



POLITÉCNICA

escuela técnica superior de  
ingeniería  
y diseño  
industrial

# UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y DISEÑO INDUSTRIAL

Grado en Ingeniería Eléctrica

## TRABAJO FIN DE GRADO

**Diseño de una instalación de autoconsumo fotovoltaico para  
una vivienda unifamiliar**

Autor: Alejandro González Carballo

Tutora: María Camino Villacorta

Departamento de Ingeniería Eléctrica,  
Electrónica, Automática y Física Aplicada

Madrid, Febrero, 2021



Título del trabajo: Diseño de una instalación de autoconsumo fotovoltaico para  
una vivienda unifamiliar

Autor: Alejandro González Carballo

Tutora: María Camino Villacorta

## EL TRIBUNAL

Presidente:

Vocal:

Secretario:

Realizado el acto de defensa y lectura del Trabajo Fin de Grado el día ..... de  
..... de ..... en ....., en la Escuela Técnica Superior de Ingeniería y  
Diseño Industrial de la Universidad Politécnica de Madrid, acuerda otorgarle la  
CALIFICACIÓN de:

VOCAL

SECRETARIO

PRESIDENTE



# AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, me gustaría agradecerle a mi tutora María Camino, el darme una perspectiva transversal de los sistemas fotovoltaicos en base a su experiencia personal.

También me gustaría dedicar el proyecto a mis padres y a mis abuelos, por brindarme su apoyo durante todos estos años, por ofrecerme siempre la mejor educación y por transmitirme sus valores. Por supuesto, también me gustaría hacer una mención especial a mis hermanos, que me han apoyado y animado en el día a día.

Finalmente, dedicar el proyecto a mis amigos de la universidad por ayudarme, darme ideas y por los buenos momentos que hemos vivido a lo largo de estos años, en especial a Juanjo, por ofrecerme su ayuda y apoyo en todo momento.



# RESUMEN

En los últimos años la demanda energética mundial está aumentando significativamente lo que hace necesario diversificar las fuentes de generación de la matriz energética para abastecer las necesidades de consumo. Por otro lado, para frenar el progreso del cambio climático y el calentamiento global, se deben disminuir las emisiones de CO<sub>2</sub>, por lo que la generación de energía debe tener un origen renovable.

Entre las tecnologías renovables, la energía solar fotovoltaica destaca a nivel económico, puesto que los costes de la instalación se han reducido considerablemente en los últimos años haciendo la tecnología competitiva en múltiples aplicaciones. Por otro lado, su modularidad permite la adaptación a cada tipo de instalación y, en particular, la integración en edificios y espacios próximos a los lugares de consumo.

En instalaciones residenciales, desde el punto de vista del usuario, la fotovoltaica presenta una gran oportunidad para independizarse de las fluctuaciones del precio de la electricidad. Además, en España, con la publicación en abril de 2019 del Real Decreto (que regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica), se abre un nuevo escenario en el cual los consumidores pasan a ser prosumidores (productores de energía con capacidad de decisión).

En el presente proyecto se diseña y analiza una instalación de autoconsumo fotovoltaico en una vivienda unifamiliar en la Comunidad de Madrid. El principal criterio de diseño ha sido adaptar la instalación fotovoltaica al consumo real de la vivienda, ajuste realizado en base a datos reales de consumo de un año completo.

Se comienza el estudio con un análisis del emplazamiento, de la superficie disponible para el generador fotovoltaico y de las características climatológicas. La selección de componentes se realiza verificando la compatibilidad eléctrica entre módulo e inversor. Tras definir la ubicación de cada componente, se calculan las secciones de cableado, las protecciones eléctricas y las estructuras de fijación. Finalmente se realizan simulaciones del diseño final para estimar la producción anual.

El diseño óptimo propuesto en el emplazamiento tiene una potencia pico de 2640 W<sub>p</sub> y una generación anual estimada de 3473 kWh. El presupuesto estimado para la instalación es de 3279 €, incluyendo los costes de tramitación. A partir de los datos anteriores, se presenta un estudio del balance energético y económico de la instalación, en el que se concluye un tiempo de retorno de 9 años, y una reducción en el gasto en electricidad anual del 36% de acuerdo con el sistema de facturación actual.

# ABSTRACT

In recent years, the world's energy demand has been increasing significantly, which makes it necessary to diversify the sources of generation of the energy matrix to meet consumption needs. At the same time, in order to slow down the progress of climate change and global warming, CO<sub>2</sub> emissions must be reduced, so energy generation must have a renewable origin.

Among renewable technologies, photovoltaic solar energy stands out in economic terms, since installation costs have been considerably reduced in recent years, making the technology competitive in many applications. On the other hand, its modularity allows adaptation to the typology of each installation and in particular, integration in buildings and areas close to consumption.

In residential installations, from the user's point of view photovoltaics is a great opportunity to become independent of fluctuations in the price of electricity. Moreover, in Spain, with the publication in April 2019 of the Royal Decree (which regulates the administrative, technical, and economic conditions for self-consumption of electricity), a new scenario opens up in which consumers become prosumers (energy producers with decision-making capacity).

This project designs and analyzes a photovoltaic self-consumption installation in a single-family house in the community of Madrid. The most important criterion in terms of design is to adapt the photovoltaic installation to the real consumption of the house, an adjustment based on actual consumption data for a year.

The study begins with an analysis of the place, where the available surface for the photovoltaic generator and the climatic characteristics are determined. The selection of components is determined by verifying the electrical compatibility between module and inverter. After defining the location of each component, the wiring sections, electrical protections and structures are calculated. Finally, simulations of the final design are carried out to estimate the annual production.

The optimal design proposed at the site has a peak power of 2640 W<sub>p</sub> and an estimated annual generation of 3473 kWh. The estimated budget for the installation is 3279 €, including processing costs. Based on the data, a study of the energy and economic balance of the installation is presented, which concludes a payback time of 9 years, and a reduction in annual electricity costs of 36% according to the current billing system.

# ÍNDICE

<b>AGRADECIMIENTOS.....</b>	I
<b>RESUMEN.....</b>	I
<b>ABSTRACT .....</b>	II
<b>ÍNDICE.....</b>	III
<b>ÍNDICE DE FIGURAS.....</b>	V
<b>ÍNDICE DE TABLAS.....</b>	IX
<b>ÍNDICE DE ECUACIONES.....</b>	X
<b>GLOSARIO.....</b>	XI
LISTA DE ABREVIATURAS .....	XI
LISTA DE SÍMBOLOS.....	XIII
<b>CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN.....</b>	1
1.1. CONTEXTO Y MOTIVACIÓN DEL PROYECTO .....	1
1.2. OBJETIVOS.....	2
1.3. METODOLOGÍA .....	3
1.3.1. <i>Bases de datos</i> .....	4
1.3.2. <i>Programas de modelado</i> .....	5
1.4. ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO .....	5
<b>CAPÍTULO 2. INSTALACIONES DE AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO EN ESPAÑA</b>	7
2.1. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA .....	8
2.1.1. <i>Recurso solar</i> .....	8
2.1.2. <i>Tendencias</i> .....	8
2.2. INSTALACIONES DE AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO .....	12
2.3. ANÁLISIS DE NORMATIVA.....	19
<b>CAPÍTULO 3. ESTUDIO DEL EMPLAZAMIENTO .....</b>	23
3.1. LOCALIZACIÓN.....	23
3.1.1. <i>Medidas de Google Earth</i> .....	24
3.1.2. <i>Análisis del sombreado</i> .....	25
3.1.3. <i>Sombras</i> .....	27
3.2. RADIACIÓN INCIDENTE .....	29

3.3.	CONSUMO ELÉCTRICO DE LA VIVIENDA.....	33
3.4.	CRITERIOS DE DISEÑO.....	34
3.5.	CONCLUSIONES .....	36
<b>CAPÍTULO 4. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN.....</b>		<b>39</b>
4.1.	CÉLULA Y MÓDULO.....	39
4.2.	INVERSORES.....	44
4.3.	BATERÍA.....	47
4.4.	COMPATIBILIDAD ELÉCTRICA .....	47
4.5.	CABLEADO.....	50
4.5.1.	<i>Círculo en continua</i> .....	50
4.5.2.	<i>Círculo en alterna</i> .....	52
4.5.3.	<i>Puestas a tierra</i> .....	53
4.6.	PROTECCIONES ELÉCTRICAS .....	54
4.6.1.	<i>Protecciones del circuito en continua</i> .....	54
4.6.2.	<i>Protecciones del circuito en alterna</i> .....	55
4.7.	EQUIPO DE MEDIDA DE LA ENERGÍA .....	56
4.8.	ESTRUCTURAS .....	56
4.9.	ESQUEMA ELÉCTRICO .....	57
4.10.	CONCLUSIONES .....	57
<b>CAPÍTULO 5. BALANCE ENERGÉTICO Y ESTUDIO ECONÓMICO.....</b>		<b>59</b>
5.1.	BALANCE ENERGÉTICO.....	59
5.2.	ESTUDIO ECONÓMICO.....	66
5.2.1.	<i>Desglose de factura eléctrica</i> .....	66
5.2.2.	<i>Balance económico</i> .....	68
5.3.	PRESUPUESTO .....	72
5.4.	TIEMPO DE AMORTIZACIÓN .....	73
5.5.	ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS .....	75
<b>CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES .....</b>		<b>77</b>
6.1.	CONCLUSIONES .....	77
6.2.	LÍNEAS FUTURAS.....	80
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>		<b>81</b>
<b>ANEXO A. FACTURAS Y CONSUMO DEL 2019.....</b>		<b>85</b>
<b>ANEXO B. HOJAS DE CARACTERÍSTICAS.....</b>		<b>89</b>
<b>ANEXO C. RESULTADOS DE PVSYST .....</b>		<b>95</b>

# ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Mapa de la irradiación anual en Europa [11]. .....	8
Figura 2.2: Potencia solar fotovoltaica instalada en España. Fuente de potencia instalada en España hasta 2020: REE [12] y UNEF [13]. Previsiones de PNIEC: AleaSoft: [14]. Elaboración Propia.....	9
Figura 2.3: LCOE de diferentes tecnologías. [17].....	10
Figura 2.4: Balance de producción y consumo en España [12]. .....	11
Figura 2.5: Estimación de la potencia anual instalada en la modalidad de autoconsumo [20].....	12
Figura 2.6: LCOE del autoconsumo fotovoltaico en 2018, y predicción para el 2030 [21]. .....	13
Figura 2.7: Esquema de una instalación de autoconsumo en vivienda [22].....	14
Figura 2.8: Precio por watio pico del sistema fotovoltaico en distintas modalidades [24]. .....	15
Figura 2.9: Componentes energéticas en la modalidad de autoconsumo. Elaboración propia. ....	16
Figura 2.10: Esquema eléctrico y flujo de carga en una vivienda con almacenamiento (derecha) y sin almacenamiento (izquierda) [27]. .....	17
Figura 2.11: Curvas energéticas de las 3 modalidades de la Magic Box [27]. .....	18
Figura 3.1 Vista aérea de la vivienda [30]. Elaboración propia. ....	24
Figura 3.2 Medidas de la vivienda sobre un modelo tridimensional [31]. Elaboración propia. ....	24
Figura 3.3: Iluminación sobre el techo de la vivienda por la mañana (izquierda), mediodía (medio) y tarde (derecha) [21]. Elaboración propia. ....	25
Figura 3.4: Desajuste en la corriente total generada por un módulo con una célula sombreada [32]. .....	25
Figura 3.5: Efecto sobre la curva I-V, al sombrear un módulo [32].....	26

Figura 3.6: Flujo de corriente al tener un módulo sombreado parcialmente con diodos bypass [32].....	26
Figura 3.7 Sombra proyectada por los respiraderos sobre el techo. Elaboración propia. ....	27
Figura 3.8: Trayectoria Solar en el emplazamiento [9]. .....	28
Figura 3.9 Área disponible sin que recaiga sombra sobre los módulos (rojo) y asumiendo 1 metro de sombra (amarillo) [31]. Elaboración propia. .....	29
Figura 3.10: Irradiación incidente en los planos de orientación. este, oeste y ambos. .	31
Figura 3.11: Factor de transposición del emplazamiento [9].....	32
Figura 3.12: Consumo promedio diario de la vivienda por estaciones. Elaboración propia. ....	33
Figura 3.13: Consumo promedio diario de la vivienda a lo largo del año. Elaboración propia. ....	33
Figura 3.14: Consumo promedio diario de los distintos meses. Elaboración propia. ...	34
Figura 3.15: Producción mensual [8]. .....	35
Figura 4.1: Circuito equivalente de una célula solar [35].....	39
Figura 4.2: Curva I-V y P-V de una célula [36].....	40
Figura 4.3: Ranking de empresas fabricantes de módulos solares en función del volumen de ventas en 2018 y 2019 [37]. .....	42
Figura 4.4: Comparación de precios entre diferentes módulos [38]. .....	42
Figura 4.5: Inversor Multistring con dos entradas para el control de punto de máxima potencia [35]. .....	44
Figura 4.6: Principales fabricantes de inversores respecto a su cote de mercado mundial en 2018 [44]. .....	45
Figura 4.7: Rendimiento del inversor en función de la carga [45] .....	45
Figura 4.8: Factor para determinar el inversor en función de la disposición de los módulos [27]. .....	46
Figura 4.9: Modelo 3D de la vivienda con las 2 series de 4 módulos. Elaboración propia. ....	49

Figura 4.10: Esquema eléctrico de los módulos. Elaboración propia.....	50
Figura 4.11: Método de instalación del circuito en continua. Norma UNE-HD 60364-5-52 .....	51
Figura 4.12: Corriente admisible en función del método de instalación. Norma UNE-HD 60364-5-52.....	51
Figura 4.13: Método de instalación del circuito en alterna. Norma UNE-HD 60364-5-52 .....	53
Figura 4.14: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase. ....	53
Figura 4.15: Esquema eléctrico del inversor [45].....	55
Figura 4.16: Equipo de medida FRONIUS Smart Meter 63A-1 [49].....	56
Figura 4.17: Estructura formada por perfiles guía módulo y fijación VR [50].....	56
Figura 4.18: Estructura coplanar sobre la cubierta de teja [51].....	57
Figura 4.19: Esquema eléctrico simplificado de la instalación. Elaboración propia.....	57
Figura 5.1: Balance Energético horario de los meses de invierno. Elaboración propia. 60	
Figura 5.2: Consumo y generación de un día promedio en invierno. Elaboración propia. ....	60
Figura 5.3: Balance Energético horario de los meses de primavera. Elaboración propia. ....	61
Figura 5.4: Consumo y generación de un día promedio en primavera. Elaboración propia. ....	61
Figura 5.5: Balance Energético horario de los meses de verano. Elaboración propia... 62	
Figura 5.6: Consumo y generación de un día promedio en verano. Elaboración propia. ....	62
Figura 5.7: Balance Energético horario de los meses de otoño. Elaboración propia. ... 63	
Figura 5.8: Consumo y generación de un día promedio en otoño. Elaboración propia. 63	
Figura 5.9: Balance energético por estaciones. Elaboración propia..... 64	
Figura 5.10: Autosuficiencia y autoconsumo para las distintas estaciones. Elaboración propia. .... 64	

Figura 5.11: Histograma del balance energético. En rojo, los días con déficit de energía, en verde, los días con exceso de energía. Elaboración propia.....	65
Figura 5.12: Precio medio de la energía en 2019. Fuente: REE [12] .....	67
Figura 5.13: Distribución de precios con y sin autoconsumo. Elaboración propia.....	69
Figura 5.14: Balance económico horario de los meses de invierno. Elaboración propia. .....	69
Figura 5.15: Balance económico horario de los meses de primavera. Elaboración propia. .....	70
Figura 5.16: Balance económico horario de los meses de verano. Elaboración propia.70	
Figura 5.17: Balance económico horario de los meses de otoño. Elaboración propia. 71	
Figura 5.18: Balance económico medio en las distintas estaciones. Elaboración propia. .....	71
Figura 5.19: Distribución de precios de la instalación. Elaboración propia.....	73
Figura 5.20: Flujo de caja de la instalación a los 25 años. Periodo no amortizado (en rojo), periodo amortizado (en verde). Elaboración propia. ....	73
Figura 5.21: Facturación mensual de la instalación antigua y la de autoconsumo. Elaboración propia. ....	74
Figura 5.22: Comparación del coste variable de la factura con una potencia instalada de 2640 Wp y 5280 Wp. Elaboración propia. ....	75
Figura 0.1: Consumo medio mensual de la vivienda en el año 2019. Elaboración propia con Plotly. ....	88

# ÍNDICE DE TABLAS

Tabla: 3.1:Longitud de sombra proyectada. Elaboración propia.....	27
Tabla 3.2: Irradiación incidente en un plano que forma 30° con la horizontal con inclinaciones este y oeste. Elaboración propia.....	30
Tabla 3.3: Consumo y producción media diaria de cada mes. Elaboración propia.....	35
Tabla 4.1: Comparación de precios entre Jinko y Canadian Solar. Elaboración propia.	43
Tabla 4.2: Características del módulo Canadian Solar 330W [34]. .....	43
Tabla 4.3: Inversores de Huawei. Precios extraídos de Merkasol [46]. Elaboración propia.	47
Tabla 4.4: Características eléctricas del módulo y del conjunto fotovoltaico, teniendo en cuenta la temperatura máxima y mínima. Elaboración propia.....	48
Tabla 4.5: Resumen de las características eléctricas del inversor. Elaboración propia.	48
.....	
Tabla 4.6: Resumen de cantidad y modelo de los módulos. Elaboración propia. ....	58
Tabla 4.7: Resumen de cantidad y modelo del inversor. Elaboración propia.....	58
Tabla 4.8: Resumen de cantidad y modelo de la estructura. Elaboración propia .....	58
Tabla 4.9: Resumen de los conductores y protecciones. Elaboración propia.....	58
Tabla 5.1: Consumo, generación y balance de energía total en kWh por meses. Elaboración propia. ....	59
.....	
Tabla 5.2: Precio de las componentes fijas de la facturación. Elaboración propia. ....	68
.....	
Tabla 5.3: Facturas eléctricas con y sin autoconsumo. Elaboración propia. ....	68
.....	
Tabla 5.4: Presupuesto de la instalación. Elaboración propia.....	72
.....	
Tabla 5.5: Comparación entre el importe de la facturación con y sin autoconsumo. Elaboración propia. ....	74
.....	
Tabla 0.1: Desglose de facturas durante 2019. Elaboración propia. ....	86
.....	
Tabla 0.2: Precio de las componentes de la factura por día. Elaboración propia.....	87

# ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 2.1: LCOE .....	10
Ecuación 2.2: Autoconsumo .....	16
Ecuación 2.3: Autosuficiencia .....	16
Ecuación 4.1: Corriente de cortocircuito del módulo. ....	41
Ecuación 4.2: Tensión de circuito abierto del módulo. ....	41
Ecuación 4.3: Temperatura del módulo.....	41
Ecuación 4.4: Potencia instalada.....	46
Ecuación 4.5: Potencia nominal aproximada del inversor. ....	46
Ecuación 4.6: Corriente máxima de cortocircuito para irradiancias superiores a 1000W/m <sup>2</sup> .....	48
Ecuación 4.7: Intensidad máxima de cortocircuito corregida. ....	51
Ecuación 4.8: Sección mínima del conductor para no superar la caída de tensión definida.....	52
Ecuación 4.9: Caída de tensión del circuito .....	52
Ecuación 4.10: Intensidad admisible del conductor de corriente continua corregida... ..	54
Ecuación 4.11: Condición 1 de protecciones eléctricas para fusible y magnetotérmico. ....	54
Ecuación 4.12: Condición 2 de protecciones eléctricas para fusible. ....	54
Ecuación 4.13: Intensidad admisible del conductor de alterna corregida.....	55

# GLOSARIO

## LISTA DE ABREVIATURAS

ETSIDI	Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Diseño Industrial
TFG	Trabajo de Fin de grado
PNIEC	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
ONU	Organización de las Naciones Unidas
REE	Red Eléctrica de España
UNEF	Unión Española Fotovoltaica
ODS	Objetivos del Desarrollo Sostenible
PIB	Producto Interior Bruto
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i> (Coste nivelado de la energía)
ESE	Empresas de Servicios Energéticos
IBI	Impuesto sobre Bienes Inmuebles
ICIO	Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras
REBT	Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión
PVPC	Precio de Venta al Pequeño Consumidor
MPPT	<i>Maximum power point</i> (Punto de máxima potencia)
ITC	Instrucción Técnica Complementaria
BT	Baja Tensión
XLPE	Polietileno Reticulado
DC	<i>Direct current</i> (Corriente directa)
AC	<i>Alternating current</i> (Corriente alterna)
PV	<i>Photovoltaic</i> (Fotovoltaica)
ud	Unidades
TMY	<i>Typical Meteorological Year</i> (Año meteorológico tipo)
STC	<i>Standard Test Conditions</i> <sup>1</sup> (Condiciones estándar de medida)
MOSFET	<i>Metal-oxide-semiconductor field-effect transistor</i> (Transistor de efecto de campo metal-óxido-semiconductor)
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i> (Transistor bipolar de puerta aislada)
GTO	<i>Gate Turn-Off Thyristor</i> (Tiristor)

---

<sup>1</sup> Condiciones estándar: Irradiancia de 1000W/m<sup>2</sup>, temperatura de célula de 25°C y distribución espectral AM 1.5G.

CGMP	Cuadro general de mando y protección
ANPIER	Asociación nacional de productores de energía fotovoltaica
PYMES	Pequeñas y medianas empresas

## LISTA DE SÍMBOLOS

$I_t$	Inversión inicial (€)
$M_t$	Costes de operación y mantenimiento (€)
$F_t$	Costes de combustible (€)
$E_t$	Generación de energía (kWh)
$r$	Tasa de descuento
$j$	Tiempo de vida de la instalación (años)
$A$	Energía autoconsumida (kWh)
$B$	Energía obtenida de la red (kWh)
$C$	Energía autoconsumida (kWh)
$I_l$	Corriente fotogenerada (A)
$I_0$	Intensidad de saturación del diodo (A)
$I$	Intensidad de salida de la célula (A)
$V$	Tensión en bornas de la célula (V)
$P$	Potencia desarrollada por la célula (W)
$T$	Temperatura de la célula (K)
$q$	Carga del electrón ©
$K$	Constante de Boltzmann
$n$	Factor de idealidad del diodo
$W_p$	Watio pico
$I_{sc}$	Intensidad de cortocircuito de la célula (A)
$V_{oc}$	Tensión de circuito abierto de la célula (V)
$R_s$	Resistencia serie ( $\Omega$ )
$G_{ef}$	Irradiancia eficaz ( $W/m^2$ )
$G_{stc}$	Irradiancia en condiciones estándar ( $W/m^2$ )
$I_{sc}^*$	Intensidad de cortocircuito característica de la célula (A)
$T_c^*$	Temperatura de célula (25 °C)
$V_{oc}^*$	Tensión de circuito abierto característica de la célula (V)
$T_a$	Temperatura ambiente (°C)
$T_{onc}$	Temperatura de operación nominal de funcionamiento de célula (°C)
$T_{max}$	Temperatura ambiente máxima del emplazamiento (°C)
$T_{min}$	Temperatura ambiente mínima del emplazamiento (°C)
$V_{\max(vacío)}$	Tensión máxima en vacío (V)
$V_{\max(MPPT)}$	Tensión máxima en MPPT (V)

$V_{\min (MPPT)}$	Tensión mínima en MPPT (V)
$I_{max}$	Intensidad máxima (A)
$P_{max}$	Potencia máxima (W)
$I_{cc,max}$	Intensidad de cortocircuito máxima (A)
$I_b$	Intensidad de cortocircuito del conjunto (A)
$I'_b$	Intensidad de cortocircuito del conjunto corregida (A)
$f_{sol}$	Factor del conductor por soleado
$f_{agrup}$	Factor del conductor por agrupamiento
$f_{temp}$	Factor del conductor por temperatura
$S$	Sección del conductor ( $\text{mm}^2$ )
$l$	Longitud del conductor (m)
$\gamma$	Conductividad del cobre a 70°C ( $\text{S}\cdot\text{m}/\text{mm}^2$ )
$U_r$	Caída de tensión relativa (%)
$I_z$	Intensidad admisible del conductor (A)
$I'_z$	Intensidad admisible corregida del conductor (A)
$I_N$	Intensidad nominal de los elementos de protección (A)

# Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

## 1.1. CONTEXTO Y MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

El cambio climático, forzado por la actividad humana se conoce desde mediados del siglo XX. No obstante, durante la última década, la población está tomando mayor conciencia sobre su impacto.

El aceleramiento del proceso, así como las consecuencias de que la temperatura global supere los 2°C [1], ha llevado a algunas instituciones a adoptar la expresión emergencia climática para dotarlo con mayor carácter de urgencia. De hecho, algunos informes estiman que, para 2050 el aumento de temperatura será de 2.6°C [2].

Con el objetivo de desacelerar el proceso, existe un consenso internacional sobre la necesidad de disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera, para ello, se debaten los distintos objetivos en las cumbres climáticas [3]. Una de las vías para conseguirlo consiste en potenciar las energías renovables para cubrir una fracción significativa de la generación eléctrica.

En el contexto nacional, la publicación del PNIEC (Plan Nacional de Energía y Clima) [4], responde a las agendas y calendarios establecidos en la Comisión Europea, en los Acuerdos de París [5] y en la ONU para hacer frente al cambio climático.

Los principales objetivos del PNIEC para 2030 son reducir un 20% las emisiones de gases de efecto invernadero con respecto a 1990, un soporte de 42% de la energía por renovables sobre el consumo total del país y una mejora de la eficiencia energética y de la interconexión eléctrica entre estados miembros [4].

## **Capítulo 1**

En el PNIEC se defiende la generación de autoconsumo fotovoltaico y la generación distribuida con el objetivo de hacer más ecológicas las viviendas e instituciones públicas y privadas, puesto que el consumo sería cubierto con fuentes no contaminantes [4].

Además, el hecho de descentralizar la producción, con generación próxima a los puntos de consumo y no en grandes centrales que están lejos de las ciudades, aumenta la eficiencia del sistema eléctrico nacional al disminuir las pérdidas en el transporte energético.

Con la publicación del nuevo marco regulador del autoconsumo de energía eléctrica en 2019, se abre un nuevo escenario en el que los ciudadanos podemos ser participantes en el mercado eléctrico. De esta forma, se da la oportunidad de vender la energía excedente a la red, cuyas consecuencias son: el fomento de las instalaciones fotovoltaicas, la reducción del precio de la factura y la independencia energética. Además, la propiedad de estas instalaciones de generación distribuida puede ser de los ciudadanos, lo que aumenta su soberanía energética.

A su vez, las mejoras tecnológicas en los componentes que constituyen la instalación y el aumento de instalaciones a nivel mundial por la economía de escala han propiciado una disminución de su precio. Este hecho convierte a las instalaciones fotovoltaicas en una inversión asequible a pequeña escala, favoreciendo el autoconsumo individual y colectivo, puesto que se reduce el tiempo de retorno de la inversión inicial.

En este contexto, cobra relevancia el presente proyecto de diseño y análisis de una instalación de autoconsumo fotovoltaico para una vivienda unifamiliar en Madrid.

### **1.2. OBJETIVOS**

El objetivo principal del proyecto es diseñar y analizar una instalación de autoconsumo fotovoltaico en una vivienda unifamiliar. Los objetivos específicos que se han establecido como criterios de diseño son:

- Minimizar la dependencia energética con la red de distribución.
- Maximizar el ahorro económico

Sin embargo, adicionalmente a los objetivos de mejora del balance energético y económico, cabe destacar que el beneficio neto no solo tiene una dimensión meramente económica, ya que este tipo de tecnología propicia que la vivienda sea sostenible desde un punto de vista ecológico.

### 1.3. METODOLOGÍA

De acuerdo con los objetivos planteados, las actividades propuestas en la realización del proyecto han sido:

- Estudio del emplazamiento: Consistente en la selección de la ubicación de la instalación y el análisis de todas las peculiaridades de esta como son: climatología, ubicación, superficie disponible, sombras proyectadas, recurso solar etc.
- Prediseño de la instalación: Propuesta de un diseño preliminar de la instalación, teniendo en cuenta las características geográficas del emplazamiento, y el consumo eléctrico de la vivienda basado en datos reales de consumo del año 2019.
- Análisis tecnológico y de mercado: Con el objetivo de abaratar costes, y disminuir el tiempo de amortización, se lleva a cabo un pequeño estudio de mercado de los distintos componentes de la instalación. Para ello, se selecciona el fabricante según sus proyecciones de mercado, y el modelo de cada equipo en función de su relación calidad-precio.
- Optimización del diseño: Para optimizar el diseño de la instalación, se plantean diferentes grados de libertad como son el tamaño del generador fotovoltaico, su orientación e inclinación, la configuración eléctrica del sistema, la ubicación final de los componentes y la selección de estos.
  - Tamaño del generador: se calcula para anular la parte variable de la factura en el mes en el que exista mayor recurso solar y menor consumo.
  - Ubicación: se determina con el criterio de minimización de sombras para maximizar la producción de energía.
  - Orientación e inclinación: se decide en base a mejorar la integración arquitectónica de la fotovoltaica en la vivienda.
  - Configuración eléctrica: analizando la compatibilidad eléctrica entre los principales componentes: módulos e inversor fotovoltaico a partir de las tensiones de operación en el rango de temperaturas de la ubicación seleccionada.
  - Ubicación de los componentes: se estiman las distancias y secciones del cableado verificando que se cumpla la normativa y el criterio de caída de tensión inferior a 1.5%.

## Capítulo 1

- Selección de componentes entre los fabricantes con mayor cuota de mercado y modelos adecuados al tamaño de la instalación diseñada.
- Simulación de la instalación: Las diferentes alternativas de diseño se han simulado mediante un software comercial (PVSyst) para optimizar la instalación, de acuerdo con los criterios de diseño establecidos en los objetivos del proyecto. Sin embargo, en el documento solo se recoge la simulación de la instalación final.
- Estudio y análisis de resultados: Una vez escogida la configuración óptima en la vivienda, se presenta un balance energético y económico en base anual para concluir el grado de cumplimiento con los objetivos técnico-económicos propuestos.

Para cumplimentar con los objetivos planteados anteriormente, se ha hecho uso de diferentes programas de simulación como PVsyst o PVGIS, empleando distintas bases de datos gratuitas. Dichas herramientas se describen a continuación.

### 1.3.1. BASES DE DATOS

Con el objetivo de conocer las condiciones solares en una localización, se recurre al año metereológico típico (TMY), variable que recoge los valores de climatología en una determinada localización.

En el diseño de instalaciones fotovoltaicas, los parámetros principales son la irradiancia horizontal y la temperatura ambiente (otros parámetros meteorológicos como la velocidad del viento y humedad se utilizan en menor medida durante la fase de diseño).

Para determinar el TMY, se hacen medidas en una localización cada cierto intervalo (típicamente horarios) para tener una imagen del clima. Tras realizar la medida durante varios años, y estimando la variabilidad de cada mes, se selecciona el mes más representativo en términos estadísticos durante el periodo de medición.

Es cierto, que el emplazamiento de estudio puede no estar cerca de ninguna estación de medida, sin embargo, gracias interpolaciones o a generación sintética de datos se puede obtener una estimación.

Hoy en día, se puede acceder fácilmente a algunas bases de datos gratuitas a través de internet. Por ejemplo, portales como la NASA [6], Meteonorm [7] o PVGIS [8], tienen bases de datos actualizadas en la mayoría de los países.

### 1.3.2. PROGRAMAS DE MODELADO

- PVGIS.

PVGIS, es un portal que recoge los datos de irradiancia de la Unión Europea, además permite al usuario calcular el recurso solar disponible en una determinada posición, proporcionando datos horarios, diarios y mensuales, así como las ventajas y desventajas que tendría instalar distintos tipos de plantas en función de la localización [8].

- PVSyst

PVSyst es un software comercial utilizado a nivel mundial en el diseño de instalaciones fotovoltaicas. Posee una gran flexibilidad a la hora de escoger los datos meteorológicos de partida, utilizando diferentes bases de datos gratuitas, o bien cargando datos propios o de pago [9].

Su herramienta 3D que permite calcular las pérdidas por sombreado teniendo en cuenta la trayectoria del Sol es en la práctica, de gran utilidad. Incluye también la opción de realizar un análisis económico usando costes de referencia de los componentes.

En la actualidad, este simulador está ampliamente extendido, y es uno de los más utilizados a nivel comercial. Los estudios presentados en este proyecto se han realizado con una licencia de estudiante de este programa.

## 1.4. ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO

En el presente capítulo de introducción se han detallado los objetivos del proyecto y la metodología empleada.

En el Capítulo 2 se presenta la situación actual de la tecnología fotovoltaica en España, en particular para las instalaciones de autoconsumo. Se muestran las tendencias y la descripción de los parámetros para analizar el balance energético de estas instalaciones, y se finaliza el análisis de contexto mediante la descripción de la normativa que las regula.

En el Capítulo 3 se realiza un estudio del emplazamiento donde se va a llevar a cabo la instalación (climatología, sombras proyectadas, radiación incidente y consumo eléctrico de la vivienda). Se concluye la superficie disponible que determina las diferentes opciones de ubicación, tamaño de generador y se lleva a cabo un prediseño aplicando los criterios establecidos de acuerdo con los objetivos del proyecto.

## **Capítulo 1**

En el Capítulo 4 se determinan los componentes necesarios para la instalación en función de los criterios establecidos. Para ello, se detallan los modelos y fabricantes seleccionados y la configuración eléctrica y mecánica del sistema.

En el Capítulo 5 se estudia el balance energético de la instalación a partir de simulaciones de generación y de las curvas de consumo, cuya estimación se basa en datos reales del año 2019. A su vez, se lleva a cabo un estudio económico de la instalación, a partir del presupuesto, el balance económico anual basado en el precio de la factura eléctrica de 2019 y la estimación del ahorro por la cantidad de energía autogenerada. A partir de estos datos, se estima el tiempo de retorno económico.

En el Capítulo 6 se recogen las principales conclusiones que se han extraído tras la realización del proyecto y las líneas futuras para las instalaciones de autoconsumo.

# Capítulo 2. INSTALACIONES DE AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO EN ESPAÑA

En este capítulo se muestra el contexto y la evolución de la energía solar fotovoltaica en España desde sus inicios hasta la actualidad como posible solución para alcanzar los objetivos establecidos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.

Se lleva a cabo un pequeño estudio de los cambios de tendencia en cuanto a potencia instalada y la evolución de la normativa que regula este sector.

Por otro lado, se hace especial hincapié a la modalidad de autoconsumo en España, y las previsiones que se esperan en los años venideros tras la publicación en 2019 del nuevo marco regulador.

Para poder analizar las componentes de esta tipología de instalaciones, se presentan los principales parámetros que deben ser analizados, como LCOE, autosuficiencia y autoconsumo.

Finalmente, se describen los principales aspectos que contempla el Real Decreto 244/2019 que regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

### 2.1. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

España es uno de los países europeos con mayor cantidad de recurso solar, hecho que favoreció la rápida implementación, investigación y desarrollo de la tecnología en el país.

#### 2.1.1. RECURSO SOLAR

Como se puede observar en la Figura 2.1, el recurso solar incidente en España es muy elevado en comparación con otros países europeos, hecho que sitúa al país en una posición ventajosa para la generación fotovoltaica.

En comparación con Alemania, España tiene una irradiación anual un 40% superior, sin embargo, la producción energética fotovoltaica de Alemania fue 6 veces superior en 2018 a la de España [10].

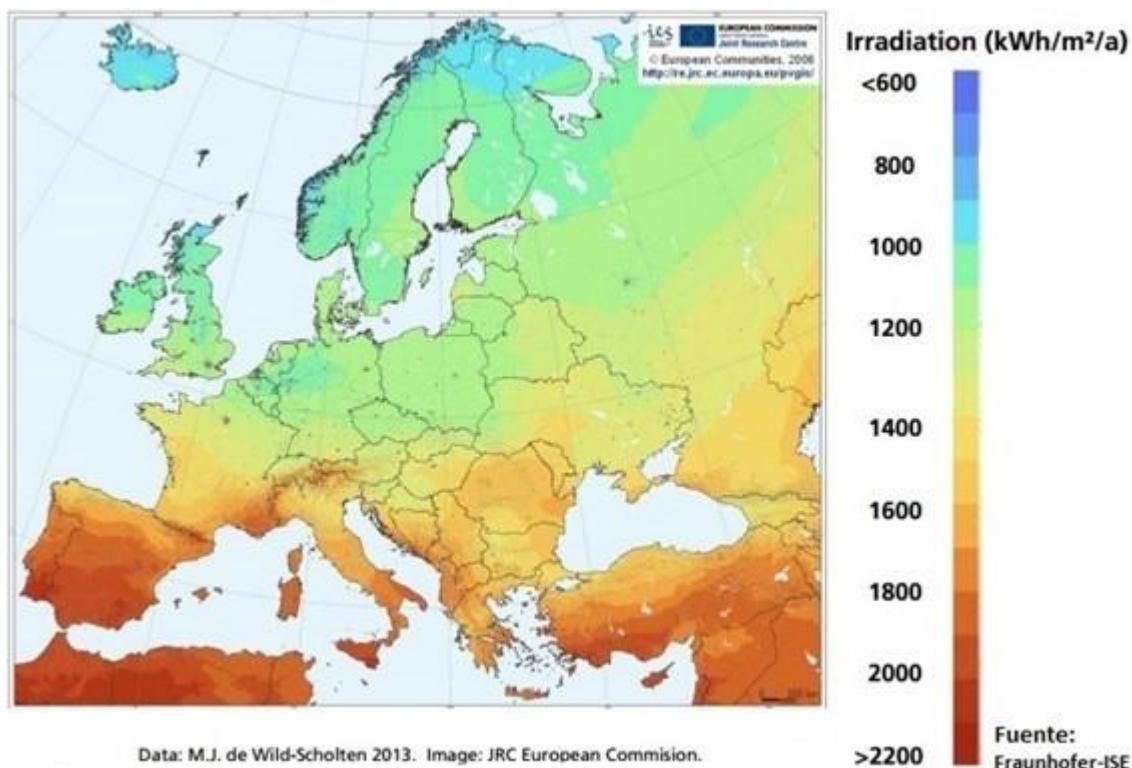


Figura 2.1: Mapa de la irradiación anual en Europa [11].

#### 2.1.2. TENDENCIAS

Muestra del gran potencial, fue el desarrollo temprano de la tecnología en el país, así como el aumento de las instalaciones hasta 2007. Posteriormente, debido fundamentalmente a cambios regulatorios en la retribución a la generación de instalaciones renovables, el sector creció a un ritmo menor.

## Instalaciones de autoconsumo fotovoltaico en España

Como se puede observar en la Figura 2.2 hubo un estancamiento en la potencia instalada desde 2012 a 2018. No obstante, en el año 2019 se instaló una potencia récord de más de 4000MW, hecho que anticipa el gran desarrollo que se prevé.

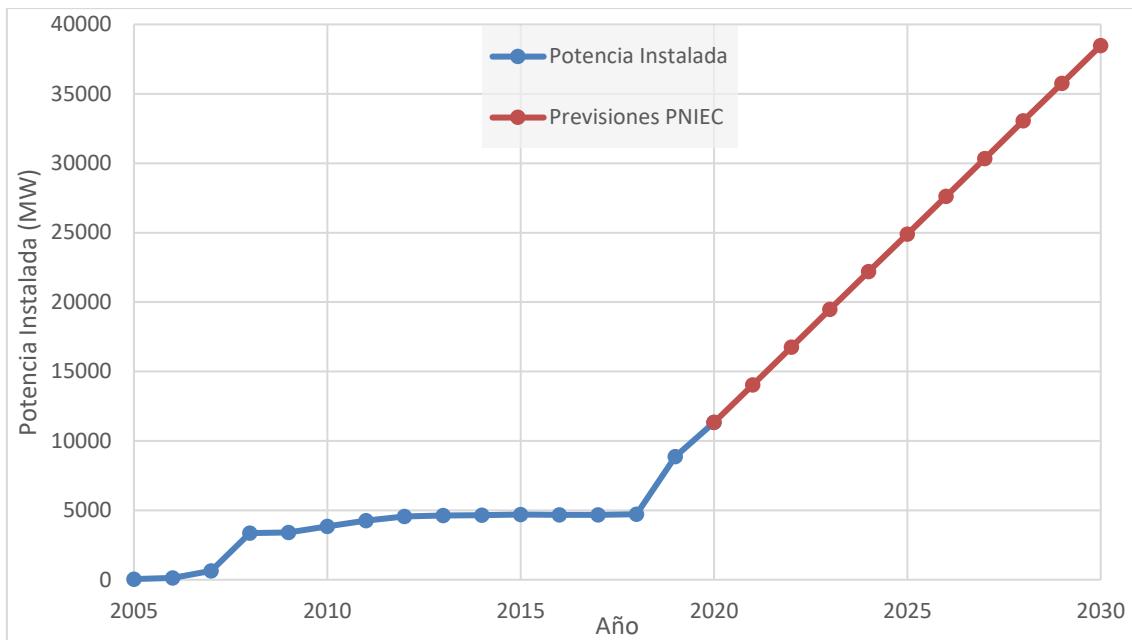


Figura 2.2: Potencia solar fotovoltaica instalada en España. Fuente de potencia instalada en España hasta 2020: REE [12] y UNEF [13]. Previsiones de PNIEC: AleaSoft: [14]. Elaboración Propia.

Para cumplir con la meta de tener un sistema eléctrico 100% renovable en 2050, España deberá incentivar la realización de nuevas instalaciones de origen renovable llevando a cabo nuevas subastas de instalaciones fotovoltaicas para cumplir con los Objetivos del Desarrollo Sostenible (ODS), planteado por las Naciones Unidas.

En enero de 2021, se lleva a cabo la primera subasta de energías renovables desde 2017, donde la fotovoltaica muestra su gran potencial al conseguir la adjudicación de 2036MW de los 3034MW subastados. Además, dicha subasta fue adjudicada para multitud de tipologías y tamaños de proyectos, lo que diversifica la generación de energía renovable [15].

Se estima que, de acuerdo a los objetivos propuestos para 2050 en el PNIEC, se alcanzará una etapa intermedia en 2030 con un sistema renovable que aporte el 74% de la electricidad [4]. Además, las previsiones estiman que la potencia acumulada instalada para 2030 será de 37GW, con una instalación anual de 2.7MW [14].

El PNIEC, manifiesta que con la instalación energías limpias, no solo crece la riqueza del país aumentando el PIB un 1.8% para 2030, sino que el empleo se ve beneficiado de la misma manera, puesto que para dicho año se habrán creado entre 250000 y 362000 empleos [4].

## Capítulo 2

El desarrollo de esta tecnología está favoreciendo una mejora en su eficiencia, a su vez, el aumento de instalaciones y las economías de escala han generado en la última década una fuerte disminución de precios, tanto de los componentes principales (con una reducción del precio de módulos de más del 80% en la última década [16]), así como de la propia instalación.

El LCOE (*Levelized Cost of Electricity*), es un indicador que muestra la competitividad global de las distintas fuentes de generación eléctrica. Describe el precio al que habría que vender la energía para cubrir todos los costes a lo largo de la vida útil de la instalación (inversión inicial, costes de operación y mantenimiento, coste de combustible ...). La fórmula para calcularlo se muestra en la Ecuación 2.1.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^j \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^j \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (2.1)$$

Ecuación 2.1: LCOE

$j$ : Tiempo de vida ;  $F_t$ : Coste de combustible ;  $E_t$ : Generación de energía  
 $M_t$ : Costes de operación y mantenimiento ;  $r$ : Tasa de descuento ;  $I_t$ : Inversión inicial

Como se puede observar en la Figura 2.3, la energía solar fotovoltaica se sitúa en un punto muy competitivo con respecto a las demás fuentes energéticas. Las razones del descenso del LCOE son el desarrollo de la tecnología con opciones cada vez más eficientes para los generadores fotovoltaicos que reducen la superficie necesaria y los costes de terrenos y otros elementos de la instalación como cableado y estructuras entre otros. Otro factor importante es el hecho de no tener costes relevantes de operación y mantenimiento, ni de combustible.



Figura 2.3: LCOE de diferentes tecnologías. [17]

En cuanto al desarrollo territorial, la mayoría de población se concentra en los grandes focos de consumo energético, las ciudades. En España, la gran desigualdad entre generación y demanda de energía se muestra en la Figura 2.4. Como se puede observar, uno de los grandes focos de consumo es Madrid. La ciudad no dispone de la superficie requerida para instalar la capacidad de generación necesaria para suplir la demanda. Por ello es necesario disponer de una red de transporte y distribución de energía eléctrica, cuyas pérdidas aumentan con la distancia desde el punto de generación al punto de consumo.

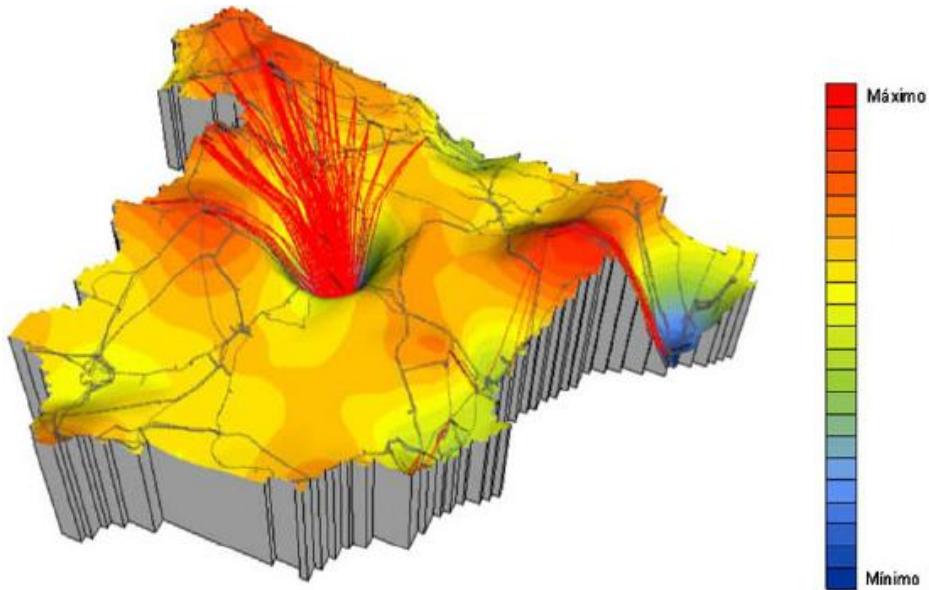


Figura 2.4: Balance de producción y consumo en España [12].

La tecnología fotovoltaica ofrece una solución al problema expuesto anteriormente, puesto que su modularidad hace que el precio de la instalación no dependa en gran medida del tamaño del sistema, haciendo posible la realización de pequeñas instalaciones. A su vez, el hecho de tratarse de una tecnología no emisora de sustancias nocivas y silenciosa, hace que sea posible tener instalaciones en los lugares de consumo.

Con el modelo de generación distribuida se disminuirían las pérdidas del actual modelo de generación centralizado, puesto que al realizarse instalaciones cerca del punto de consumo, las pérdidas globales del sistema disminuyen.

Instalar grandes plantas fotovoltaicas cerca de las ciudades podría ser una solución. No obstante, si consideramos el modelo tradicional, se situarían a unos kilómetros del foco de consumo, disminuyendo a su vez la superficie disponible para campos de cultivo y ganado. Sin embargo, con la integración de la fotovoltaica en viviendas y edificios, se podría solventar este problema al tener una generación descentralizada.

## Capítulo 2

Un estudio realizado por el Observatorio de Sostenibilidad estima el potencial de producción de electricidad en los tejados de Madrid, cuyos beneficios serían el abastecimiento del consumo de Madrid en un 51.4% y la creación de más de 10000 puestos de trabajo [18].

### 2.2. INSTALACIONES DE AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO

El autoconsumo en España está experimentando un crecimiento en los últimos años como consecuencia de la publicación del Real Decreto 244/2019 [19]. La Figura 2.5 muestra la tendencia de los últimos años, así como la proyección para 2021. En la figura se visualiza un incremento de más del 200% de la potencia instalada para autoconsumo desde 2018 a 2019.

Otras variables que han influido en este crecimiento son las políticas de fomento, la concienciación de la sociedad sobre la necesidad de encontrar un cambio al actual modelo socioeconómico basado en el consumo de combustibles fósiles, y la disminución del tiempo de retorno económico de las instalaciones.

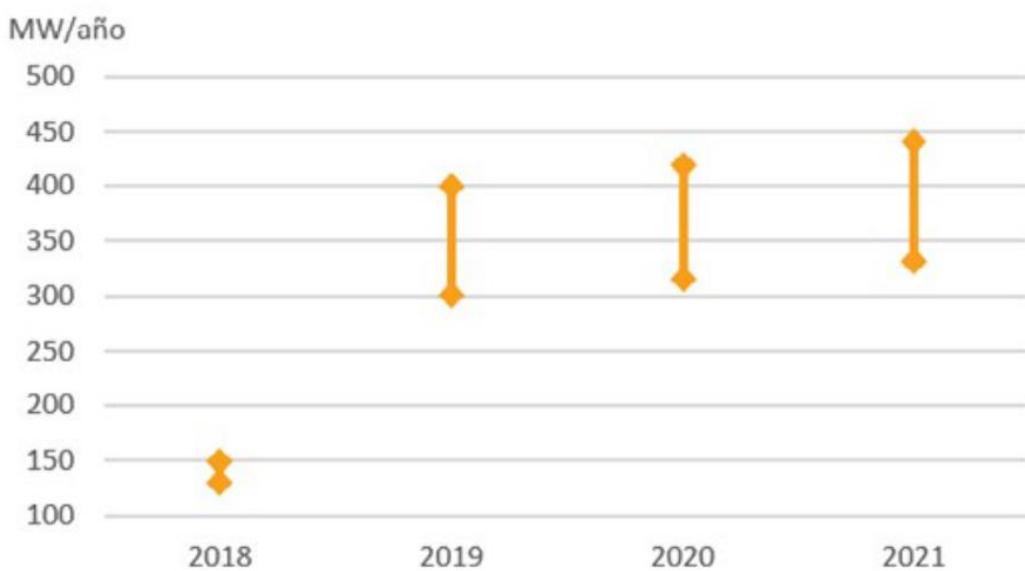


Figura 2.5: Estimación de la potencia anual instalada en la modalidad de autoconsumo [20].

Acorde al “Anuario Fotovoltaico 2020” [20] publicado por ANPIER (Asociación nacional de productores de energía fotovoltaica), las perspectivas de crecimiento del autoconsumo son del 10% anual sobre la potencia actual instalada, lo cual muestra un escenario muy optimista para el sector. Este aumento se da como consecuencia de la bajada del LCOE en pequeñas instalaciones de autoconsumo.

## Instalaciones de autoconsumo fotovoltaico en España

Un informe publicado por el instituto Fraunhofer [21], muestra que en 2018 la instalación de autoconsumo óptima sería aquella sin almacenamiento, ya que como se puede observar en la Figura 2.6 es la que menor LCOE tiene. Esto se debe a que, a pesar de que las baterías permiten hacer una gestión activa de la energía almacenada, su precio hoy en día es muy elevado

Sin embargo, las proyecciones para 2030, muestran un escenario más competitivo para este tipo de instalaciones, al reducirse el precio de las baterías. No obstante, el menor LCOE lo seguiría presentando la instalación sin almacenamiento, estando la viabilidad de las instalaciones con baterías en manos de factores como la evolución del mercado eléctrico y la necesidad de la gestión activa de la demanda.

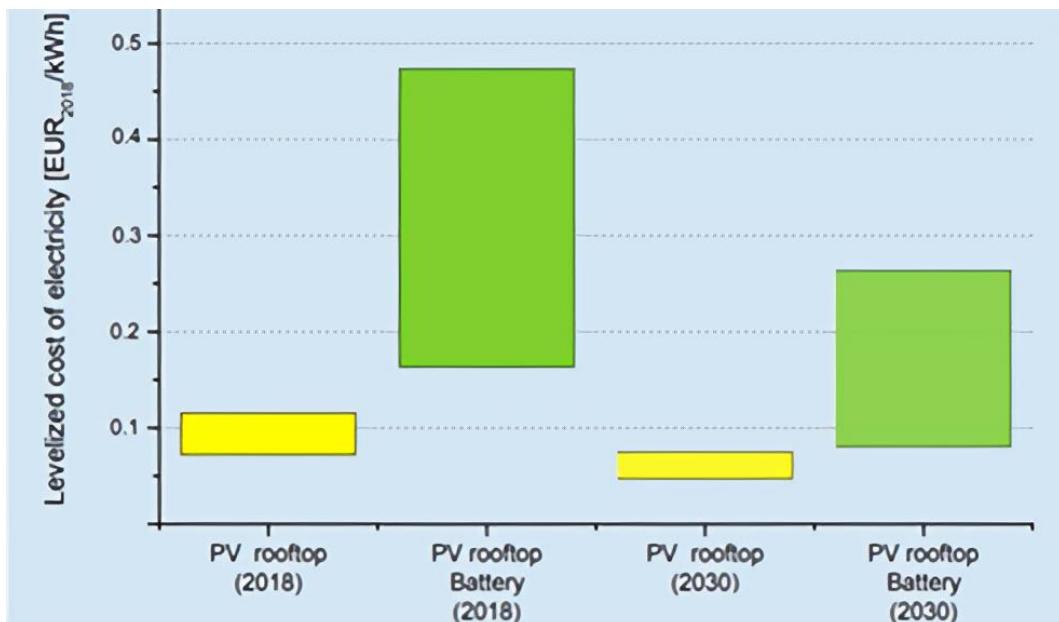


Figura 2.6: LCOE del autoconsumo fotovoltaico en 2018, y predicción para el 2030 [21].

El desarrollo de las instalaciones de autoconsumo ha estado varios años en parada debido a la falta de claridad regulatoria. La publicación del Real Decreto 244/2019 [19] marca un punto de inflexión, puesto que abre un nuevo escenario para el desarrollo del autoconsumo, reduciendo los trámites administrativos especialmente para instalaciones de pequeña y mediana potencia.

A su vez, una novedad en esta regulación es que se fomenta el autoconsumo colectivo, donde varios usuarios se asocian a una misma instalación de generación, repartiendo la energía acorde a unos coeficientes.

La transición energética requiere de una transformación de industrias y un mix de generación eléctrica para fomentar la eficiencia energética e incrementar la producción de renovables. Esto a su vez es una vía para la creación de empleos y negocios, dedicados a financiar, producir y comercializar los distintos sistemas de autoconsumo.

## Capítulo 2

La gestión activa de la demanda cobra cada vez mayor importancia, por ello están surgiendo nuevos modelos de negocio como las Empresas de Servicios Energéticos (ESE), dedicadas a financiar y aumentar la eficiencia de instalaciones existentes en viviendas y pymes buscando el ahorro económico del cliente.

La Figura 2.7 muestra el esquema tipo de una instalación fotovoltaica en una vivienda. Esta tipología de instalaciones permite convertir a los ciudadanos en los verdaderos protagonistas de la transición energética.

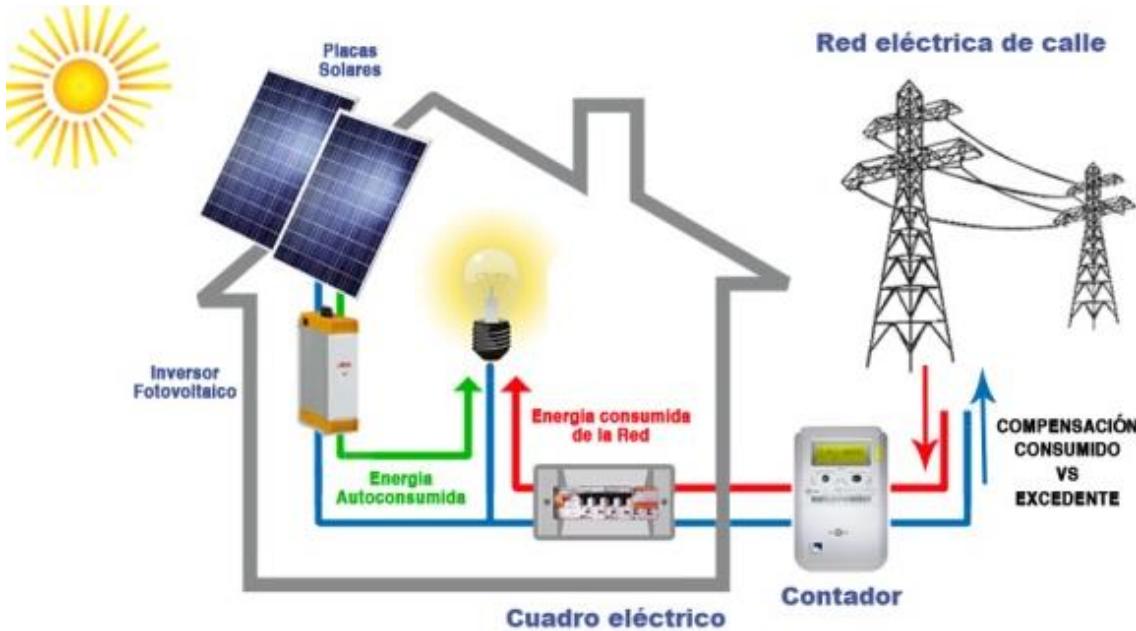


Figura 2.7: Esquema de una instalación de autoconsumo en vivienda [22].

El PNIEC incentiva la participación de la ciudadanía en la generación de energía, transitando de consumidores pasivos sin capacidad de decisión, a prosumidores (productores de energía para su propio consumo, con capacidad de decisión, aumentando su soberanía energética).

Con el autoconsumo, individual o colectivo se reduce la dependencia energética de los ciudadanos de la red de distribución, lo que se traduce en una disminución de la factura. Este hecho puede ayudar a paliar la pobreza energética, que en España afectó a 4.5 millones de ciudadanos en 2019 [23].

En el caso de las instalaciones colectivas, los ciudadanos pertenecientes a la instalación comunitaria pueden beneficiarse de la fotovoltaica compartiendo la capacidad de generación.

La regulación actual permite que esta compensación sea proporcional a la inversión que haya realizado cada uno, aunque en comunidades energéticas pueden acordarse otras fórmulas.

## Instalaciones de autoconsumo fotovoltaico en España

Los costes de las instalaciones fotovoltaicas se están reduciendo como se muestra en la Figura 2.8, donde se presenta el precio por watio pico de 4 tipologías de instalaciones partiendo de los datos desde 2016 e incluyendo las previsiones hasta 2050.

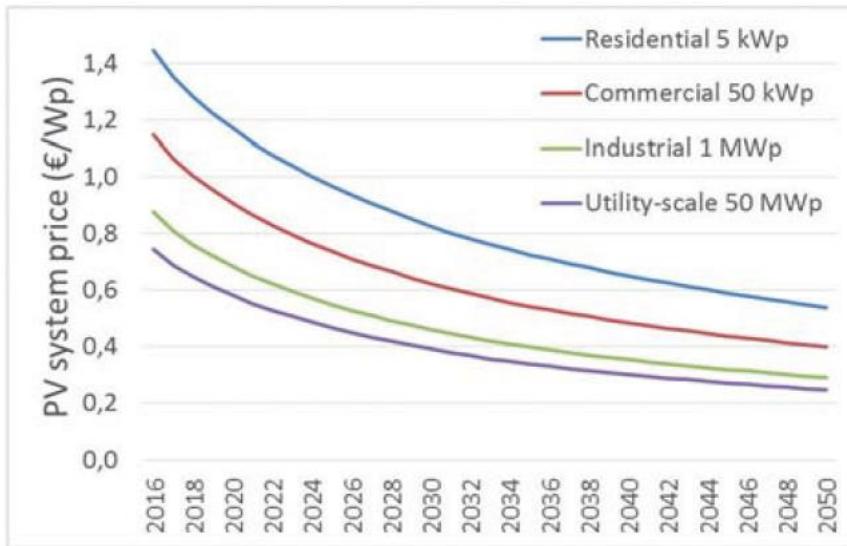


Figura 2.8: Precio por watio pico del sistema fotovoltaico en distintas modalidades [24].

Entre las distintas modalidades de instalaciones, la que resulta más costosa es la residencial con una potencia instalada menor a 5 kW<sub>p</sub>. El precio por watio pico para dicha modalidad se sitúa hoy en día en 1.1 €/W<sub>p</sub>, sin embargo, las proyecciones para 2050 muestran un escenario muy competitivo, al reducirse por debajo de los 0.6 €/W<sub>p</sub>.

A su vez, las otras modalidades de instalación (comerciales, industriales y de escala) también se verán afectadas por la bajada del precio de la instalación, lo que convertirá la fotovoltaica en una opción todavía más competitiva económica mente.

Para apoyar las instalaciones en el ámbito residencial, muchos ayuntamientos están incentivando instalaciones fotovoltaicas en viviendas con bonificaciones fiscales en el Impuesto de Bienes Inmuebles (IBI) y el Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO) [25]. Por ejemplo, el ayuntamiento del municipio donde se diseña el proyecto (Las Rozas de Madrid), ofrece descuentos del 25% o del 50% del IBI durante 5 años en función del valor catastral de la vivienda [26].

Como consecuencia de la reducción de costes y trámites administrativos y compensación simplificada (ver 2.3 Análisis de normativa), los tiempos de retorno se sitúan entre los 5 y 7 años, e incluso para cierto tipo de instalaciones, puede ser inferior a 5 años [20]. Al ser la vida útil de la instalación de aproximadamente 25-30 años, el autoconsumo se establece como una inversión competente en el mercado. Además, su modularidad permite hacer una instalación acorde a las necesidades particulares de la ubicación y de la demanda del usuario.

## Capítulo 2

El estudio “*The True Competitiveness of Solar PV*” realizado por la plataforma europea de tecnología e innovación, concluye que como máximo, el ahorro de la factura podría alcanzar el 79% en España si se mantienen las condiciones del mercado eléctrico actual, lo cual sitúa al país a la cola de aquellos que pueden conseguir un mayor ahorro en la factura [24].

Para poder analizar el impacto de la fotovoltaica en viviendas, se definen dos parámetros conocidos como autoconsumo y autosuficiencia.

- Autoconsumo: Fracción de la energía procedente de la generación fotovoltaica que se consume *in situ*. Está relacionado con el grado de aprovechamiento de la instalación.

$$\text{Autoconsumo} = \frac{C}{A + C} \quad (2.2)$$

Ecuación 2.2: Autoconsumo

- Autosuficiencia: Fracción del consumo que es abastecido localmente con la energía proveniente de la generación fotovoltaica.

$$\text{Autosuficiencia} = \frac{C}{C + B} \quad (2.3)$$

Ecuación 2.3: Autosuficiencia

A: Exceso de la energía generada por el sistema fotovoltaico.

B: Energía obtenida de la red.

C: Fracción de la energía generada por el sistema fotovoltaico consumida *in situ*.

Con el objetivo de ilustrar cada una de las componentes, se presenta la Figura 2.9 las variables involucradas.

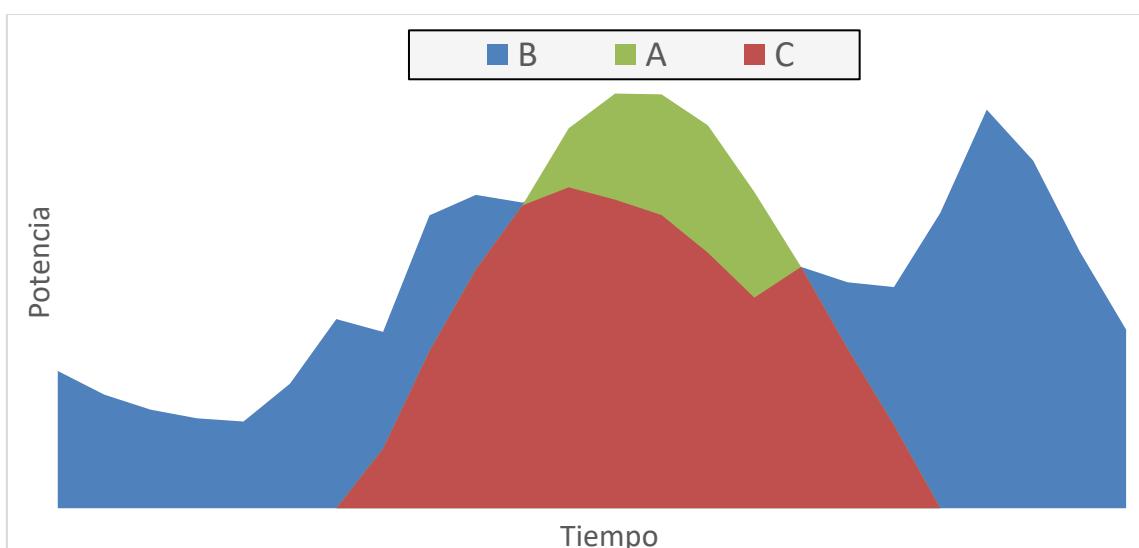


Figura 2.9: Componentes energéticas en la modalidad de autoconsumo. Elaboración propia.

Existen estrategias que permiten mejorar la autosuficiencia y el autoconsumo una vez se ha realizado la instalación. Todas ellas, están basadas en el concepto de la gestión activa de la demanda.

La gestión activa de la demanda tiene como objetivo hacer un uso sostenible de la energía, desplazando la curva de consumo y adaptarla, en la medida de lo posible a la de la generación fotovoltaica, lo cual se traduce en una mayor eficiencia del sistema.

Para las instalaciones con almacenamiento, la energía puede ser almacenada en las baterías, para poder ser usada en los momentos donde no haya generación fotovoltaica. A su vez, también puede interesar económicamente hacer uso de la energía almacenada, en vez de comprarla a la red durante un periodo determinado, debido a las oscilaciones del precio durante el día.

A continuación, se muestra en la Figura 2.10 un esquema simplificado de los componentes involucrados en instalaciones de autoconsumo con y sin almacenamiento. En caso de llevar a cabo una gestión activa de la demanda con almacenamiento, el esquema eléctrico de la instalación se complica al incluir las baterías, y el inversor bidireccional necesario para cargarlas y descargarlas.

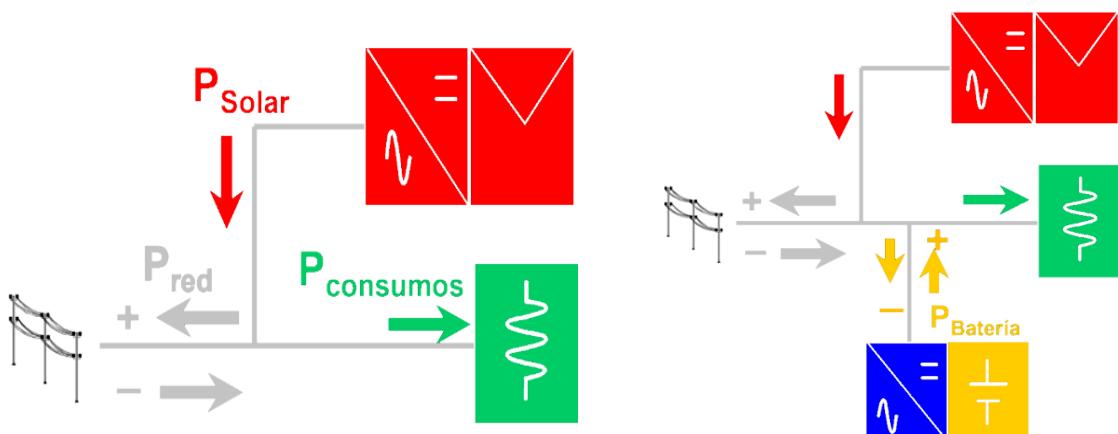


Figura 2.10: Esquema eléctrico y flujo de carga en una vivienda con almacenamiento (derecha) y sin almacenamiento (izquierda) [27].

En la Figura 2.10 se denota con flechas el flujo de energía entre los distintos componentes que conforman la instalación:

- Módulo e inversor: rojo
- Baterías: azul
- Carga: verde
- Inversor bidireccional: amarillo

## Capítulo 2

Para poder cuantificar visual y analíticamente las curvas de energía, se propone en la Figura 2.11 tres casos reales con datos empíricos llevados a cabo sobre el prototipo de vivienda “Magic Box” de la Universidad Politécnica de Madrid [28].

A. Sin control de la demanda: la energía generada por el sistema fotovoltaico se consume según se genera.

B. Con control de la demanda sin almacenamiento: misma situación que en A, desplazando el consumo a horas de generación.

C. Con control de la demanda y con almacenamiento (C): misma situación que en B, almacenando la energía excedente para ser usada otros períodos.

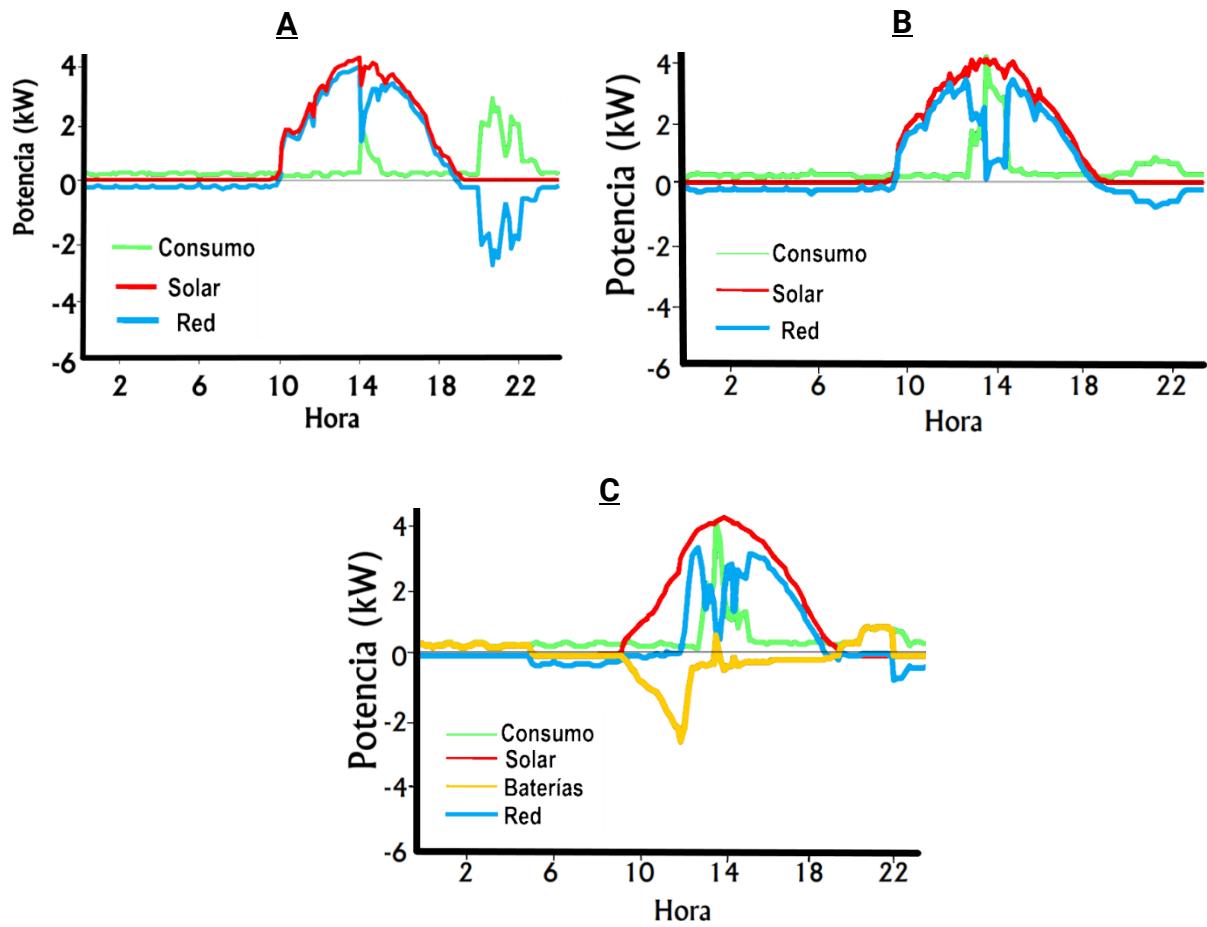


Figura 2.11: Curvas energéticas de las 3 modalidades de la Magic Box [27].

Los valores de autosuficiencia obtenidos son del 30% para el caso A, 60% para el caso B y 90% para el caso C. Estos resultados indican que, con una gestión activa de la demanda se puede conseguir aumentar la fracción del consumo eléctrico de la vivienda que es cubierto por generación fotovoltaica.

Sin embargo, para poder mejorar la autosuficiencia, la complejidad de la instalación y del control de la energía aumenta, junto con los costes de inversión inicial. No obstante, el balance final es positivo al reducir la facturación mensual.

## 2.3. ANÁLISIS DE NORMATIVA

En los últimos años la legislación referente al autoconsumo fotovoltaico en España ha experimentado grandes cambios. El primer hito reciente fue la publicación en octubre de 2018 del Real Decreto-ley 15/2018<sup>2</sup> de medidas urgentes para la transición energética y la protección de consumidores, que acababa con el anterior Real Decreto 900/2015<sup>3</sup>, el cual limitaba la expansión de esta tecnología [25].

A pesar del avance conseguido con el Decreto-ley 12/2018, las medidas que realmente apoyaron el impulso del autoconsumo individual y colectivo fueron las mencionadas en el ordenamiento jurídico con el Real Decreto 244/2019 [19].

El Real Decreto 244/2019 regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía en España. En este apartado se presentan los aspectos más relevantes.

Se establecen distintas modalidades de autoconsumo:

- Sin excedentes:

Modalidad según la cual debe haber un dispositivo físico que impida inyectar energía excedente a la red de distribución. En este caso solo hay un sujeto: el consumidor, el cual debe delegar todos los trámites administrativos en la empresa instaladora.

Las instalaciones de hasta 100kW estarán sometidas exclusivamente a los reglamentos técnicos (conectándose sobre todo en baja tensión, siguiendo el REBT).

La instalación deberá tener los equipos de medida para asegurar su correcta facturación, siendo un contador bidireccional en el punto de frontera<sup>4</sup> y el contador de autoconsumo.

Además, se permite tener equipos acumuladores para almacenar la energía no consumida en caso de que se tengan las protecciones establecidas en la norma de seguridad y calidad industrial correspondiente.

El consumidor solo debe pagar por la energía consumida de la red, estando exento de pagar cualquier tipo de cargo o peaje por la energía autoconsumida.

---

<sup>2</sup> Real Decreto-ley 15/2018: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2018-13593>

<sup>3</sup> Real Decreto 900/2015: [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2015-10927](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2015-10927)

<sup>4</sup> Punto de frontera: enlace de la red de distribución con la red interior de la vivienda o edificio.

## Capítulo 2

- Con excedentes:

Las instalaciones tienen permitido suministrar la energía excedente a la red de transporte y distribución.

No existe límite en la potencia instalada ni contratada, sin embargo, aquellas que tengan una potencia inferior a 15kW en suelo urbano están exentas de solicitar los permisos de acceso y conexión.

Al igual que para las instalaciones sin excedentes, debe tener los equipos de medida necesarios para la facturación (contador bidireccional en el punto de frontera y contador de consumo). Las baterías están permitidas siempre que se tengan instaladas las protecciones pertinentes, recogidas en la normativa de seguridad y calidad industrial.

Las instalaciones con excedentes se pueden dividir a su vez en dos tipos: con compensación y sin compensación. Para pertenecer a la acogida a compensación se debe cumplir de todos los requisitos que se citan a continuación, en caso contrario, la instalación se considera no acogida a compensación [19].

- *La fuente de energía primaria debe ser de origen renovable.*
- *La potencia de las instalaciones de producción asociadas no sea superior a 100kW.*
- *El consumidor y productor deben suscribir un contrato de compensación de excedentes.*
- *Si fuese necesario, tener un contrato de suministro para servicios auxiliares de producción, el consumidor haya suscrito un contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares de producción con una empresa comercializadora.*
- *La instalación no esté acogida al régimen de retribución específico.*
- *Voluntariamente el productor y el consumidor deben acogerse al mecanismo de autoconsumo con excedentes.*

Se presenta a continuación el mecanismo de compensación simplificada entre los déficits de los consumidores y los excedentes de las instalaciones de producción asociadas.

La compensación simplificada consiste en un saldo en términos económicos de la energía consumida en el periodo de facturación mensual, puesto que la energía vertida a la red se valora a un cierto precio, el cual se descuenta de la facturación.

La tasación de la energía varía en función del contrato de suministro. A continuación, se detallan las diferencias entre ellos:

- Contrato una comercializadora libre: El precio horario de la energía consumida y vertida a la red será de mutuo acuerdo entre las partes.
- Contrato con PVPC: La energía horaria consumida será valorada al coste horario de energía del PVPC en cada hora definido en el Real Decreto 216/2014<sup>5</sup>. La energía horaria excedentaria es valorada al precio medio horario menos los costes de los desvíos horarios definidos en el decreto mencionado anteriormente. Dicho precio, denominado precio horario de pool se puede obtener en la página de Red Eléctrica de España. En la práctica, el valor de venta de electricidad oscila entre 0.04 €/kWh y 0.06 €/kWh [29].

En ningún caso el valor económico de la energía inyectada a la red podrá ser superior a la energía consumida de la red en el periodo de facturación. Sin embargo, dicha energía estará exenta de satisfacer los peajes de acceso establecidos en el Real Decreto 1544/2011<sup>6</sup>.

En cuanto a la gestión de la energía eléctrica producida y consumida cabe destacar los siguientes puntos extraídos del Real Decreto 244/2019 [19]:

1. *La energía adquirida por el consumidor asociado será la energía horaria consumida en la red. En caso de que no se esté acogido a compensación, se deberá tener un único contrato de suministro.*
2. *A cualquier usuario le resultarán de aplicación cargos y peajes de acceso a la red de transporte y distribución.*
3. *El productor acogido a la modalidad de autoconsumo con excedentes no acogido a compensación, percibirá por la energía horaria excedentaria vertida las contraprestaciones económicas correspondientes.*
4. *La regulación del factor de potencia se realizará, por lo general en el punto frontera.*

Para más información sobre la normativa vigente, consultar el Boletín Oficial del Estado, Real Decreto 244/2019, del 5 de abril [19] (páginas 35674 a 35719).

---

<sup>5</sup> Real Decreto 216/2014: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2014-3376>

<sup>6</sup> Real Decreto 1544/2011: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2011-17891>



# Capítulo 3. ESTUDIO DEL EMPLAZAMIENTO

A lo largo de este capítulo, se realiza un estudio de las características geográficas particulares del emplazamiento, y del perfil de consumo de la vivienda para poder realizar un correcto dimensionamiento de la instalación.

A su vez, se lleva a cabo un análisis de las sombras incidentes sobre la superficie disponible para la instalación. El objetivo es determinar el área que permite maximizar la generación del generador fotovoltaico, evitando las pérdidas asociadas al sombreado.

Al tener dos orientaciones distintas, se discutirá sobre cuál de ellas se optimiza la instalación atendiendo a la energía incidente sobre cada plano de captación, y a la adaptación de la generación eléctrica con la curva de consumo diaria real de la vivienda.

Finalmente, de acuerdo con los diferentes criterios de diseño se define una instalación detallando sus parámetros eléctricos y mecánicos.

## 3.1. LOCALIZACIÓN

El emplazamiento escogido para realizar la instalación fotovoltaica se encuentra en la provincia de Madrid, en el municipio de Las Rozas.

## Capítulo 3

### 3.1.1. MEDIDAS DE GOOGLE EARTH

La herramienta de Google Earth ha permitido medir y obtener las cotas y ángulos característicos de la vivienda con un tejado de dos aguas de orientaciones este y oeste. La Figura 3.1 muestra la vista aérea donde el polígono amarillo representa la superficie disponible para la instalación fotovoltaica.

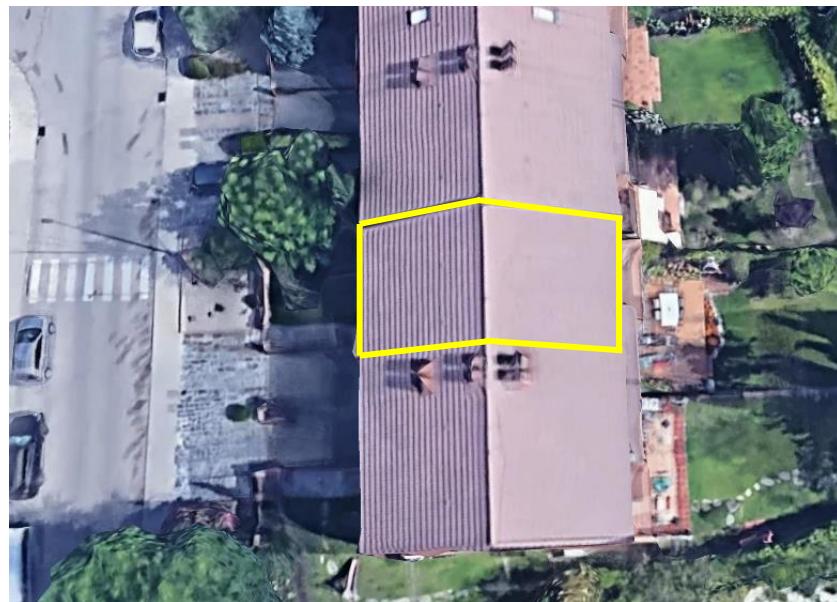


Figura 3.1 Vista aérea de la vivienda [30]. Elaboración propia.

A continuación, se visualiza en la Figura 3.2, las cotas características de la vivienda. De las cotas se obtiene que la superficie total por cada una de las orientaciones es de  $53.5 \text{ m}^2$ , y un ángulo de inclinación de  $30^\circ$  con respecto a la horizontal.

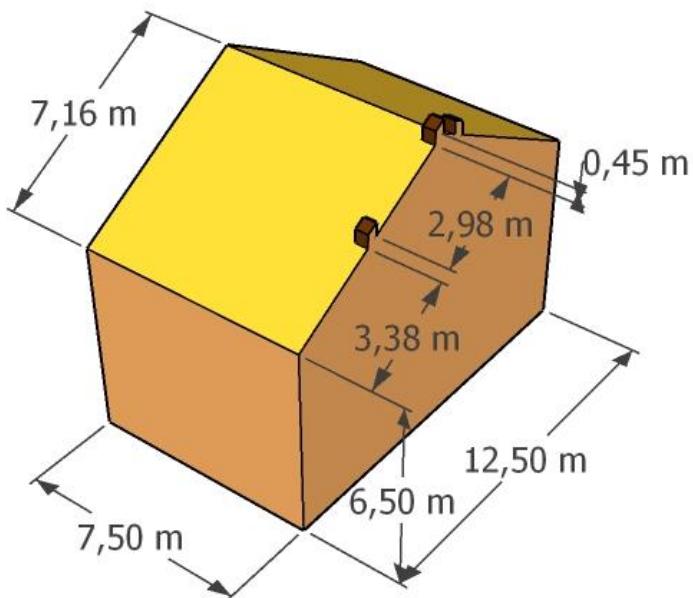


Figura 3.2 Medidas de la vivienda sobre un modelo tridimensional [31]. Elaboración propia.

El tejado de la casa tiene dos orientaciones: este y oeste, las cuales coinciden con el origen y el fin de la trayectoria solar a lo largo del día, como se puede ver en la Figura 3.3. Por ello, la irradiancia incidente sobre ambas fachadas será distinta en función del momento del día, hecho que se deberá tener en cuenta en el dimensionado.

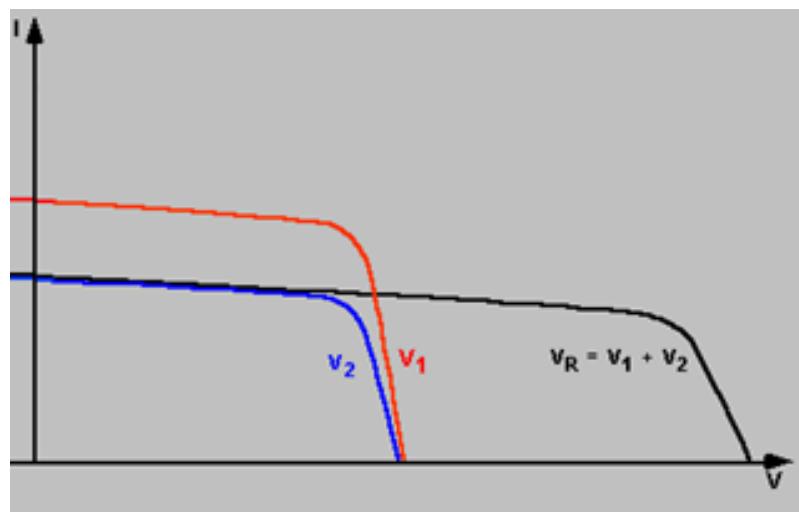


*Figura 3.3: Iluminación sobre el techo de la vivienda por la mañana (izquierda), mediodía (medio) y tarde (derecha) [21]. Elaboración propia.*

### 3.1.2. ANÁLISIS DEL SOMBREADO

En caso de que la superficie tenga un patrón uniforme de irradiancia, la generación de tensión y corriente de las células es la misma, si tienen características eléctricas idénticas. Para que la energía a la salida del generador pueda ser utilizada, se necesitan tensiones superiores a la de célula, por ello se conectan en serie.

Sin embargo, si existe una sombra que afecta a una de las células, la generación se ve comprometida puesto que la corriente generada es proporcional a la irradiancia incidente. Al estar todas las células conectadas en serie, se produce una limitación en corriente [32], puesto que la intensidad de salida se ve acotada por la menor de la corriente generada por las células, cuyo efecto puede apreciarse en la Figura 3.4. Para más información sobre la curva característica de una célula, ver la Figura 4.2.



*Figura 3.4: Desajuste en la corriente total generada por un módulo con una célula sombreada [32].*

El efecto mencionado anteriormente sucede, por ejemplo, cuando el módulo está parcialmente iluminado, como consecuencia de la sombra proyectada por algún objeto de su entorno, efecto que se visualiza en la Figura 3.5. En ella, se puede observar cómo

## Capítulo 3

disminuye la corriente de salida, puesto que se ve limitada por las células que menos generan, al estar conectadas en serie. Además, la energía que genera el resto de las células se disipa en forma de calor en aquellas menos iluminadas, cuya consecuencia es el deterioro del módulo.

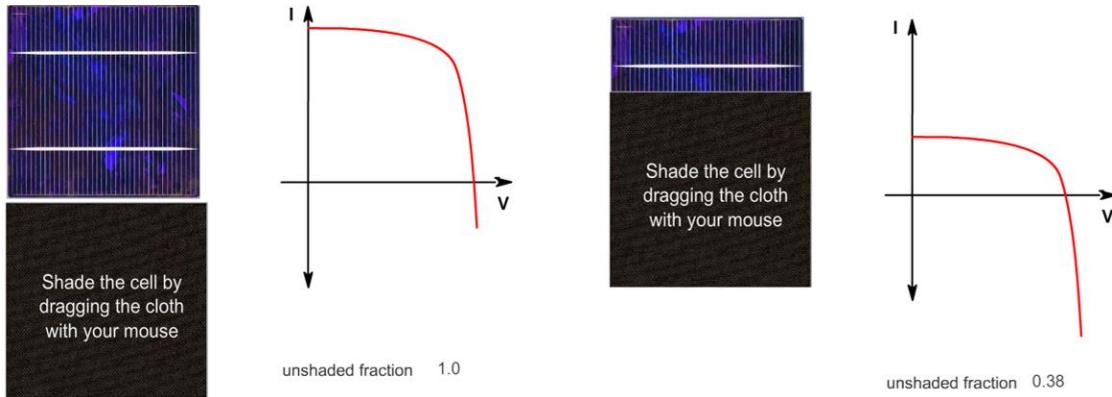


Figura 3.5: Efecto sobre la curva I-V, al sombrear un módulo [32].

Con el objetivo de no limitar la corriente, se instalan diodos de paso. Estos diodos se acoplan en antiparalelo cada cierto número de células. De este modo, al aparecer una sombra sobre una de ellas, el diodo se polariza en directa y cortocircuita la rama de tal forma que la corriente de salida no se vea afectada, pero se disminuye la tensión.

Cuando la corriente circula por los diodos de paso, se produce un calentamiento por efecto Joule, lo que se traduce en una disminución de su resistencia, alterando el circuito equivalente de la matriz. Por lo cual, la rama que tenga menor resistencia se verá afectada por un mayor flujo de energía lo que puede derivar en el deterioro de componentes, al no estar dimensionados para ello. En la Figura 3.6 se muestra como la existencia de diodos de paso deriva la corriente al existir sombreados parciales.

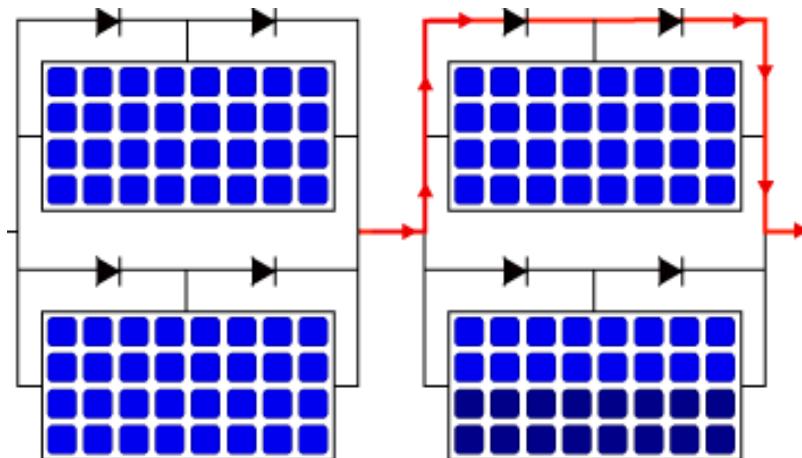
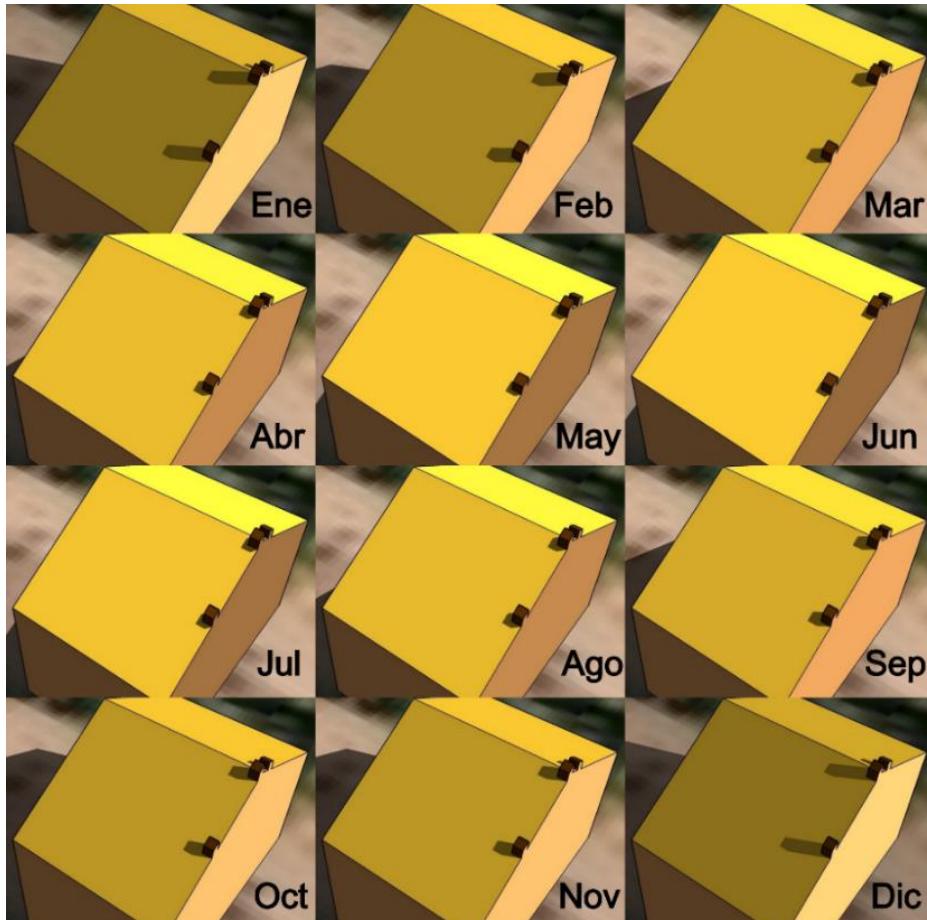


Figura 3.6: Flujo de corriente al tener un módulo sombreado parcialmente con diodos bypass [32].

### 3.1.3. SOMBRA

Para determinar la superficie para la instalación del generador fotovoltaico, se ha calculado la sombra proyectada por los respiraderos sobre el tejado de la vivienda. La Figura 3.7 muestra las proyecciones de la sombra cada mes del año sobre el tejado. En ella puede observarse como la longitud mayor de sombra se alcanza en los meses invernales, que serán los más restrictivos en cuanto a superficie útil.



*Figura 3.7 Sombra proyectada por los respiraderos sobre el techo. Elaboración propia.*

A continuación, se muestra en la Tabla: 3.1 la longitud de la sombra proyectada.

Mes	Longitud (m)	Mes	Longitud (m)	Mes	Longitud (m)
Enero	1.80	Mayo	0.57	Septiembre	0.84
Febrero	1.25	Junio	0.52	Octubre	1.1
Marzo	0.86	Julio	0.57	Noviembre	1.48
Abril	0.68	Agosto	0.69	Diciembre	1.89

*Tabla: 3.1:Longitud de sombra proyectada. Elaboración propia.*

Como se puede observar de manera cualitativa en la Figura 3.7 y de manera cuantitativa en la Tabla: 3.1, el sombreado tiene un mayor impacto en los meses de otoño e invierno, siendo el mes más desfavorable diciembre. Este hecho se debe a que

## Capítulo 3

la altura solar es mínima durante el solsticio de invierno (21 de diciembre), lo que implica que la sombra proyectada es máxima.

Como criterio de diseño se priorizará eliminar las sombras sobre el generador fotovoltaico en el mes más desfavorable. Una vez determinada la sombra proyectada, se debe determinar la superficie disponible para situar los módulos. Existen dos aproximaciones:

- Utilizar la totalidad del tejado, y analizar el efecto que tienen las sombras sobre los módulos y las pérdidas que conllevan.
- Diseñar la instalación de tal forma que ningún módulo reciba sombra a lo largo del año, maximizando la energía generada.

En la Figura 3.8 se muestra el diagrama solar del emplazamiento, herramienta que es de gran utilidad para analizar las consecuencias del sombreado sobre la generación eléctrica. Cada una de las curvas muestra la trayectoria solar en una fecha del año, lo que implica que, para la ubicación seleccionada, el Sol recorre la región sombreada en amarillo.

En los ejes de abscisas y ordenadas, están representados el acimut y la altura solar, con lo que cada punto del diagrama refleja la posición solar relativa a la instalación en un momento particular del año. Ubicando los obstáculos que proyectan sombra sobre los módulos con su posición relativa, se pueden cuantificar las pérdidas por sombreado.

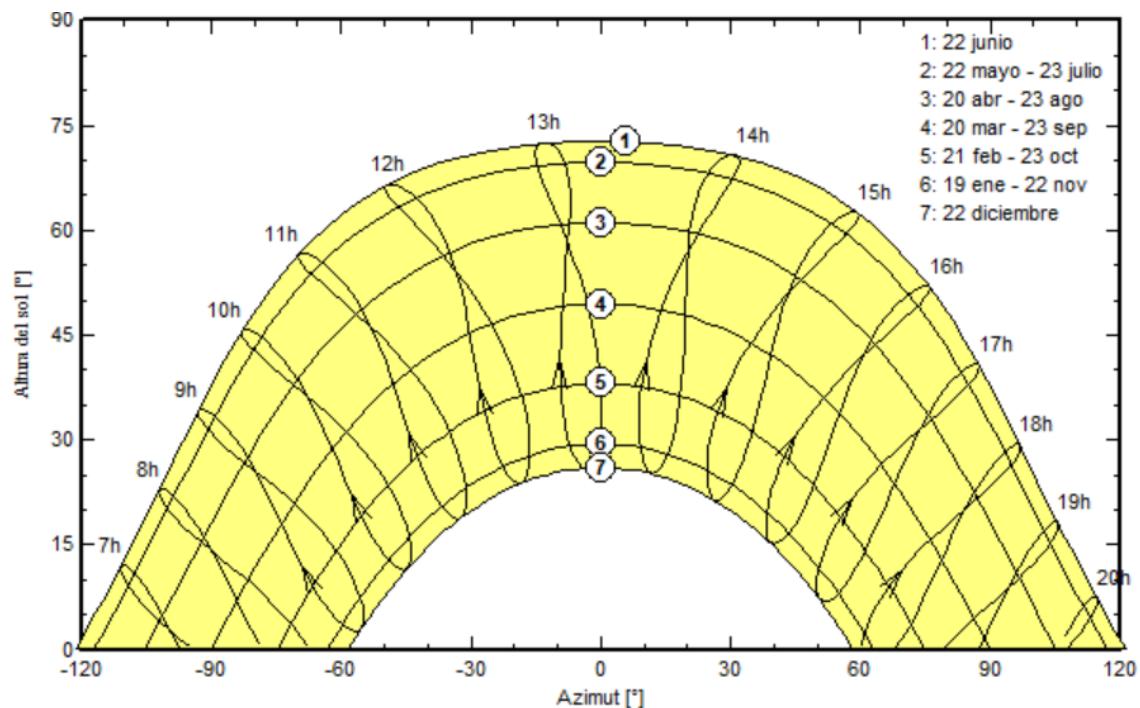


Figura 3.8: Trayectoria Solar en el emplazamiento [9].

Llegados a este punto, se tienen 3 configuraciones, cuya elección dependerá del número de módulos que se instalen.

1. Superficie total del tejado: 107 m<sup>2</sup>. Esta medida contiene obstáculos que proyectan sombra sobre la superficie, por lo que la instalación deberá sortearlas en la medida de lo posible.
2. Área roja + amarilla: 93m<sup>2</sup>. Esta propuesta elimina el sombreado durante los meses con mayor recurso solar, pero considera sombras desde octubre a marzo.
3. Área roja: 79m<sup>2</sup>. Esta superficie corresponde al espacio de tejado que permite ubicar el generador sin sombreado alguno a lo largo del año.

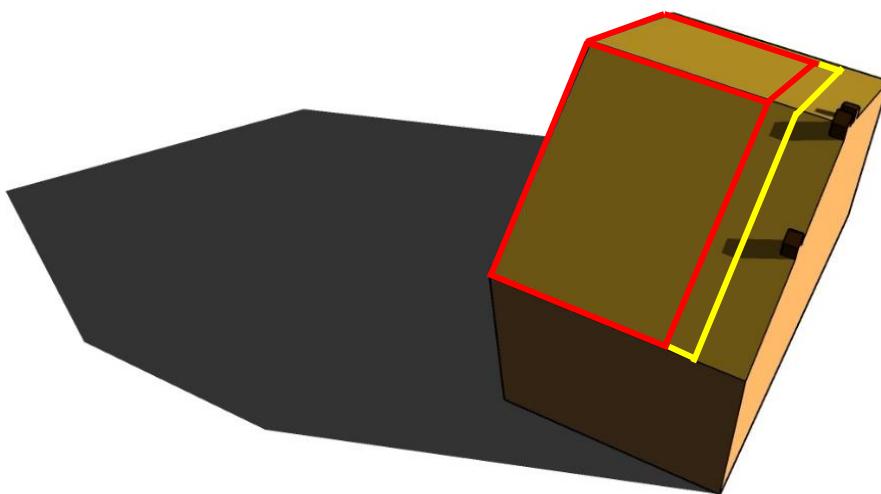


Figura 3.9 Área disponible sin que recaiga sombra sobre los módulos (rojo) y asumiendo 1 metro de sombra (amarillo) [31]. Elaboración propia.

### 3.2. RADIACIÓN INCIDENTE

Para conocer el recurso solar disponible, es necesario realizar un estudio sobre la radiación incidente en función de las orientaciones del tejado (este y oeste) para determinar cuál es óptima en términos de generación energética.

En este proyecto, se ha decidido utilizar la base de datos de Meteonorm [7], puesto que, tras realizar un pequeño estudio sobre la variabilidad de las bases de datos, se obtuvo que Meteonorm es la que menor error relativo presenta (1.9%) respecto a la media de las bases de datos estudiadas NASA (4.4%) y PVGIS (5.5%).

Gracias a PVSyst se obtienen los datos de climatología de la base de datos de Meteonorm, y posteriormente se ha determinado cual es la radiación incidente para las dos orientaciones.

### Capítulo 3

Los resultados obtenidos, reflejados en la Tabla 3.2, muestran que no hay ninguna orientación óptima, puesto que ambas reciben prácticamente la misma irradiación tanto en cómputo global anual como en el acumulado mes a mes.

	ESTE (kWh/m <sup>2</sup> )	OESTE (kWh/m <sup>2</sup> )
<b>Enero</b>	56.6	60.2
<b>Febrero</b>	91.1	91.1
<b>Marzo</b>	149.6	149.6
<b>Abril</b>	170.7	170.7
<b>Mayo</b>	182.5	182.5
<b>Junio</b>	219.0	219.0
<b>Julio</b>	225.5	225.5
<b>Agosto</b>	207.5	207.5
<b>Septiembre</b>	155.8	155.8
<b>Octubre</b>	110.0	110.0
<b>Noviembre</b>	68.3	68.3
<b>Diciembre</b>	57.4	57.4
<b>Total</b>	1694.1	1697.7

Tabla 3.2: Irradiación incidente en un plano que forma 30° con la horizontal con inclinaciones este y oeste. Elaboración propia.

De la Tabla 3.2 deduce que la generación eléctrica será máxima durante el verano, ya que el recurso solar en dicho periodo alcanza los valores más elevados y además la sombra es mínima (ver Tabla: 3.1), por lo que se debe priorizar la generación en los meses que comprenden dicha estación.

Sin embargo, si atendemos a la curva de irradiancia se observa que, a pesar de que la irradiación mensual es igual, la forma de la curva de la irradiancia horaria varía en función de la orientación, lo cual implica que la generación eléctrica también lo hace. Este hecho es crucial en el diseño de la instalación, puesto que, al no tener almacenamiento, la generación eléctrica se debe ajustar lo mejor posible a la curva del consumo de la vivienda.

A continuación, se muestra la irradiancia media en las distintas estaciones para un plano de captación que forma 30° con la horizontal. La curva que se muestra corresponde al promedio de los tres meses que componen cada una de las estaciones.

La Figura 3.10, refleja en primer lugar la orientación este, en segundo lugar las curvas estacionales para la orientación oeste, y finalmente el agregado de ambas, que simula una instalación mixta y equitativa entre ambas orientaciones.

## Estudio del emplazamiento

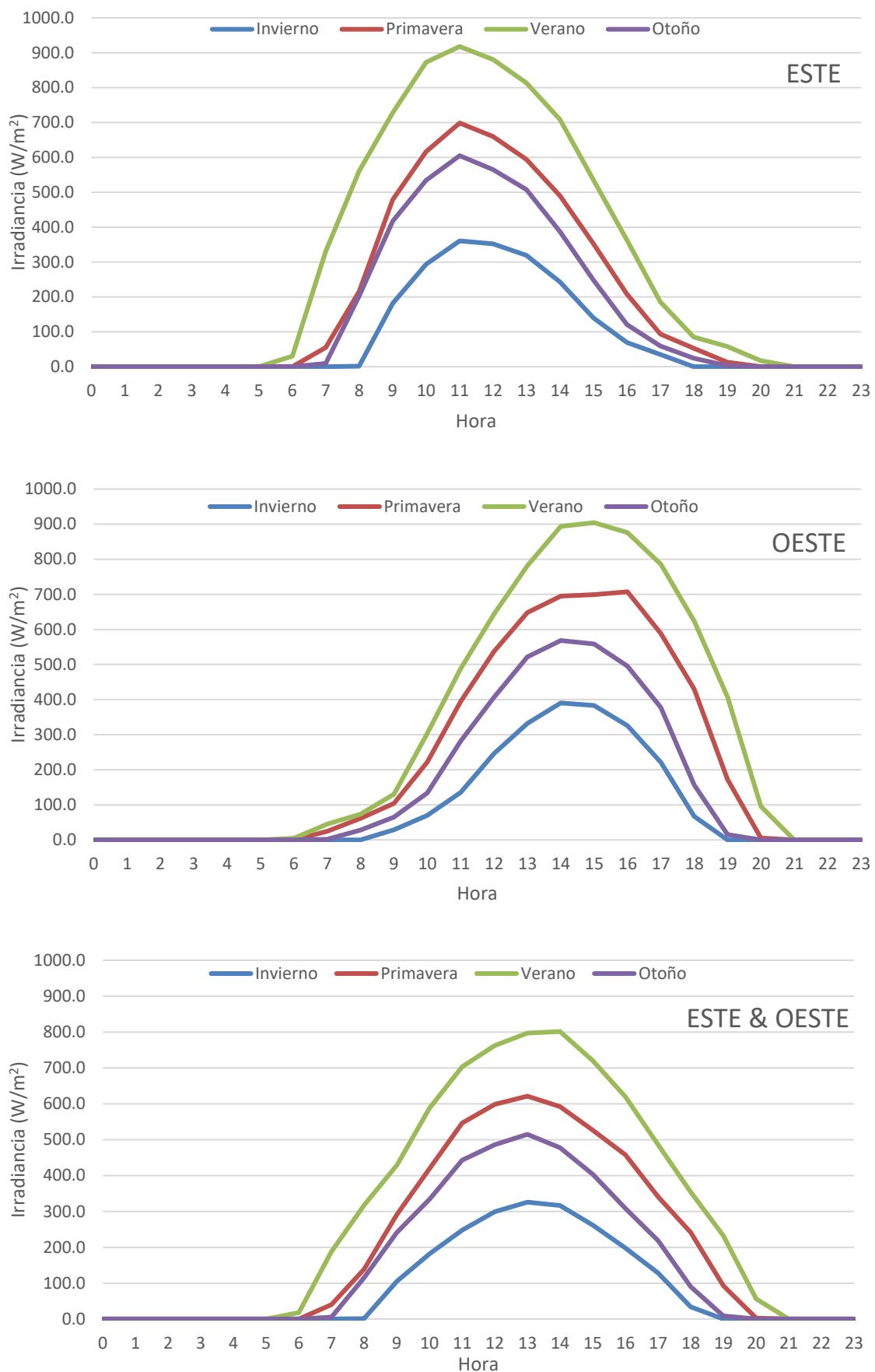


Figura 3.10: Irradiación incidente en los planos de orientación. este, oeste y ambos.

### Capítulo 3

Puesto que el recurso solar en ambas orientaciones es muy parecido, se deberá escoger en función de la curva horaria del consumo eléctrico de la vivienda. La orientación este sería la óptima si el consumo fuese superior por la mañana, la oeste por la tarde, y en caso de que se quisiese una generación más constante, se instalarían módulos fotovoltaicos en ambas orientaciones para homogeneizar la captación de la radiación y generación de energía eléctrica durante el día.

Sin embargo, como solo se dispone del recurso solar entre las 8 de la mañana y las 8 de la tarde, el consumo a últimas horas de la tarde y durante la noche no puede cubrirse con generación fotovoltaica.

Para conocer las pérdidas respecto a la orientación óptima en el emplazamiento, se ha obtenido el factor de transposición con PVsyst. El factor de transposición cuantifica el cociente entre la irradiación incidente en el plano de captación, y la irradiación horizontal.

Para el emplazamiento establecido, se puede observar en la Figura 3.11 el factor de transposición (señalado en rojo), la inclinación en el eje de ordenadas ( $30^\circ$ ), y el acimut correspondiente a ambas fachadas en el eje de abscisas ( $-90^\circ$  y  $90^\circ$ , correspondiendo a las orientaciones oeste y este, respectivamente). Este parámetro, nos da una idea de las pérdidas de nuestra instalación respecto a la inclinación y la orientación óptimas.

En este caso, se aprovecha aproximadamente un 82.5% de la energía respecto al Sur. Dicha orientación no se ha tenido en cuenta para el diseño, puesto que se ha tomado como criterio de referencia, la instalación de módulos coplanares a la superficie para integrar arquitectónicamente la instalación.

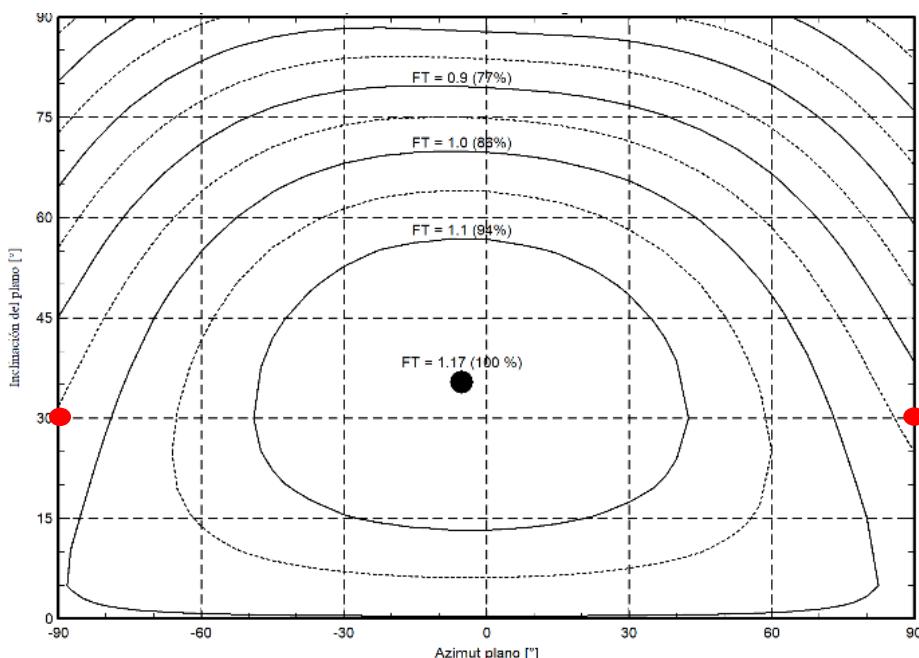


Figura 3.11: Factor de transposición del emplazamiento [9].

### 3.3. CONSUMO ELÉCTRICO DE LA VIVIENDA

El análisis del consumo de la vivienda se ha llevado a cabo con la base de datos anual de consumo horario en el año 2019, obtenida a través del contador en la web de distribución [33]. En base a los datos horarios reales de la que se dispone, se ha determinado el consumo del día promedio por estaciones para modelar el consumo eléctrico horario, cuyas curvas se presentan en la Figura 3.12.

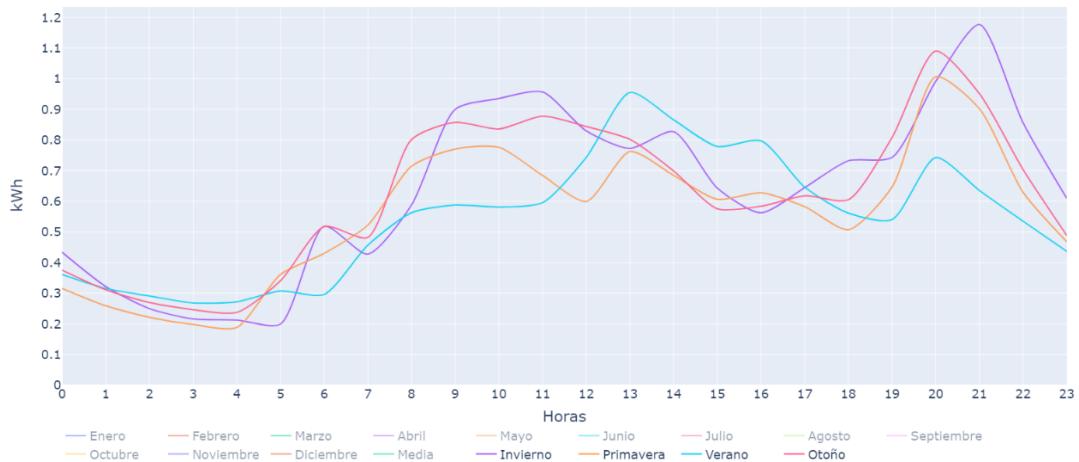


Figura 3.12: Consumo promedio diario de la vivienda por estaciones. Elaboración propia.

En la Figura 3.12, se observa que las cuatro curvas correspondientes al día promedio de cada estación tienen una forma similar a lo largo del año. En valor acumulado, la estación que menos demanda energética tiene es el verano con 13.4 kWh diarios, mientras que la más demandante es el invierno con 15.4 kWh.

Del análisis de las diferencias estacionales, se concluye que estas no son significativas, por lo que se realiza un promedio anual en la Figura 3.13. En ella, se muestran dos picos de consumo: por la mañana, entre las 8 y las 14 horas de 0.8 kWh, y durante la noche, entre las 20 y las 21 horas de casi 1 kWh, y un valle de 0.2 kWh que se da por la madrugada, debido a la demanda de cargas base, como el frigorífico.

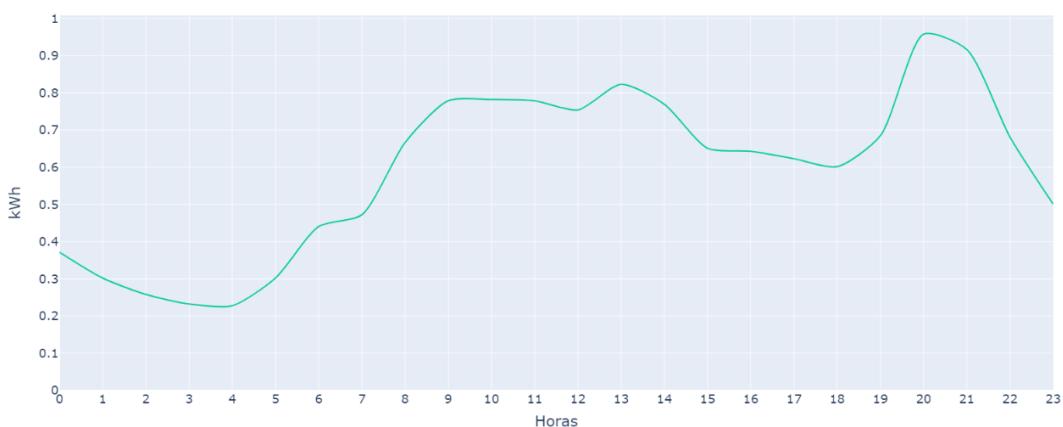


Figura 3.13: Consumo promedio diario de la vivienda a lo largo del año. Elaboración propia.

## Capítulo 3

En la Figura 3.14 se muestra el consumo medio diario de los distintos meses. Como se puede observar, el mayor consumo se da en noviembre con una demanda de 17.3 kWh, mientras que el mínimo se da en agosto con 12.1 kWh. Sin embargo, la demanda permanece prácticamente constante a lo largo del año, ya que presenta una variabilidad del 8% respecto a la media. Para más información, ir al Anexo A, donde se recogen los consumos anuales y la facturación por meses.

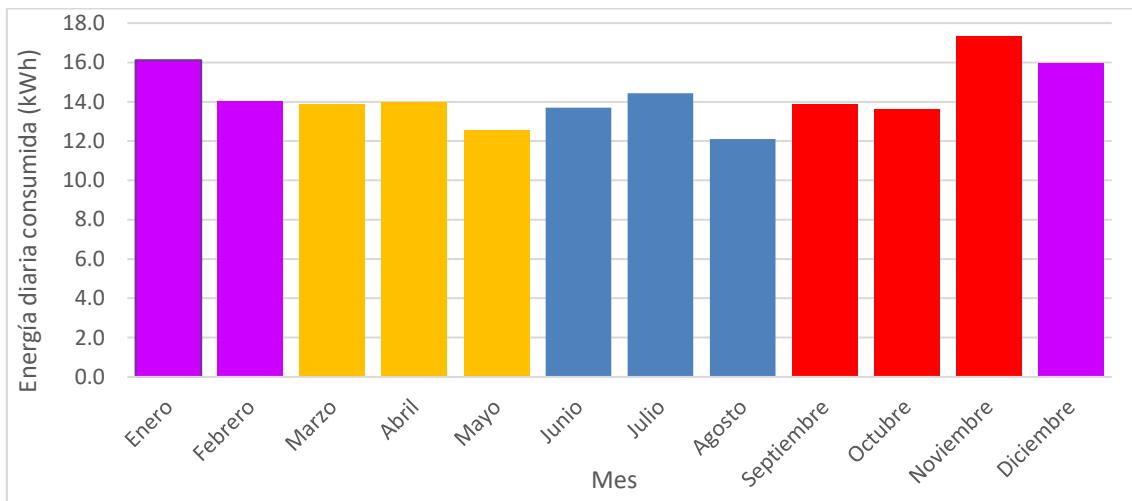


Figura 3.14: Consumo promedio diario de los distintos meses. Elaboración propia.

## 3.4. CRITERIOS DE DISEÑO

Una vez realizados los estudios de la ubicación y de la demanda energética de la vivienda, se plantean varias configuraciones posibles de prediseño en cuanto a la superficie disponible y a la orientación de los módulos:

- Superficie disponible:
  1. Asumir sombra durante todo el año y maximizar la superficie.
  2. No tener sombra durante los meses que más se produce (marzo-septiembre) disminuyendo la superficie.
  3. No tener sombra en ningún momento a lo largo del año.
- Orientación:
  1. Este: Se genera más energía por la mañana.
  2. Oeste: Se genera más energía por la tarde.
  3. Ambas: Permite tener una producción de energía más uniforme.

Antes de empezar con las simulaciones en PVsyst, es necesario hacer una previsión del número de módulos necesarios para satisfacer la demanda energética. Para hacer esta primera estimación del número de módulos se ha supuesto que se van a utilizar los módulos Canadian Solar de 330 W<sub>p</sub> [34]. Gracias a la herramienta PVGIS, se puede estimar la generación de X módulos sobre una localización, con una inclinación y orientación determinada. La curva de generación que tendría un módulo en la ubicación seleccionada se muestra en la Figura 3.15.

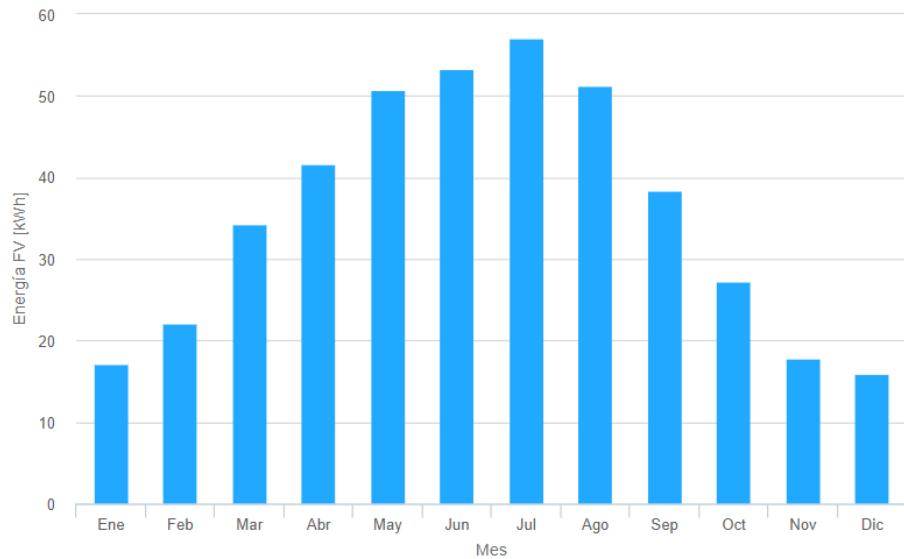


Figura 3.15: Producción mensual [8].

En la Tabla 3.3 se detalla cuantitativamente en la primera columna los valores obtenidos del consumo mensual, mientras que en la segunda columna se muestra la generación media de un módulo en la instalación propuesta, es decir, recoge los valores expuestos en el diagrama de barras de la Figura 3.15. Finalmente, se muestra en la tercera columna el número de módulos necesarios que harían falta para satisfacer toda la demanda energética, obtenidos como el cociente de las dos anteriores columnas.

Mes	Consumo Diario (kWh)	Generación Media (kWh)	Módulos necesarios
Enero	16.1	0.6	27
Febrero	14.0	0.8	18
Marzo	13.9	1.1	13
Abril	14.0	1.4	10
Mayo	12.6	1.6	8
Junio	13.7	1.8	8
Julio	14.4	1.8	8
Agosto	12.1	1.7	8
Septiembre	13.8	1.3	11
Octubre	13.6	0.9	16
Noviembre	17.3	0.6	29
Diciembre	15.9	0.5	32

Tabla 3.3: Consumo y producción media diaria de cada mes. Elaboración propia.

## Capítulo 3

El cálculo anterior no es del todo riguroso para instalaciones conectadas a red, puesto que se está realizando solo en base a datos promedios y no horarios, y además se sobredimensiona el sistema al considerar que todo el consumo eléctrico de la vivienda debe ser cubierto con generación fotovoltaica, lo cual no es posible en cómputo instantáneo sin mecanismos de acumulación o gestión de la demanda. Sin embargo, sirve para hacernos una idea de las dimensiones del prediseño.

Como criterio del prediseño, se opta que la potencia de la instalación sea tal que cubra el consumo del mes en el cual se necesiten menos módulos (8 módulos para el mes de agosto, ya que es el mes que menor relación consumo/generación tiene). Esta decisión se toma dado que, si se instalase una potencia más elevada, habría un excedente de energía considerable. Este excedente se estaría vertiendo a la red eléctrica sin retribución económica, puesto que ya se habría compensado la parte variable de la factura.

A pesar de esta estimación inicial, en apartados posteriores el número de módulos puede variar ya que, si se profundiza sobre la curva de consumo, y se realiza un balance de energía consumida y generada, pueden encontrarse excesos o defectos de energía. Este cálculo inicial es orientativo para conocer la relación entre la superficie necesaria para ubicar el generador y el área disponible.

Cada módulo tiene una superficie de casi  $2\text{ m}^2$ , por lo que se requerirían  $16\text{ m}^2$  en el tejado. Como la opción de diseño que permite no tener sombras a lo largo del año tiene  $79\text{ m}^2$  de superficie, se elige esa configuración para maximizar la producción.

La instalación se dividirá en las dos orientaciones para tener una generación homogénea de energía durante el día, puesto que como se ha visto, el consumo de la vivienda permanece prácticamente constante durante las horas en las cuales se genera energía con la fotovoltaica y no hay ningún pico de demanda a satisfacer.

### 3.5. CONCLUSIONES

Del análisis del emplazamiento, de las bases de datos de radiación y del estudio del consumo eléctrico de la vivienda, se concluye lo siguiente en cuanto a los criterios de diseño planteados:

- Se decide ajustar el tamaño del generador al mes con menor demanda y mayor generación, en el diseño propuesto esta situación ocurre en el mes de agosto, para el que se estima un tamaño de  $2640\text{ W}_p$ , potencia que se alcanza con 8 módulos de  $330\text{ W}_p$ .

## **Estudio del emplazamiento**

- Al tener espacio suficiente para realizar la instalación, se opta por la configuración que permite no tener sombreados a lo largo del año.
- Usar ambas orientaciones para homogeneizar la generación (4 módulos del modelo considerado en la orientación este y 4 en la oeste). Ya que el pico de consumo de la vivienda que se da entre las 20:00 y las 21:00 no se puede satisfacer con generación fotovoltaica, ya que la producción de energía es mínima.
- No hacer uso de acumulación con baterías para disminuir el presupuesto, lo cual tendrá un impacto en el balance económico de la instalación.



# Capítulo 4. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

En este capítulo se presentan los diferentes componentes que forman parte de la instalación fotovoltaica. A su vez, se determinan los dispositivos que se van a utilizar en la instalación en base a un pequeño estudio de mercado entre algunos distribuidores minoristas. Se comprueba la compatibilidad eléctrica entre los módulos e inversor seleccionados y se define su ubicación. Finalmente, se estiman los metrajes y secciones del cableado necesario, así como las protecciones eléctricas para la instalación.

## 4.1. CÉLULA Y MÓDULO

El elemento principal del módulo es la célula solar, el modelo utilizado para representar su comportamiento eléctrico se muestra en la Figura 4.1.

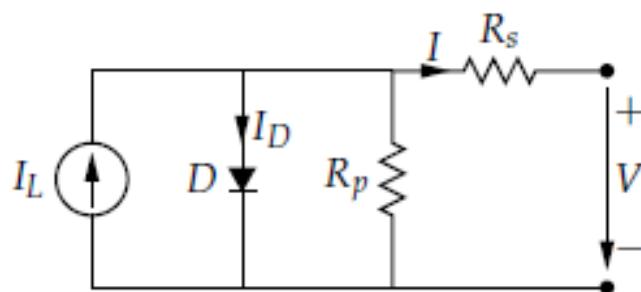


Figura 4.1: Circuito equivalente de una célula solar [35].

## Capítulo 4

Para representar las pérdidas en los conductores y las pérdidas de fuga se añaden al modelo una resistencia serie y una resistencia paralelo. La fuente de corriente en paralelo representa la corriente fotogenerada, mientras que la de oscuridad, debido a la recombinación de portadores, que ocurre cuando un electrón cambia de banda y deja un hueco, que es ocupado por otro electrón de su misma banda es el diodo [35]. La representación de las curvas I-V y P-V de una célula se detalla en la Figura 4.2. En ella, se muestran los parámetros característicos de la célula como son:

$V_{oc}$ : Tensión de circuito abierto ( $I = 0$ )

$I_{sc}$ : Intensidad de cortocircuito ( $V = 0$ )

$V_{MP}$ : Tensión en el punto de máxima potencia

$I_{MP}$ : Corriente en el punto de máxima potencia

$P_{MP}$ : Potencia máxima

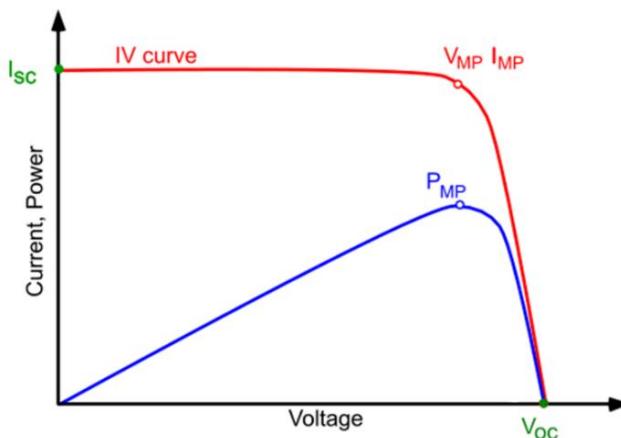


Figura 4.2: Curva I-V y P-V de una célula [36].

La curva característica de una célula y de un módulo, debe seguir unos estándares de medida. En este ámbito, se definen las condiciones estándar de medida como: Irradiancia de  $1000\text{W/m}^2$ , temperatura de célula de  $25^\circ\text{C}$  y distribución espectral AM 1.5G [35]

A pesar de que la célula genera energía, ésta no es capaz de satisfacer por sí sola las necesidades convencionales, puesto que requieren de cargas más elevadas. Por ello, las células se asocian en serie y paralelo con el objetivo de aumentar la tensión y la corriente de salida y, por ende, la potencia. A esta matriz de células, junto con sus elementos de protección se le denomina módulo solar fotovoltaico.

Para los sistemas de electrificación rural, en los que se hace uso de baterías de 12 V, es conveniente tener módulos con 36 células en serie, puesto que se tienen tensiones de MPP cercanas a los 15 V y potencias comprendidas entre  $50\text{ W}_p$  y  $100\text{ W}_p$ . Sin embargo, hoy en día la aplicación práctica es tener un conexiónado a red, por lo que los módulos utilizados tienen una potencia superior a  $300\text{ W}_p$  y tensiones entre 30 V y 50 V [35].

Para analizar el comportamiento de un módulo, es necesario asumir ciertas simplificaciones como son:

- Considerar los efectos de la resistencia paralelo despreciables.
- La corriente fotogenerada y la de cortocircuito son iguales.
- La resistencia serie no depende de las condiciones de operación.
- $e^{\frac{V+I \cdot R_S}{V_t}} \gg 1$
- Las características de todas las células que componen el módulo son iguales.

Una vez consideradas las simplificaciones, las expresiones características del módulo se exponen a continuación:

La Ecuación 4.1 expresa la corriente de cortocircuito del módulo para una irradiancia ( $G_{ef}$ ) en función de la corriente de cortocircuito en condiciones standard de medida ( $I_{sc}^*$ ) y de la irradiancia en condiciones standard de medida ( $G_{STC} = 1000W/m^2$ ).

$$I_{sc} = G_{ef} \cdot \frac{I_{sc}^*}{G_{stc}} \quad (4.1)$$

*Ecuación 4.1: Corriente de cortocircuito del módulo.*

La Ecuación 4.2 muestra la tensión de circuito abierto a una temperatura ( $T_c$ ) en función de su tensión de circuito abierto en condiciones estándar ( $V_{oc}^*$ ) y del coeficiente de variación de la tensión en función de la temperatura ( $\frac{dV_{oc}}{dT_C}$ ).

$$V_{oc} = V_{oc}^* + (T_c - 25) \cdot \frac{dV_{oc}}{dT_C} \quad (4.2)$$

*Ecuación 4.2: Tensión de circuito abierto del módulo.*

La Ecuación 4.3 representa la temperatura de célula a una temperatura ambiente ( $T_c$ ), y para una irradiancia ( $G_{ef}$ ).  $T_{ONC}$  es la temperatura de operación nominal de célula.

$$T_c = T_a + G_{ef} \cdot \frac{T_{ONC} - 20}{800} \quad (4.3)$$

*Ecuación 4.3: Temperatura del módulo.*

Las expresiones mostradas anteriormente, son de utilidad para poder realizar el correcto dimensionamiento del sistema, y poder llevar a cabo la compatibilidad eléctrica de los módulos y el inversor. Los parámetros clave serán: corriente de cortocircuito, tensión de circuito abierto y temperatura módulo.

## Capítulo 4

Cada año, surgen nuevos fabricantes de módulos, lo que dificulta la elección del prototipo a utilizar para una instalación, por la gran cantidad de posibilidades que se ofertan. Para acotar la selección, se muestra en la Figura 4.3 un ranking publicado por la plataforma: “El Periódico de la energía”, en el cual se muestran los mayores fabricantes de módulos solares fotovoltaicos durante los años 2018 y 2019. [37]

2019 ranking	Solar PV manufacturer	Change vs 2018	2018 shipments	2019 shipments	% Growth
1	Jinko Solar Holding Co., Ltd.	-	11.4	14.2	25%
2	JA Solar Holdings Co Ltd	-	8.8	10.3	17%
3	Trina Solar Limited	-	8.1	9.7	20%
4	LONGi Solar Technology Co Ltd	-	7.2	9.0	25%
5	Canadian Solar Inc	-	7.1	8.5	20%
6	Hanwha Q CELLS Co., Ltd.	-	5.5	7.3	33%
7	Risen Energy Co., Ltd.	-	4.8	7.0	46%
8	First Solar Inc.	+3	2.7	5.5	104%
9	GCL System Integration Technology Co., Ltd.	-1	4.1	4.8	17%
10	Shunfeng Photovoltaic International Limited	-1	3.3	4.0	21%

Figura 4.3: Ranking de empresas fabricantes de módulos solares en función del volumen de ventas en 2018 y 2019 [37].

A partir de los principales fabricantes, se ha realizado una búsqueda de los módulos disponibles en el mercado. En este caso, se presenta en la Figura 4.4, una comparativa llevada a cabo por “Notecpol”, donde se encuentran detalles de los diferentes modelos pertenecientes al listado de módulos más comprados en el mercado, y el precio de cada uno de ellos en relación con el watio pico.

Watos	POLICRISTALINO	POLICRISTALINO	Watos	€/Wp
275W	<b>Jinko 275W Poli 60C</b>	84	275	0,31
325W	<b>Canadian 325W Poli 72C</b>	111,47	325	0,34
330W	<b>Jinko 330W Poli 72C</b>	99	330	0,30
	Amerisolar 330W Poli 72C	125	330	0,38
	Canadian 330W Poli 72C	174,9	330	0,53
335W	Atersa 330W Poli 72C	118,8	330	0,36
	<b>Jinko 335W Poli 72C</b>	103	335	0,31
	Canadian 335W Poli 72C	114,9	335	0,34
340W	<b>Amerisolar 340W Poli 72C</b>	114,88	340	0,34
	<b>Canadian 395W Poli 144C</b>	149,7	395	0,38
400W	<b>Canadian 400 Poli 144C</b>	151,6	400	0,38
	MONOCRISTALINAS	MONOCRISTALINAS		
300W	<b>Atersa 300W 60C</b>	115,7	300	0,39
315W	<b>Jinko 315W Mono 60C</b>	117	315	0,37
360W	Atersa 360W Mono 72C	152,38	360	0,42
390W	Jinko 390W Mono 72C	145,1	390	0,37
395W	Jinko 395W Mono 72C	150,1	395	0,38
400W	Jinko 400W Mono 72C	160	400	0,40
500W	<b>BlueSun 500W Mono 96C</b>	220	500	0,44

Figura 4.4: Comparación de precios entre diferentes módulos [38].

A partir de los datos expuestos anteriormente, considerando la popularidad de la empresa y teniendo en cuenta el precio en €/W<sub>p</sub> de los módulos se acota como posibles fabricantes a Jinko Solar y Canadian Solar.

Analizando la tecnología monocristalina y policristalina, se opta por hacer uso de la policristalina, no solo porque su precio con relación al W<sub>p</sub> es inferior a la otra tecnología, sino porque también se comporta mejor en climas cálidos [39].

Se muestra en la Tabla 4.1 una comparativa del precio de 3 módulos de la marca Canadian Solar y 3 módulos de la marca Jinko Solar, vendidos por distribuidores minoristas.

Canadian CS6U (W <sub>p</sub> )	Precio (€)	Proveedor	€/W <sub>p</sub>
330	122	Suministrosdelsol [40]	0.37
410	172	Suministrosdelsol [40]	0.42
415	179	Suministrosdelsol [40]	0.43
Jinko JKM (W <sub>p</sub> )	Precio (€)	Proveedor	€/W <sub>p</sub>
270	118	Madridsolar [41]	0.44
330	138	Suministrosdelsol [40]	0.42
395	220	Tecnosolab [42]	0.55

Tabla 4.1: Comparación de precios entre Jinko y Canadian Solar. Elaboración propia.

De la Tabla 4.1 se selecciona el módulo más barato en relación con el watio pico, cuyo modelo es CS6U de 330W de la marca Canadian Solar, cuyas características se resumen en la Tabla 4.2.

Canadian Solar CS6U 330P (72 células)	
Potencia nominal	330 W
Eficiencia	16.97 %
Tensión (V <sub>mp</sub> )	37.2 V
Intensidad (I <sub>mp</sub> )	8.88 A
Tensión de circuito abierto (V <sub>oc</sub> )	45.6 V
Corriente de cortocircuito (I <sub>sc</sub> )	9.45 A
Coeficiente de temperatura V <sub>oc</sub> (β)	-0.31 %/°C
Dimensiones (m <sup>2</sup> )	1.96 x 0.992

Tabla 4.2: Características del módulo Canadian Solar 330W [34].

Para más información, en el Anexo B se encuentra disponible la hoja de características.

## 4.2. INVERSORES

A la salida de los módulos se tiene corriente continua, la cual no puede ser usada en una vivienda, o inyectada a la red, puesto que en estos casos se requiere corriente alterna. El inversor, es un equipo que permite acoplar la generación fotovoltaica con la red eléctrica, puesto que transforma la corriente continua en alterna, permitiendo variar parámetros como frecuencia, tensión y corriente de salida [43]. Para entender el funcionamiento del inversor, se detallan a continuación cada una de sus partes [35]:

- Filtros de entrada y de salida: atenúan el rizado y los armónicos.
- Convertidor DC/DC (Chopper): varía la tensión de salida de los módulos a aquella necesaria para el puente de conmutación, buscando, si es posible el punto de máxima potencia.
- Inversor: convierte la corriente continua en alterna gracias a unos dispositivos que conmutan la señal de continua (MOSFET, IGBT y GTO).
- Convertidor AC/AC (Transformador): adecúa la tensión de salida.

Los inversores pueden realizar un control para buscar el punto de máxima potencia (MMPT), que actúe sobre su entrada, imponiendo una tensión de trabajo a los módulos. El objetivo de ello es ir variando dicha tensión con algoritmos, para alcanzar el punto de máxima potencia.

En el presente proyecto se va a utilizar un inversor con dos entradas de control del punto de máxima potencia puesto que se tiene en la vivienda dos orientaciones diferentes, por lo que cada serie de módulos operará en un punto de trabajo diferente. El esquema de dicho inversor se muestra en la Figura 4.5.

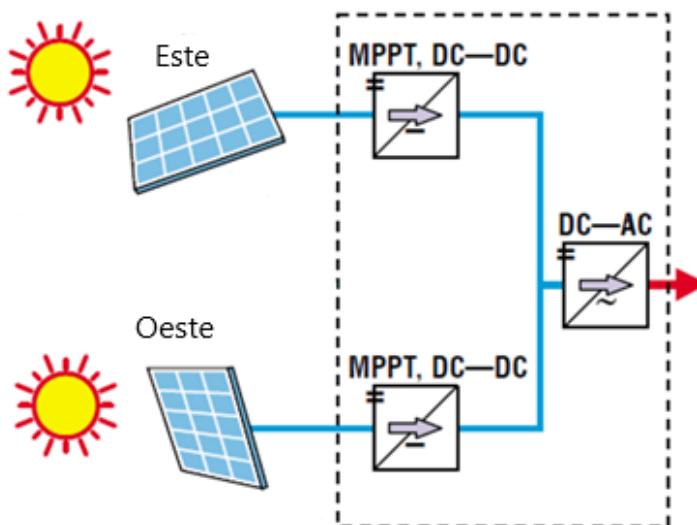


Figura 4.5: Inversor Multistring con dos entradas para el control de punto de máxima potencia [35].

Para elegir el inversor, se ha acudido a una ilustración realizada por el portal “*El Periódico de la Energía*” en la cual se recogen los principales fabricantes de inversores en 2018. Como se puede observar en la Figura 4.6, el fabricante con mayor cuota de mercado en 2018 fue Huawei con un 22%. Por ello, y por la relación coste-potencia, se ha elegido a Huawei como fabricante del inversor para este proyecto.

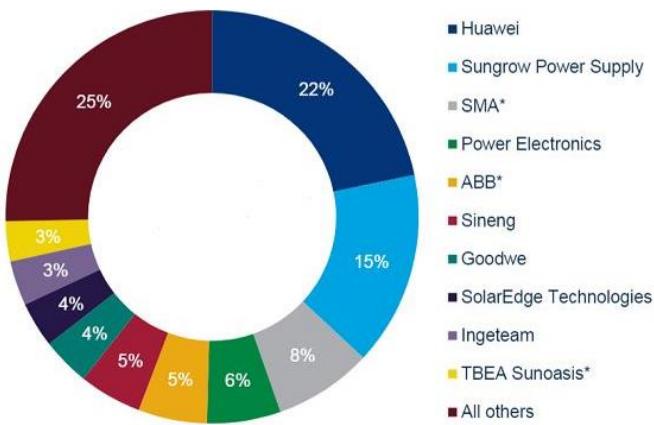


Figura 4.6: Principales fabricantes de inversores respecto a su cote de mercado mundial en 2018 [44].

Teniendo en cuenta la existencia de dos puntos de trabajo diferentes, como consecuencia de las dos orientaciones, se debe buscar un inversor que tenga al menos dos entradas del seguimiento del punto de máxima potencia. Esto es debido a que cada una de las orientaciones del generador trabaja en cada instante a distintos puntos de trabajo por las diferencias en las condiciones de operación, fundamentalmente en cuanto a radiación incidente.

Es muy importante en el diseño de instalaciones dimensionar correctamente el inversor, ya que, en caso de sobredimensionarlo, estaría operando a una carga menor a la nominal, por lo que el rendimiento disminuye, efecto visible en la Figura 4.7.

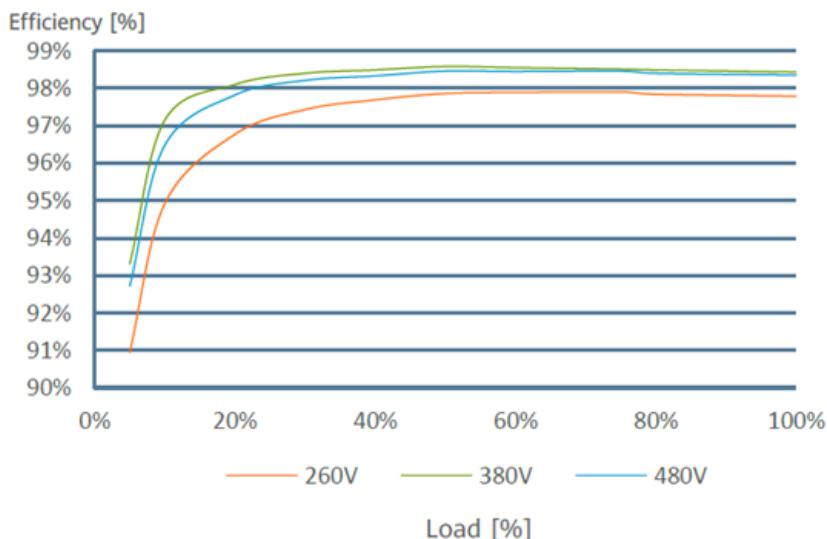


Figura 4.7: Rendimiento del inversor en función de la carga [45]

## Capítulo 4

Por otro lado, si se subdimensiona el inversor, la producción anual disminuye, puesto que en los momentos en los que la potencia de la matriz de módulos sea superior a la del inversor, obliga a este a trabajar en un punto que no sea el de máxima potencia.

Con el objetivo de poder realizar un correcto predimensionamiento del inversor, se acude a la Figura 4.8, que muestra la relación de corrección a aplicar para el dimensionado.

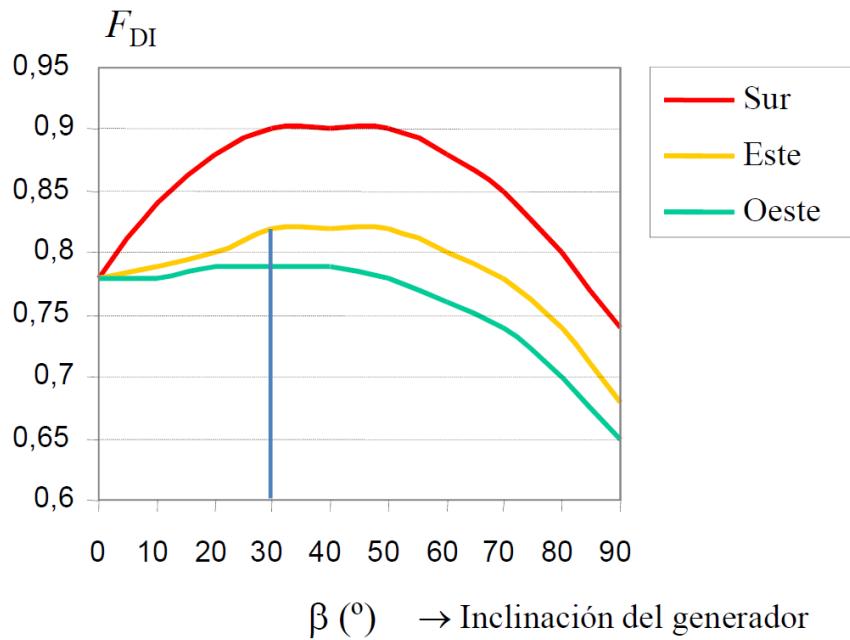


Figura 4.8: Factor para determinar el inversor en función de la disposición de los módulos [27].

Los módulos tienen una inclinación de  $30^\circ$  para las orientaciones este y oeste, por lo que el factor se considera de 0.8. De esta manera, se puede estimar la potencia del inversor teniendo en cuenta dicho factor, y la potencia instalada de módulos.

Se recuerda que en apartado 3.4 Criterios de diseño, se optó por instalar 8 módulos de  $330\text{ W}_p$ , por lo que la potencia total instalada sería de  $2640\text{ W}$ , como se muestra en la Ecuación 4.4.

$$P_{instalada} = 8 \cdot 330 = 2640\text{ W} \quad (4.4)$$

Ecuación 4.4: Potencia instalada.

Haciendo uso del factor de 0.8 determinado en la Figura 4.8, y de la potencia instalada mostrada en la Ecuación 4.4, se determina la potencia de prediseño del inversor en la Ecuación 4.5.

$$P_{inversor} = 0.8 \cdot P_{instalada} = 0.8 \cdot 2640 = 2112\text{ W} \quad (4.5)$$

Ecuación 4.5: Potencia nominal aproximada del inversor.

Como las dos series de módulos estarán trabajando a dos puntos trabajo diferentes, en ningún momento del año se va a alcanzar la potencia máxima que se alcanzaría con una sola orientación.

Atendiendo a las necesidades expuestas anteriormente, se acude a las hojas de características de los modelos SUN2000L -XKTL de Huawei, expuestos en la Tabla 4.3.

Modelo	Potencia fotovoltaica recomendada (W)	Precio (€)	Precio (€/W)
SUN2000L -2KTL	3000	650	0.22
SUN2000L -3KTL	4500	850	0.19
SUN2000L -4KTL	6000	936	0.16

Tabla 4.3: Inversores de Huawei. Precios extraídos de Merkasol [46]. Elaboración propia.

El modelo seleccionado para la instalación es el SUN2000L-2KTL [45], puesto que dispone de dos entradas que gestionan independientemente el punto de máxima potencia, y la potencia máxima recomendada es de 3kW.

Para más información sobre la hoja de características del modelo SUN2000L-2KTL, ir al Anexo B.

### 4.3. BATERÍA

Elemento capaz de almacenar energía eléctrica, haciendo una transformación a energía electroquímica. En la práctica, son muy útiles para retener la energía excedente en los momentos de máxima producción, o bien la que no se consume, para ser utilizada en otro momento. Cuando la instalación incluye batería, se debe incluir un regulador de carga para evitar la sobrecarga y descarga excesiva cuando se alcanzan determinados valores de tensión a la entrada de la batería.

Una de las limitaciones de este proyecto es el presupuesto, es por ello por lo que se ha optado por no hacer uso de este dispositivo. Sin embargo, en algunas instalaciones conectadas a red, puede ser interesante el uso de las baterías para hacer una gestión activa de la demanda o bien por la inestabilidad de la red de distribución.

### 4.4. COMPATIBILIDAD ELÉCTRICA

Una vez seleccionados tanto los módulos, como el inversor, es necesario ver si hay compatibilidad eléctrica de dichos componentes. Para ello, es necesario tener los

## Capítulo 4

valores máximo y mínimo de la temperatura del emplazamiento, los cuales son de 38.9°C y 0°C, cuyas irradiancias son de 1000 W/m<sup>2</sup> y 100 W/m<sup>2</sup> respectivamente. Los valores expuestos anteriormente, son los obtenidos con la base de datos histórica obtenida en PVsyst a partir de la base de datos de Meteonorm.

Para el cálculo de la temperatura de célula, se acude a la Ecuación 4.3, y sustituyendo los valores de temperatura máxima y mínima, junto con los valores de irradiancia eficaz se obtienen las temperaturas de célula:

$$T_{max} = 70.2 \text{ } ^\circ\text{C} \quad T_{min} = 3.1 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Se determinan las tensiones máximas y mínimas utilizando la expresión de la Ecuación 4.2 ,además de la corriente máxima de cortocircuito en los momentos en los que la irradiancia sea de 1000W/m<sup>2</sup>, para ello, se utilizará un factor de seguridad del 25% (ver Ecuación 4.6)

$$I_{max} = 1.25 \cdot Isc \quad (4.6)$$

*Ecuación 4.6: Corriente máxima de cortocircuito para irradiancias superiores a 1000W/m<sup>2</sup>.*

A continuación, se resumen en la Tabla 4.4 las características eléctricas del módulo y del conjunto (2 ramas de 8 módulos en serie), para las condiciones más desfavorables del emplazamiento.

Magnitud	Módulo	Conjunto por rama
$V_{oc,max}$	48.7 V	194.8 V
$V_{min(MPPT)}$	31.4 V	123.3 V
$V_{max(MPPT)}$	40.3 V	161.2 V
$I_{max}$	11.8 A	11.8 A

*Tabla 4.4: Características eléctricas del módulo y del conjunto fotovoltaico, teniendo en cuenta la temperatura máxima y mínima. Elaboración propia.*

Una vez calculadas las condiciones eléctricas más desfavorables del conjunto de módulos (tercera columna de la Tabla 4.4), es necesario comprobar si el inversor elegido es compatible eléctricamente. Para ello, se muestra en la Tabla 4.5 como en ningún caso se superan los umbrales fijados por el inversor.

Magnitud	Inversor	Conjunto por rama
$P_{max}$	3000 Wp	2640 Wp
$V_{max}$	600/495 V	194.8 V
<i>Rango de tensión</i>	90 - 600 V	123.3 – 194.8 V
<i>Rango de tensión<sub>MPPT</sub></i>	120 V – 480 V	123.3 - 161.2 V
$I_{CCmax}/entrada$	15 A	11.8 A
$Nº entradas_{MPPT}$	2	2 Ramas

*Tabla 4.5: Resumen de las características eléctricas del inversor. Elaboración propia.*

A partir de la configuración escogida, se han realizado las verificaciones oportunas para comprobar que el equipo no está en riesgo y que dicha configuración es compatible eléctricamente.

- La potencia recomendada del inversor es superior a la instalada.
- En todo momento se asegura que el conjunto de módulos esté trabajando en el punto de máxima potencia del inversor.
- La tensión máxima soportada por el inversor es superior a la máxima del conjunto.
- La corriente máxima de cortocircuito soportada por el inversor por cada entrada del punto de máxima potencia es superior a la máxima corriente de cortocircuito de la serie de módulos.

Se muestra en la Figura 4.9, la disposición de las 2 series de 4 módulos sobre el tejado. Los módulos se han ubicado en la zona superior donde reciben mayor radiación y ninguna sombra. Los módulos de una misma serie son adyacentes para minimizar la longitud del cableado entre módulos que se configuran con los propios latiguillos de los componentes. Las dos series se ubican próximas entre sí para usar una sola canalización de bajada de cableado, reduciendo así el coste en materiales.

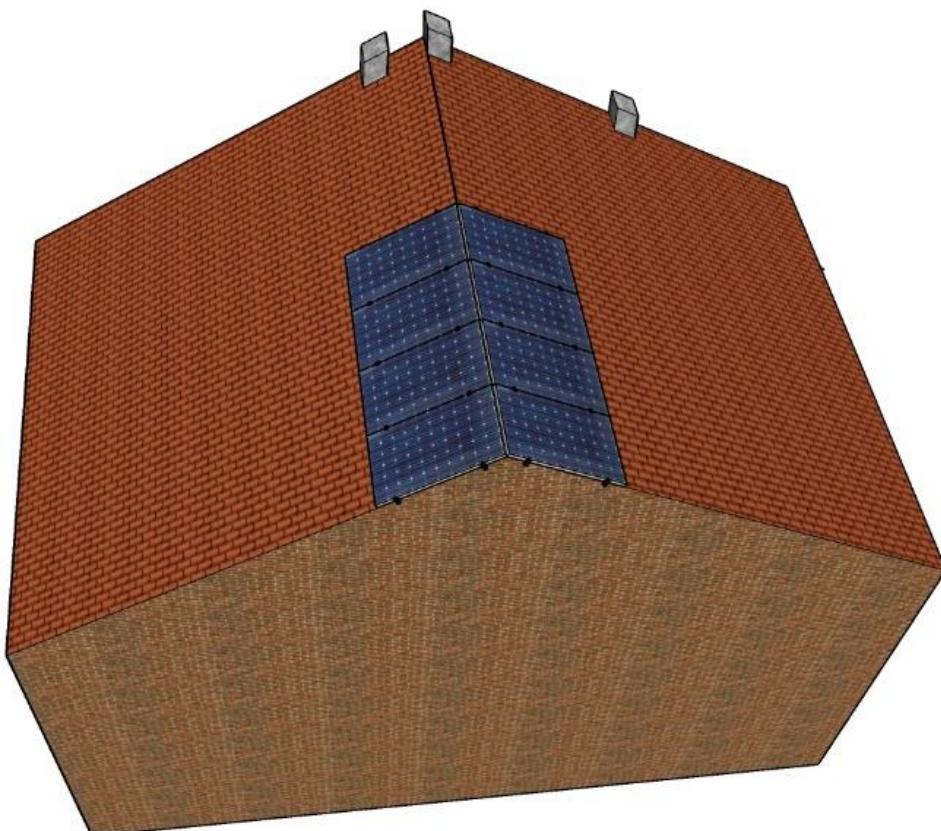
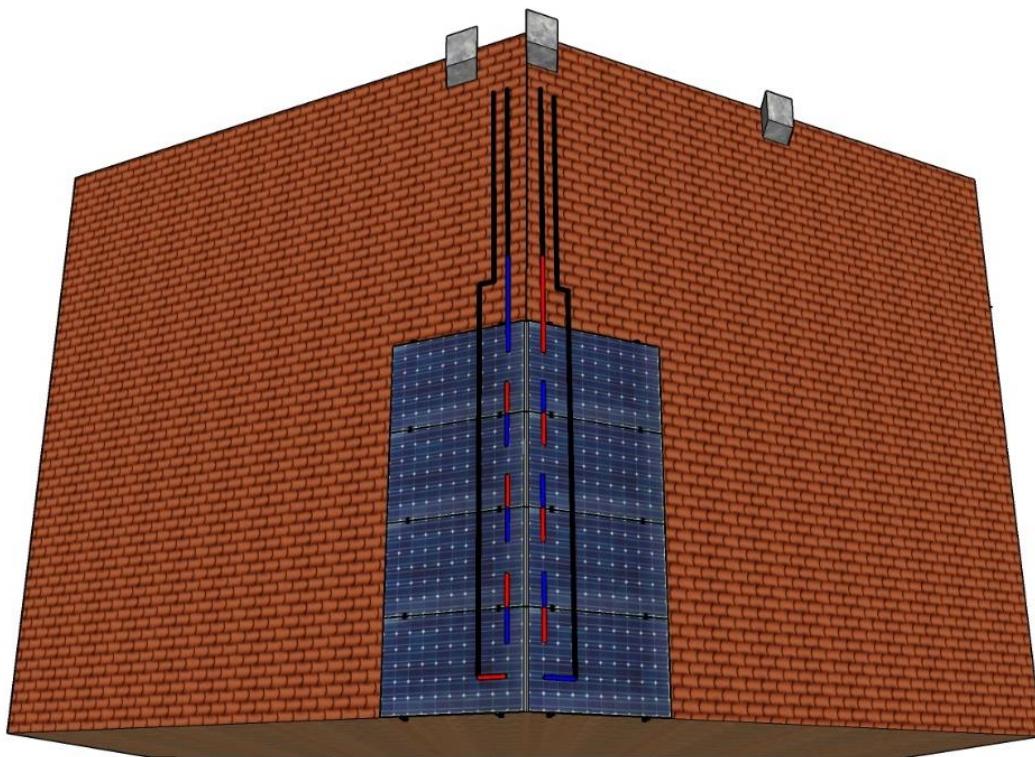


Figura 4.9: Modelo 3D de la vivienda con las 2 series de 4 módulos. Elaboración propia.

## **4.5. CABLEADO**

La instalación fotovoltaica tiene dos tramos claramente diferenciados dependiendo de la naturaleza de la corriente eléctrica que atraviesa los conductores. El circuito eléctrico que une los módulos entre sí y los conecta con la entrada del inversor corresponde con la parte de continua, con una distancia estimada de 20 m. Por otra parte, los conductores que unen la salida del inversor con el resto de la instalación eléctrica de la vivienda corresponden a la parte de corriente alterna, tiene una longitud estimada de 30 m.



*Figura 4.10: Esquema eléctrico de los módulos. Elaboración propia.*

### **4.5.1. CIRCUITO EN CONTINUA**

En primer lugar, hay que destacar la existencia de dos circuitos en continua en la instalación, uno por cada rama de módulos. Para ello, se ha decidido instalar conductores de cobre con aislamiento XLPE sobre bandeja perforada.

Para el dimensionamiento de la sección del conductor se van a seguir dos criterios: máxima corriente admisible por el conductor y caída de tensión del circuito.

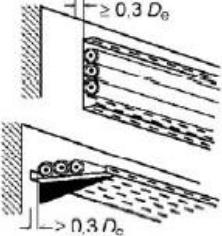
- Por intensidad máxima admisible: la corriente máxima que puede circular en la rama de uno de los circuitos en continua es de 11.8 A. Sin embargo, la ITC-BT-06 [47] define unos parámetros de corrección en función de las características de la instalación.

En este caso, existen 3 factores correspondientes a: instalación expuesta al Sol ( $f_{sol}$ ), de agrupación de cables ( $f_{agrup}$ ) y temperatura ambiente ( $f_{temp}$ ), todos ellos extraídos de la norma ITC-BT-06 [47]. A continuación, se muestra la corriente máxima de cortocircuito corregida ( $I'_b$ ), a partir de la corriente de cortocircuito de serie de módulos ( $I_b$ ).

$$I'_b = \frac{I_b}{f_{sol} \cdot f_{agrup} \cdot f_{temp}} = \frac{11.8}{0.9 \cdot 0.89 \cdot 1} = 14.7 \text{ A} \quad (4.7)$$

*Ecuación 4.7: Intensidad máxima de cortocircuito corregida.*

Con el método de instalación definido se acude a la Figura 4.11, la cual nos muestra el método de instalación E.

31		<p>Cables unipolares o multipolares: Sobre bandejas perforadas en recorrido horizontal o vertical <sup>e, h</sup></p> <p>NOTA Refiérase al apartado B.52.6.2 para su descripción</p>	E o F
----	---	--	-------

*Figura 4.11: Método de instalación del circuito en continua. Norma UNE-HD 60364-5-52*

Se determina la sección mínima del conductor atendiendo a la Figura 4.12, con la doble entrada del método de instalación (E), y aislamiento XLPE 2. De esta manera, se obtiene que la sección mínima del conductor para soportar la máxima corriente de cortocircuito debe ser de 1.5 mm<sup>2</sup>.

B2			PVC3	PVC2				XLPE 3	XLPE 2						
C					PVC3			PVC2		XLPE 3			XLPE 2		
E						PVC3			PVC2		XLPE 3		XLPE 2		
F								PVC3			PVC2		XLPE 3		XLPE 2
I	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b
Sección mm <sup>2</sup> Cobre															
1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	21
2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28
4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38
6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49
														52	57
															–

*Figura 4.12: Corriente admisible en función del método de instalación. Norma UNE-HD 60364-5-52.*

- Por caída de tensión: la sección de los conductores debe ser tal que produzca una caída de tensión menor al 1.5% de la tensión nominal del sistema.

## Capítulo 4

A continuación, se muestra en la Ecuación 4.8, la expresión de la mínima sección del conductor que cumple con el criterio de caída de tensión.

$$S \geq \frac{2 \cdot l \cdot I_b}{\gamma \cdot U_r \cdot V_{mpp}} \quad (4.8)$$

*Ecuación 4.8: Sección mínima del conductor para no superar la caída de tensión definida.*

*S = sección mínima del conductor*

*l = longitud del conductor<sup>7</sup>*

*I<sub>b</sub> = Intensidad de cortocircuito máxima*

*γ = Conductividad del cobre a 70°C*

*U = Caída de tensión máxima recomendada*

*V<sub>mpp</sub> = Tensión mínima del punto de máxima potencia a la entrada del inversor*

$$S \geq \frac{2 \cdot 20 \cdot 11.8}{48 \cdot 1.5\% \cdot 120} = 5.4 \text{ mm}^2$$
$$S = 6 \text{ mm}^2$$

El criterio más restrictivo para elegir la sección del conductor es el de caída de tensión, por lo que los conductores del circuito DC deben tener una sección de 6 mm<sup>2</sup>.

Una vez escogida la sección del conductor, se puede determinar la caída de tensión en el circuito de continua con la Ecuación 4.9:

$$U = \frac{2 \cdot l \cdot I_b}{\gamma \cdot V_{mpp} \cdot S} \quad (4.9)$$

*Ecuación 4.9: Caída de tensión del circuito.*

Sustituyendo los valores obtenidos en la Ecuación 4.9 se obtiene una caída de tensión del 1.36%.

$$U = \frac{2 \cdot l \cdot I_b}{\gamma \cdot V_{mpp} \cdot S} = \frac{2 \cdot 20 \cdot 11.8}{48 \cdot 120 \cdot 6} = 1.36\%$$

### 4.5.2. CIRCUITO EN ALTERNA

Los criterios para la determinación de la sección del conductor del circuito en alterna son iguales que los mencionados para el de continua. El método de instalación es “cable unipolar en tubo en hueco de la construcción”.

- Por intensidad máxima admisible: Los conductores del circuito en alterna se dimensionarán para que soporten la intensidad máxima que es capaz de entregar el inversor.

<sup>7</sup> Las distancias obtenidas tras la realización del modelo 3D en SketchUp han sido de 20 m para el circuito de continua (desde los módulos al inversor, situado en la buhardilla), y de 30 m para el circuito de alterna (desde la buhardilla hasta el CGMP).

$$I_{máx,AC} = \frac{10}{f_{agrup}} = \frac{10}{0.9} = 11.1 A$$

Atendiendo al método de instalación (B1), acudimos a la Figura 4.13 donde se determina que la sección necesaria por máxima intensidad admisible es de  $1.5 \text{ mm}^2$ .

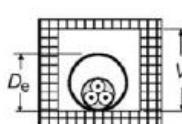
42		Cables unipolares o multipolares en tubo un hueco de la construcción <sup>c, k</sup>	En estudio. Pueden usarse los siguientes: $1,5 D_e \leq V < 20 D_e$ B2 $V \geq 20 D_e$ B1
----	---	--	---

Figura 4.13: Método de instalación del circuito en alterna. Norma UNE-HD 60364-5-52

- Por caída de tensión: no debe superar el 1.5%.

$$S \geq \frac{2 \cdot l \cdot I_{max,AC}}{\gamma \cdot U_r \cdot V_{mpp}} = \frac{2 \cdot 30 \cdot 11.1}{48 \cdot 1.5\% \cdot 120} = 7.7 \text{ mm}^2$$

$$S = 10 \text{ mm}^2$$

La sección del conductor debe de ser de  $10 \text{ mm}^2$ . De esta forma, se puede determinar la caída de tensión como:

$$U = \frac{2 \cdot l \cdot I_{max,AC}}{\gamma \cdot V_{mpp} \cdot S} = \frac{2 \cdot 30 \cdot 11.1}{48 \cdot 230 \cdot 10} = 0.6 \%$$

#### 4.5.3. PUESTAS A TIERRA

Acorde a la ITC-BT-8 [48], la instalación debe protegerse frente una puesta en tensión de las masas, para lo cual se utilizará un esquema TT. Para garantizar la protección del usuario, todos los conductores y elementos eléctricos de la instalación deben estar aislados mediante la puesta a tierra. Como se puede observar en la Figura 4.14, al tener una sección del conductor menor a  $16 \text{ mm}^2$ , la sección de protección es igual a la de fase.

<b>Sección de los conductores de fase de la instalación S (<math>\text{mm}^2</math>)</b>	<b>Sección mínima de los conductores de protección S<sub>p</sub> (<math>\text{mm}^2</math>)</b>
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Figura 4.14: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase.

## **4.6. PROTECCIONES ELÉCTRICAS**

### **4.6.1. PROTECCIONES DEL CIRCUITO EN CONTINUA**

Las protecciones eléctricas a instalar en el circuito de continua tienen como objetivo proteger la instalación frente a posibles sobretensiones o sobrecorrientes.

Para garantizar la seguridad de la instalación, se incorporan fusibles y magnetotérmicos a la salida de cada una de las series de módulos, con el objetivo de que no se interrumpa la generación de toda la instalación en caso de fallo de una de ellas. Sin embargo, como se verá al final del capítulo, el inversor ya incorpora elementos de protección y no será por tanto necesario incorporar elementos adicionales ya que la protección sería redundante.

Las protecciones deben cumplir las condiciones que se especifican en Ecuación 4.11 y la Ecuación 4.12.

Para realizar los cálculos pertinentes, es necesario hacer uso de la corriente de cortocircuito máxima ( $I_b$ ), y de la corriente máxima que soporta el conductor ( $I'_z$ ), corregida según los factores que aplica la norma.

A continuación, se muestra la intensidad admisible del conductor corregida en función de las condiciones de la instalación.

$$I'_z = 44 \cdot 0.89 \cdot 0.9 = 35.2 \text{ A} \quad (4.10)$$

*Ecuación 4.10: Intensidad admisible del conductor de corriente continua corregida.*

$$I'_b \leq I_N \leq I'_z \quad (4.11)$$

*Ecuación 4.11: Condición 1 de protecciones eléctricas para fusible y magnetotérmico.*

$$1.6 \cdot I_N \leq 1.45 \cdot I_z \quad (4.12)$$

*Ecuación 4.12: Condición 2 de protecciones eléctricas para fusible.*

Sustituyendo los valores en la Ecuación 4.11 se obtienen los valores nominales de corriente de los elementos de protección.

- Fusibles:

$$14.7 \leq I_N \leq 31.9 ; \quad I_N = 20 \text{ A}$$

- Magnetotérmicos:  $a=1.45$

$$14.7 \leq I_N \leq 35.2 ; \quad I_N = 20 \text{ A}$$

#### 4.6.2. PROTECCIONES DEL CIRCUITO EN ALTERNA

El sistema de protecciones a instalar se sitúa antes de la entrada del cuadro general de mando y protección de la vivienda. Los criterios para el cálculo de las protecciones son idénticos que las del circuito en continua, salvo que, en este caso, tenemos un circuito único.

$$I'_z = 57 \cdot 0.9 \cdot 0.89 = 51.3 \text{ A} \quad (4.13)$$

*Ecuación 4.13: Intensidad admisible del conductor de alterna corregida.*

- Fusibles:

$$22.2 \leq I_N \leq 46.5 \text{ A}; \quad I_N = 32 \text{ A}$$

- Magnetotérmicos:

$$22.2 \leq I_N \leq 51.3 \text{ A}; \quad I_N = 32 \text{ A}$$

Además, se instala protección diferencial para proteger contra contactos indirectos. Dicho diferencial será de 32 A, y sensibilidad 30 mA, al ser de uso doméstico.

Las instalaciones fotovoltaicas están expuestas a descargas atmosféricas, por lo que deben protegerse de las sobretensiones transitorias. Con el objetivo de hacer frente a una posible descarga, se deben instalar descargadores en los circuitos de continua y alterna.

Sin embargo, el inversor escogido ya dispone de dichos elementos de protección, como se puede observar en la Figura 4.15. Además, posee a la entrada unos interruptores que permiten aislar los módulos del resto de la instalación para posibles mantenimientos. El inversor también posee un relé de aislamiento para la conexión/desconexión de la red en caso de que existiese una variación de tensión o frecuencia de la red.

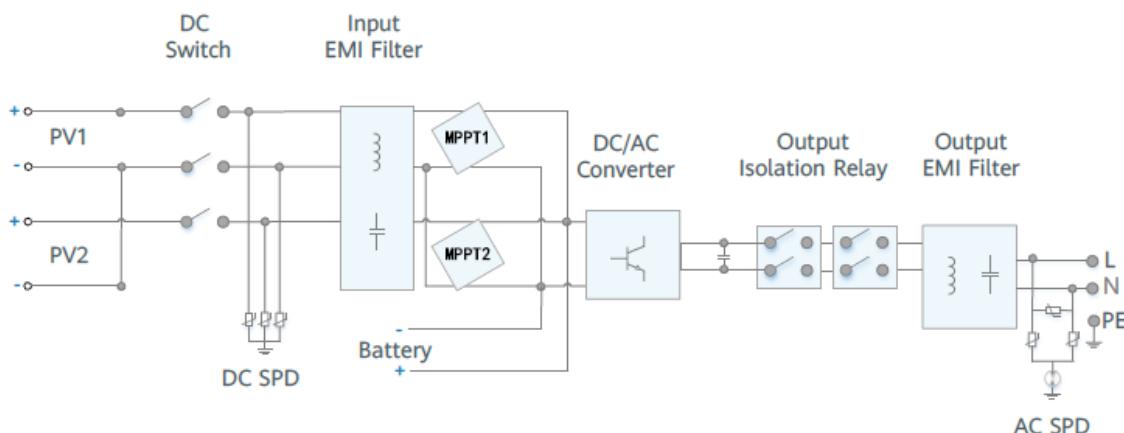


Figura 4.15: Esquema eléctrico del inversor [45].

## **4.7. EQUIPO DE MEDIDA DE LA ENERGÍA**

Con el objetivo de conocer la energía generada por el sistema fotovoltaico, es necesario tener de un dispositivo que cuantifique la energía constantemente. Para ello, es necesario tener un equipo conocido como contador. Dicho elemento es fundamental si se pretende llevar a cabo una gestión activa de la demanda.

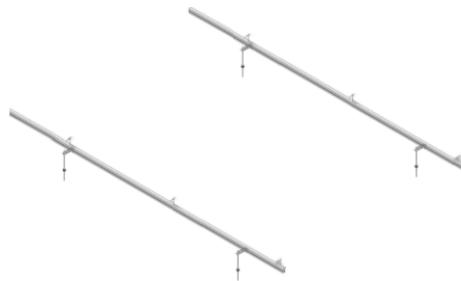
La regulación anterior a 2018 obligaba a disponer de dos equipos de medida de la energía, uno para la entrante y otro para la saliente. Sin embargo, posteriormente, con tener un contador bidireccional es suficiente. Como no se sabe si el contador de la vivienda es bidireccional, se ha decidido considerar en el presupuesto de la instalación de un contador monofásico de la marca FRONIUS, cuyo modelo, Smart Meter 63<sup>a</sup>-1 se visualiza en la Figura 4.16. En el caso de instalaciones que ya cuenten con un contador que permita la lectura bidireccional, este elemento no sería necesario, con lo que se reduce el presupuesto inicial.



*Figura 4.16: Equipo de medida Fronius Smart Meter 63A-1 [49].*

## **4.8. ESTRUCTURAS**

Para las estructuras, se ha tenido en cuenta que la instalación se va a realizar sobre teja. Con el objetivo de mejorar la estética de la instalación, se ha tomado como criterio de diseño que la estructura de los módulos sea coplanar al techo (ver Figura 4.17).



*Figura 4.17: Estructura formada por perfiles guía módulo y fijación VR [50].*

Teniendo en cuenta las especificaciones mencionadas, se ha seleccionado una estructura de la marca Sunfer de 4 módulos por estructura, cuyo esquema para 3 módulos se muestra en la Figura 4.18. Para más información ir al Anexo B.

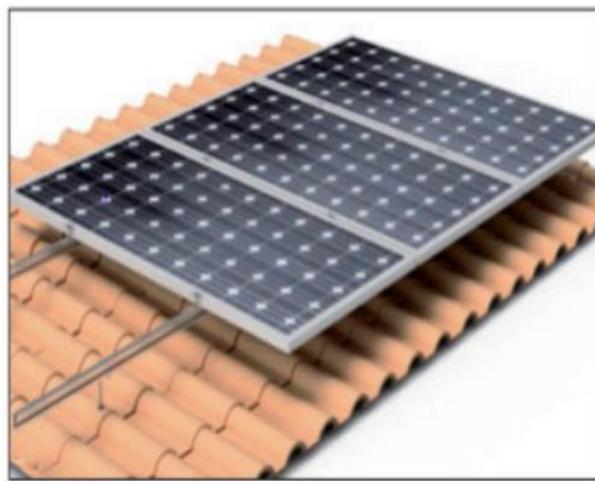


Figura 4.18: Estructura coplanar sobre la cubierta de teja [51].

## 4.9. ESQUEMA ELÉCTRICO

En este apartado, se muestra un esquema eléctrico simplificado de la instalación en la Figura 4.19. En ella se puede observar el tramo de continua, comprendido desde los módulos a la entrada del inversor, y el tramo de alterna desde el inversor hasta el cuadro general de mando y protección (CGMP)

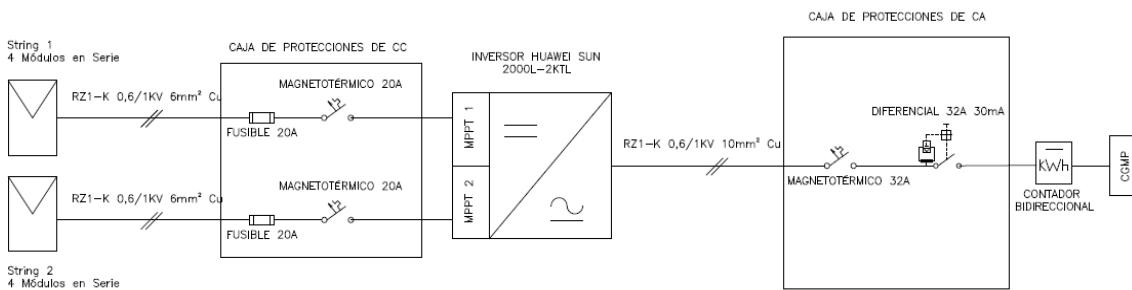


Figura 4.19: Esquema eléctrico simplificado de la instalación. Elaboración propia.

## 4.10. CONCLUSIONES

Como resumen del capítulo, se muestra a continuación todos los elementos que conforman la instalación.

## Capítulo 4

El modelo del módulo seleccionado se muestra en la Tabla 4.6.

Características		Módulos
Modelo		Canadian Solar CS6U 330P
Potencia Pico ( $W_p$ )		330
Cantidad		8

Tabla 4.6: Resumen de cantidad y modelo de los módulos. Elaboración propia.

Acorde a los cálculos realizados en el capítulo, el modelo de inversor seleccionado se muestra en la Tabla 4.7.

Características		Inversor
Modelo		SUN2000L -2KTL
Potencia Nominal (W)		2000
Cantidad		1

Tabla 4.7: Resumen de cantidad y modelo del inversor. Elaboración propia

El modelo de estructura coplanar a la superficie se muestra en la Tabla 4.8.

Características		Estructuras
Modelo		Sunfer 01V02
Cantidad		2

Tabla 4.8: Resumen de cantidad y modelo de la estructura. Elaboración propia

En la Tabla 4.9 se resumen las secciones de los conductores para los distintos tramos que componen el circuito eléctrico de la instalación, y las protecciones asociadas a cada uno de ellos.

Características	Círcuito de continua /rama	Círculo de alterna
Sección del conductor	6 mm <sup>2</sup>	10 mm <sup>2</sup>
Longitud del conductor	40 m	60 m
Magnetotérmico	20 A	32 A
Fusible	20 A	32 A
Diferencial	-	32 A

Tabla 4.9: Resumen de los conductores y protecciones. Elaboración propia.

Como se ha comentado anteriormente, el inversor ya incluye protecciones en AC y de descargas atmosféricas, por lo que los fusibles, magnetotérmicos AC y los diferenciales pueden suprimirse.

# Capítulo 5. BALANCE ENERGÉTICO Y ESTUDIO ECONÓMICO

En este capítulo, se presenta un estudio estacional en detalle de los resultados energéticos del sistema junto con un análisis de los resultados obtenidos. Por otro lado, se lleva a cabo un estudio económico de la instalación a partir del presupuesto del proyecto y los gastos en electricidad de un año, determinando el beneficio económico mensual, y el tiempo de amortización.

## 5.1. BALANCE ENERGÉTICO

La Tabla 5.1 muestra el consumo real de la vivienda, junto con la energía producida por el sistema fotovoltaico estimada en PVsyst. El balance energético del sistema se ha calculado como la diferencia de las dos anteriores.

Mes	Consumo	Generación	Balance	Mes	Consumo	Generación	Balance
Enero	500	137	-363	Julio	447	465	17
Febrero	392	178	-214	Agosto	350	417	68
Marzo	430	289	-142	Septiembre	415	313	-102
Abril	418	350	-68	Octubre	422	214	-208
Mayo	389	405	16	Noviembre	520	147	-372
Junio	411	439	28	Diciembre	494	118	-376

Tabla 5.1: Consumo, generación y balance de energía total en kWh por meses. Elaboración propia.

## Capítulo 5

- Invierno (enero, febrero y diciembre):

En la Figura 5.1 se presenta de manera gráfica los resultados para los meses invernales. Se observa cómo hay un déficit de energía, puesto que el consumo eléctrico (1386 kWh), supera a la generación (433 kWh). Sin embargo, cabe destacar que, en el mes de febrero, se observa un excedente de energía durante las horas centrales del día, hecho que deja entrever el comportamiento de los meses posteriores.

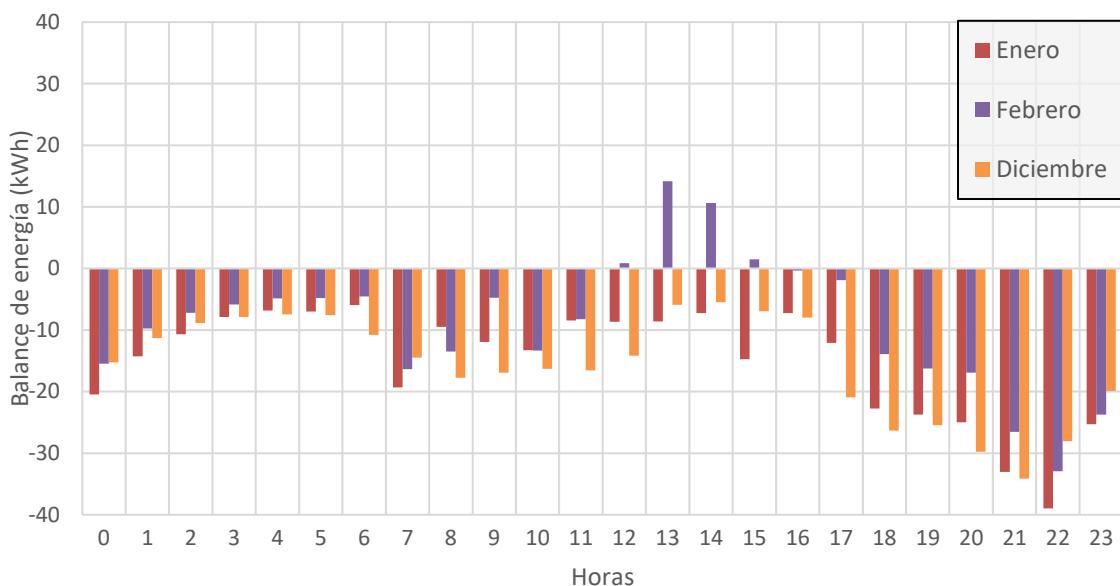


Figura 5.1: Balance Energético horario de los meses de invierno. Elaboración propia.

En la Figura 5.2, se observa cómo en el día promedio de invierno, no hay excedentes de energía. No obstante, no se puede afirmar que no exista un excedente de energía en un día puntual, ya que se representa el día promedio.

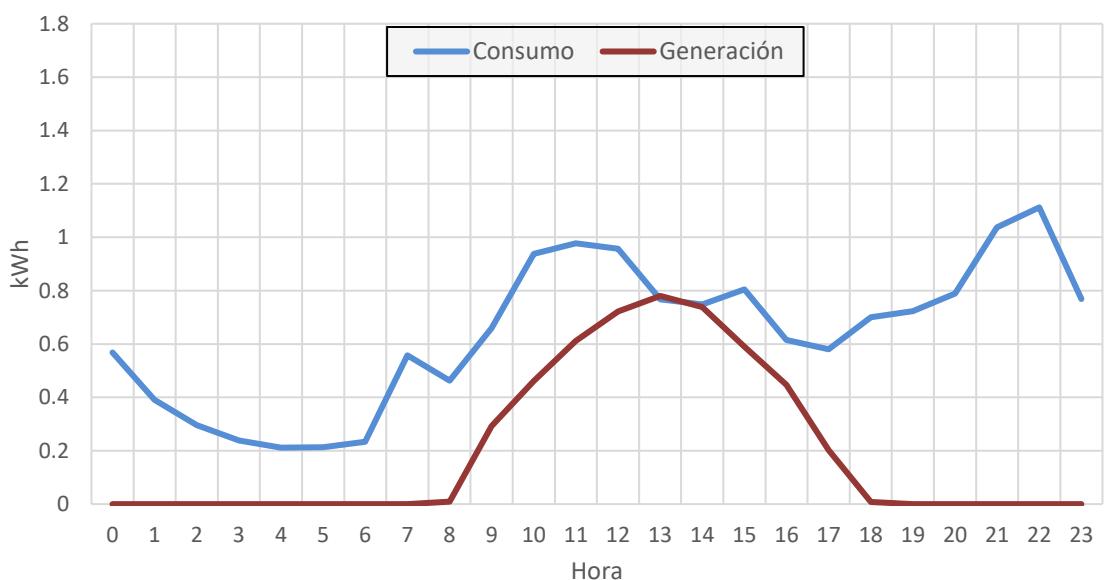
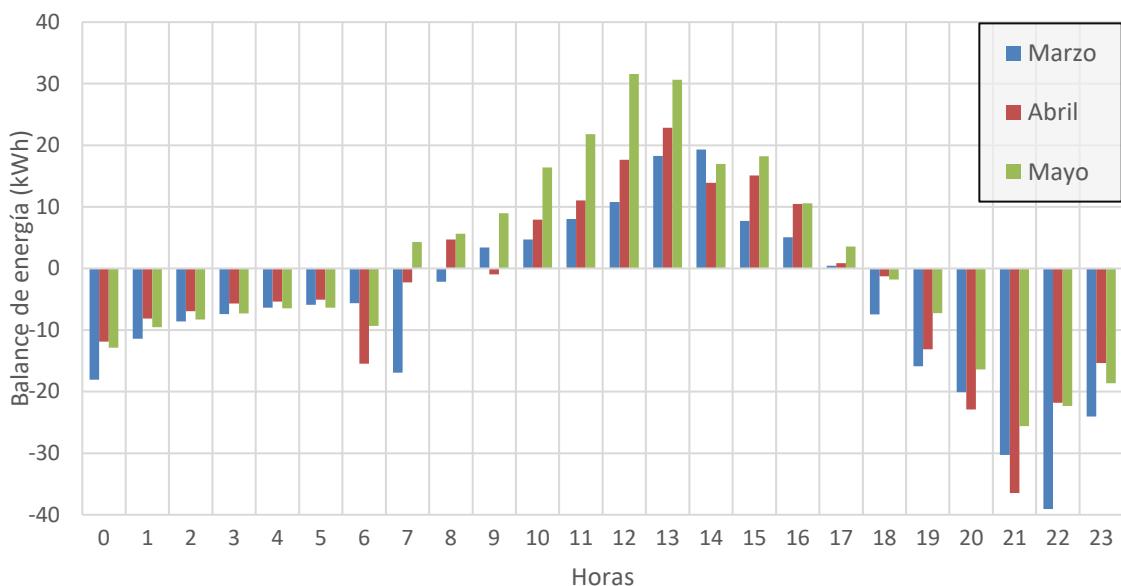


Figura 5.2: Consumo y generación de un día promedio en invierno. Elaboración propia.

## Balance energético y estudio económico

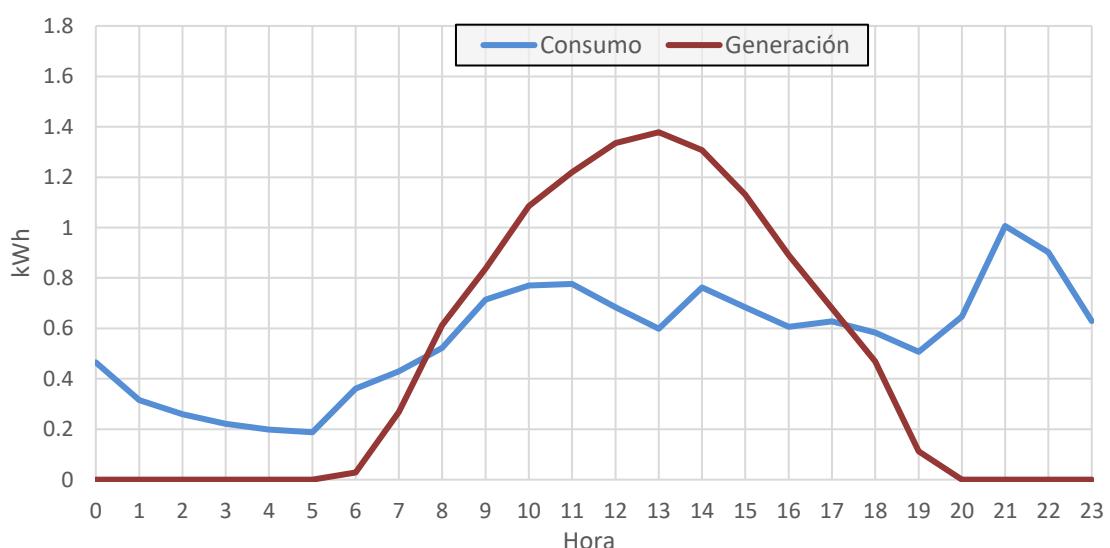
- Primavera (marzo, abril y mayo):

En la Figura 5.3 está representado el balance energético en la estación de primavera. En comparación con la estación invernal, se observa como existe un excedente de energía desde las 8 de la mañana hasta las 5 de la tarde como consecuencia del aumento de generación fotovoltaica. En términos energéticos, se consumen 1237 kWh y se producen 1044k Wh, lo que representa un 84.3% del total.



*Figura 5.3: Balance Energético horario de los meses de primavera. Elaboración propia.*

Además, como se puede observar en la Figura 5.4, la generación fotovoltaica aumenta respecto a la estación invernal en un 240%. Además, el consumo medio ha disminuido como consecuencia de no usar elementos calefactores para la vivienda.



*Figura 5.4: Consumo y generación de un día promedio en primavera. Elaboración propia.*

## Capítulo 5

- Verano (junio, julio y agosto):

En la Figura 5.5 se muestra la estación óptima en términos energéticos, el verano, con un consumo mínimo de 1208 kWh y una producción de 1320 kWh. El exceso de energía existente desde las 7 hasta las 19 horas, se traducirá en un balance económico positivo, puesto que se estará vertiendo energía a la red.

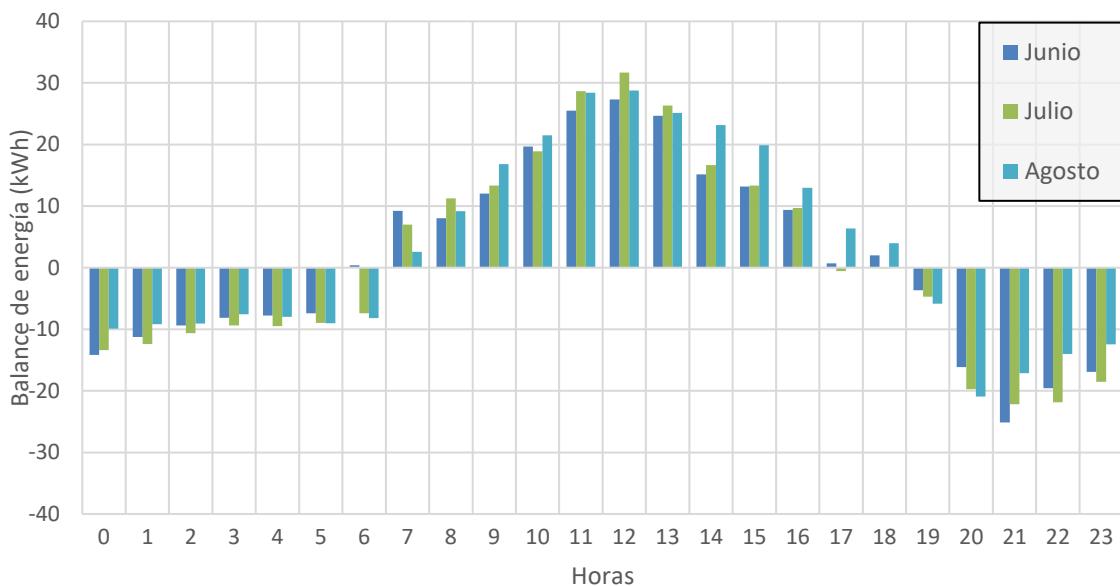


Figura 5.5: Balance Energético horario de los meses de verano. Elaboración propia.

La Figura 5.6 muestra que, en promedio hay un exceso de energía (5.8kWh) durante las horas en las que hay generación fotovoltaica, cuya consecuencia es tener un valor inferior de autoconsumo con respecto a otras estaciones, como se verá al final de este apartado.

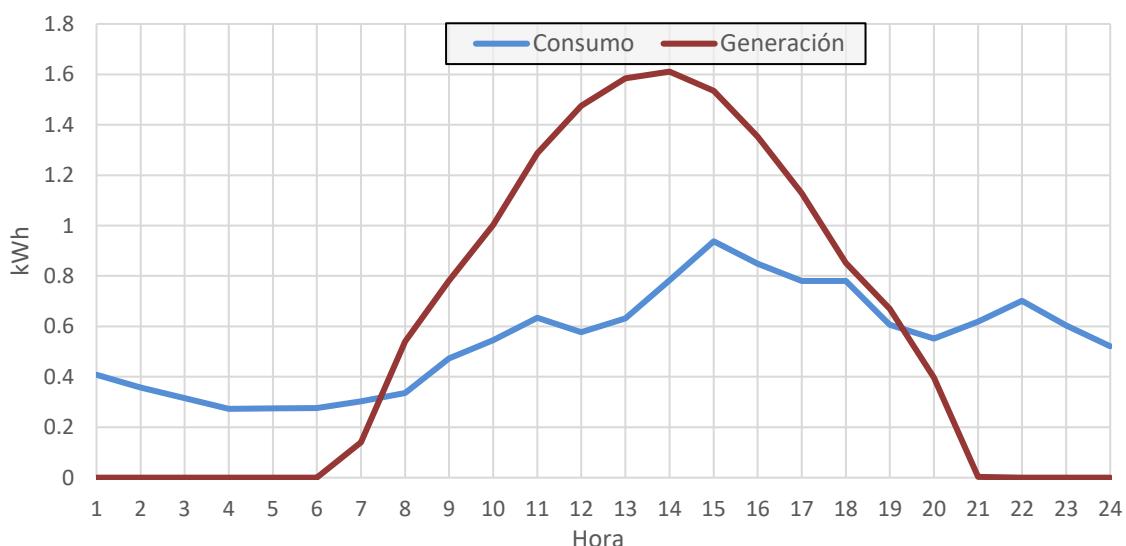


Figura 5.6: Consumo y generación de un día promedio en verano. Elaboración propia.

## Balance energético y estudio económico

- Otoño (septiembre, octubre y noviembre):

Se representa en la Figura 5.7 el balance energético de los meses correspondientes a la estación de otoño. Como era de esperar, el exceso energético es menor que en verano, puesto que aumenta el déficit de energía en los valores cuantitativos de energía, ya que disminuye la producción (674 kWh) y aumenta el consumo (1356 kWh).

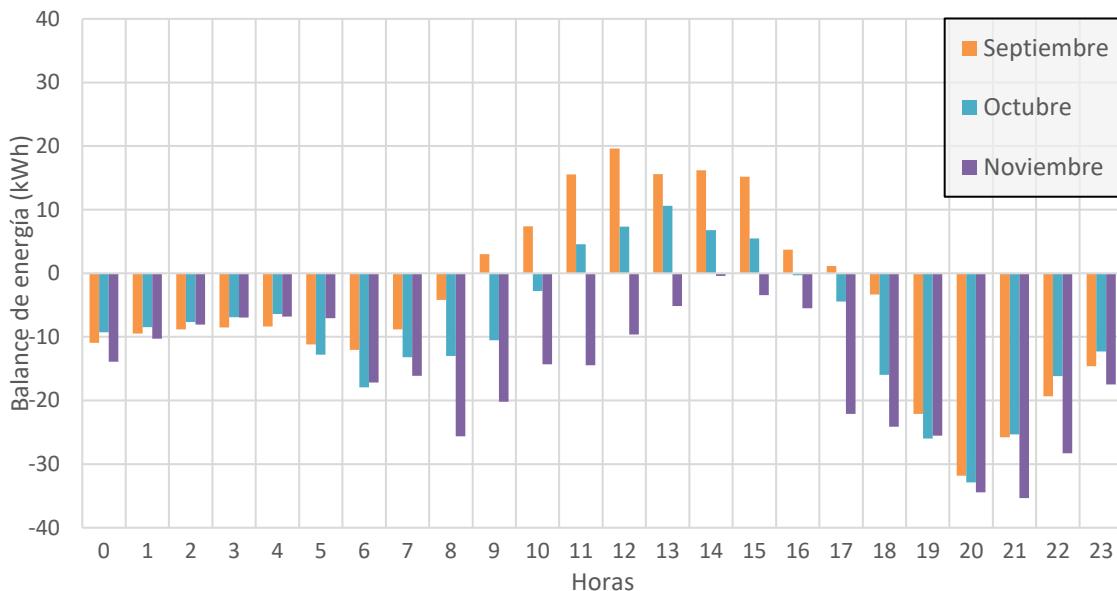


Figura 5.7: Balance Energético horario de los meses de otoño. Elaboración propia.

La diferencia entre las curvas de consumo y generación durante el otoño, son de menor magnitud, en comparación con las estaciones de primavera y verano, efecto que puede apreciarse en la Figura 5.8. Es decir, la producción de energía se ajusta a las necesidades de la vivienda, cuya consecuencia es un aumento del autoconsumo.

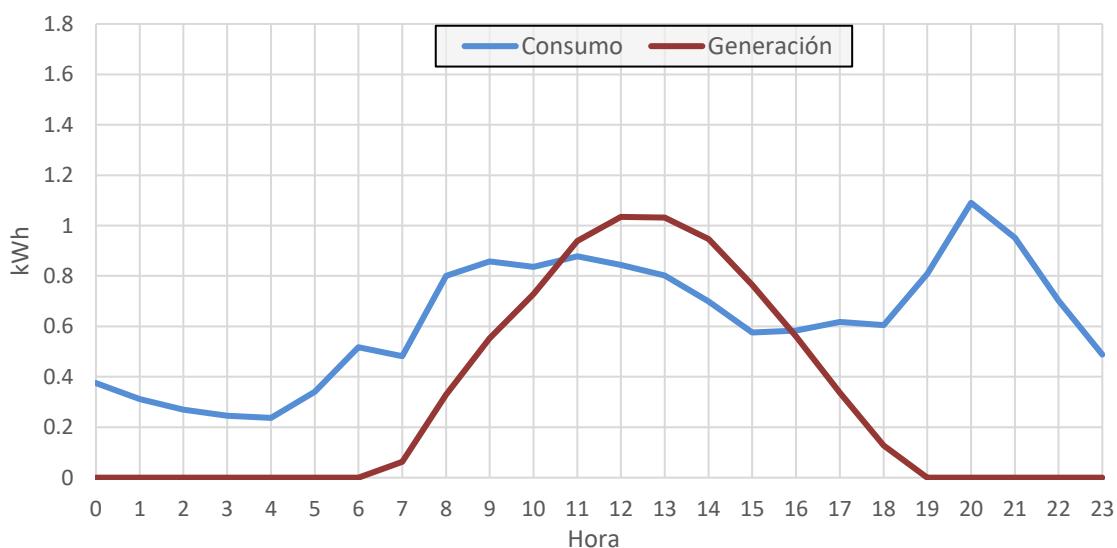


Figura 5.8: Consumo y generación de un día promedio en otoño. Elaboración propia.

## Capítulo 5

A continuación, se muestra en la Figura 5.9 la contribución de cada una de las estaciones al balance energético total anual en función de la hora del día. Este resultado es de utilidad para conocer las horas en las que, de promedio, existe un exceso o un déficit de energía. Sin embargo, se recuerda que las curvas del balance energético día a día tienen formas diferentes en función de las condiciones climatológicas y de consumo en ese momento, y que la energía solo se puede compensar en la factura mensualmente.

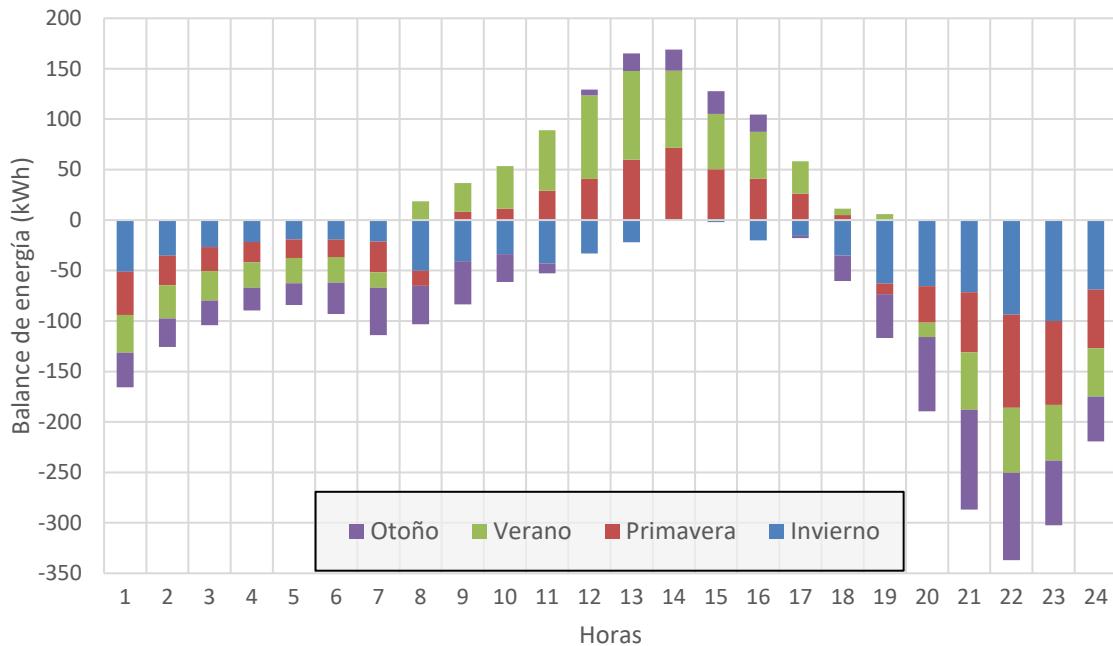


Figura 5.9: Balance energético por estaciones. Elaboración propia.

Los valores agregados de autoconsumo y autosuficiencia para las distintas estaciones se representan en la Figura 5.10. Dichos parámetros son de utilidad para cuantificar el aprovechamiento de la energía generada en función del consumo.

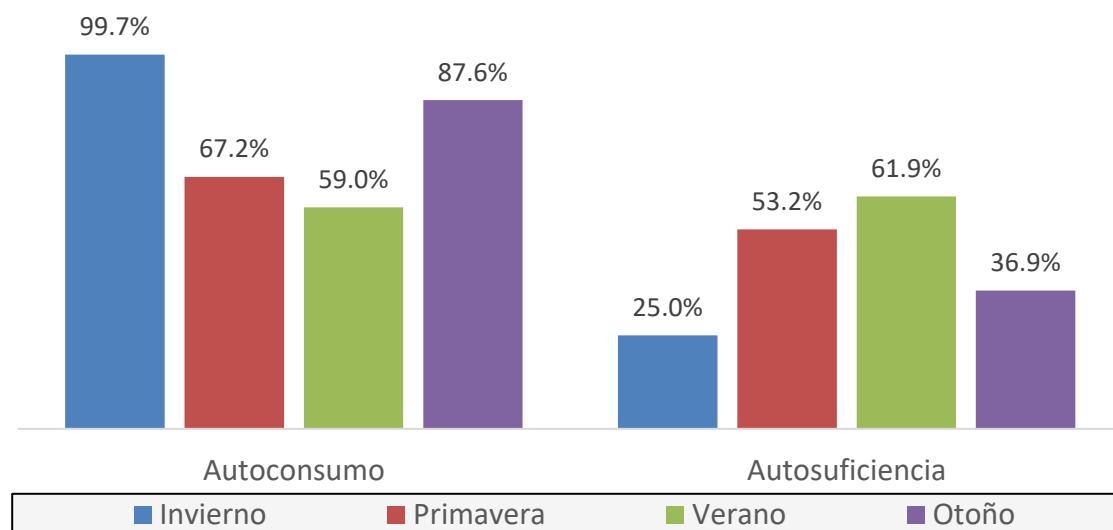


Figura 5.10: Autosuficiencia y autoconsumo para las distintas estaciones. Elaboración propia.

## Balance energético y estudio económico

En la Figura 5.10 se observa en la parte izquierda de la gráfica los resultados promedios obtenidos del autoconsumo. Durante el invierno se obtiene un 100% de autoconsumo, ya que toda la energía producida por el sistema, se consume *in situ* en la vivienda. Sin embargo, el resto de las estaciones presenta valores de autoconsumo inferiores (88% en el otoño, 67% durante la primavera y 59% en el verano), puesto que, como se ha visto en el análisis energético, al existir un exceso de energía como consecuencia del aumento de generación fotovoltaica, no toda la energía que se genera se autoconsume.

Por otra parte, en la parte derecha de la Figura 5.10 se representan los valores promedio de la autosuficiencia por estaciones. En ella se puede observar como la estación que cubre la mayor parte del consumo eléctrico de la vivienda con generación fotovoltaica es el verano, pues tiene una autosuficiencia del 62%, seguido de la primavera con un 53%, del otoño con un 37%, y finalmente, del invierno, estación en la que solo se cubriría la cuarta parte de la demanda.

En la Figura 5.11, se muestra un histograma que describe el número de días en los cuales el balance energético de la vivienda se encuentra comprendida entre dos valores. En rojo se presentan los días con un déficit energético (267), mientras que en verde se representan los días con un excedente (98).

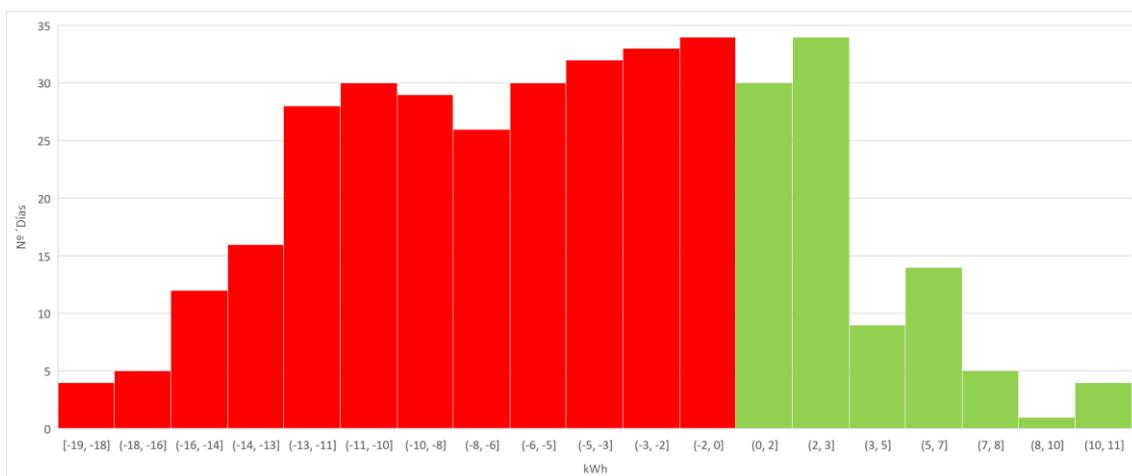


Figura 5.11: Histograma del balance energético. En rojo, los días con déficit de energía, en verde, los días con exceso de energía. Elaboración propia.

A pesar de que con la información representada en la Figura 5.11 no se puede extraer información sobre el comportamiento horario del sistema, sí se puede concluir que la instalación fotovoltaica genera una energía superior a la demandada el 26.8% del año.

En términos cuantitativos se obtiene que la energía consumida en la vivienda durante el 2019 fue de 5189 kWh, mientras que la energía generada por el sistema fotovoltaico es de 3473 kWh, es decir, se genera un 66% de la energía consumida.

## **5.2. ESTUDIO ECONÓMICO**

En este apartado se presenta una explicación de los diferentes conceptos que incluye la factura eléctrica, así como un desglose de los pagos fijos y variables, incluidos en la facturación mensual. Para ello, se utilizan facturas reales de la vivienda durante el año 2019, acogidas a la tarifa 2.0A, según la cual el precio de la electricidad varía a cada hora y día, acorde al PVPC. En el Anexo A se encuentran los valores cuantitativos de las distintas variables que componen la factura.

### **5.2.1. DESGLOSE DE FACTURA ELÉCTRICA**

A continuación, se detalla un desglose de la factura:

- Costes fijos:

1. Facturación de potencia contratada:

Comprende la facturación por peaje de acceso (resultado de multiplicar los kW contratados por el precio de potencia del peaje de acceso y del número de días del periodo de facturación) y la facturación por margen de comercialización fijo.

2. Alquiler de equipos de medida y control:

Precio establecido por los equipos de medida y control, depende del número de días de la facturación.

- Costes variables:

1. Facturación por energía consumida:

- a. Paje de acceso de energía: resultado de multiplicar la energía consumida en el periodo de facturación por el precio de la energía del peaje de acceso.

- b. Coste de energía: resultado de multiplicar la energía consumida por el precio del término del coste horario de energía del PVPC<sup>8</sup>.

2. Aplicación del bono social:

Descuento por bono social sobre la facturación de potencia contratada y la facturación de la energía consumida. Para el caso de la vivienda, dicho descuento es del 25% por ser familia numerosa.

---

<sup>8</sup> Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor

3. Impuesto de la electricidad:

Impuesto especial al tipo 5.11269632% sobre la facturación de la electricidad suministrada.

4. IVA:

Impuesto aplicado sobre todos los precios anteriores, 21% en España.

Por otro lado, se han analizado los datos que provee Red Eléctrica de España [29] de todos los precios de mercado de las anteriores variables durante el año 2019, para poder hacer una estimación del precio de la energía comprada a la red en función de la hora del día.

A pesar de que se dispone de los precios de compra de energía horarios a lo largo del año, se ha decidido hacer un promedio por meses para visualizar las fluctuaciones en el precio, aunque en los cálculos que se presentan al final del capítulo se han tenido en cuenta los precios horarios reales.

La Figura 5.12 muestra el precio medio en euros por kWh a lo largo del día y para los diferentes meses. Como se puede observar, durante el año 2019 la evolución del precio de la energía a lo largo del día siguió la misma tendencia en todos los meses, sin embargo, cabe destacar el aumento del precio durante el mes de enero, alcanzando valores pico de 0.092 €/kWh.

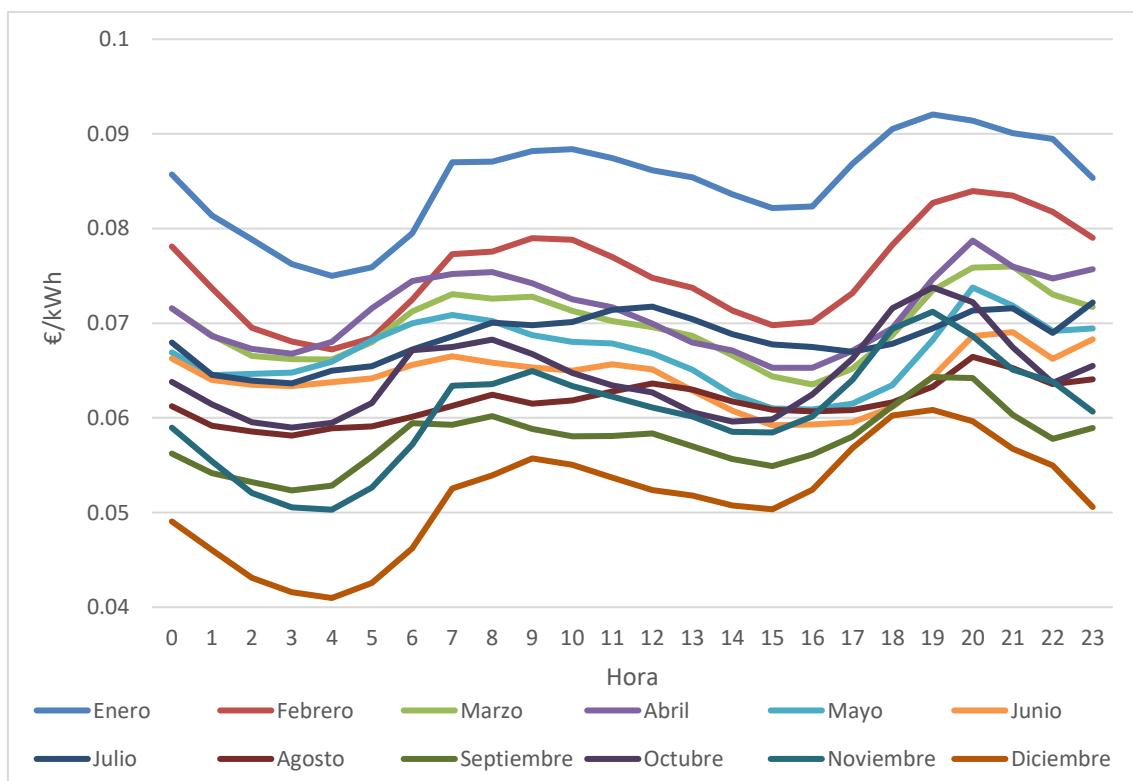


Figura 5.12: Precio medio de la energía en 2019. Fuente: REE [12]

## Capítulo 5

A continuación, se muestra en la Tabla 5.2 las componentes fijas, que intervienen en la factura, como son el peaje de acceso a potencia, el precio de comercialización, y el precio por el alquiler de equipos de medida y control.

Peaje de acceso a potencia	Precio de comercialización	Equipos de medida y control
0.104229 €/kW día	0.008529 €/kW día	0.025625 €/día

Tabla 5.2: Precio de las componentes fijas de la facturación. Elaboración propia.

### 5.2.2. BALANCE ECONÓMICO

Tras el estudio energético realizado con los datos de consumo reales, y la energía que generaría el sistema fotovoltaico propuesto, cuyos resultados se han obtenido con PVsyst, se plantea un análisis del estudio económico horario durante el año 2019 basado en precios reales para dicho periodo.

El actual marco regulatorio de compensación simplificada permite disminuir la componente variable de la factura, hasta poder anularla, mientras que la componente fija permanece invariante. En la Tabla 5.3 se muestran los costes fijos mensuales, los costes variables con y sin autoconsumo y el ahorro que supondría mensualmente en la factura al instalar los módulos.

Mes	C.Fijo (€)	C.Variable sin autoconsumo (€)	C.Variable con autoconsumo (€)	Ahorro (€)
Enero	25	59	44	15
Febrero	23	43	26	17
Marzo	25	45	19	26
Abril	25	44	13	31
Mayo	25	39	5	34
Junio	25	40	5	36
Julio	25	46	5	41
Agosto	25	34	1	33
Septiembre	25	39	14	24
Octubre	25	42	24	18
Noviembre	25	50	37	13
Diciembre	25	44	34	10
Total	298	525	226	299

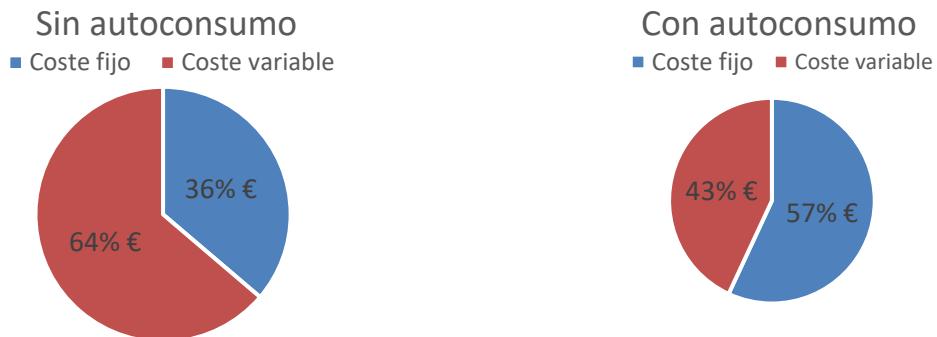
Tabla 5.3: Facturas eléctricas con y sin autoconsumo. Elaboración propia.

La Tabla 5.3 muestra el gran potencial de la tecnología solar fotovoltaica con la modalidad de autoconsumo, puesto que el ahorro con respecto a no tener autoconsumo es de 299€ anuales, lo que supone un ahorro del 36% en la factura total anual. Cabe destacar el bajo coste variable desde mayo a agosto, sin llegar a superar los 5€.

Para visualizar cualitativamente la diferencia entre la modalidad sin y con autoconsumo, se muestra en la Figura 5.13 la distribución de costes fijos y variables para cada una de ellas.

## Balance energético y estudio económico

En la Figura 5.13 se aprecia una disminución de los costes variables, desde un 64% a un 43% con respecto al importe total.

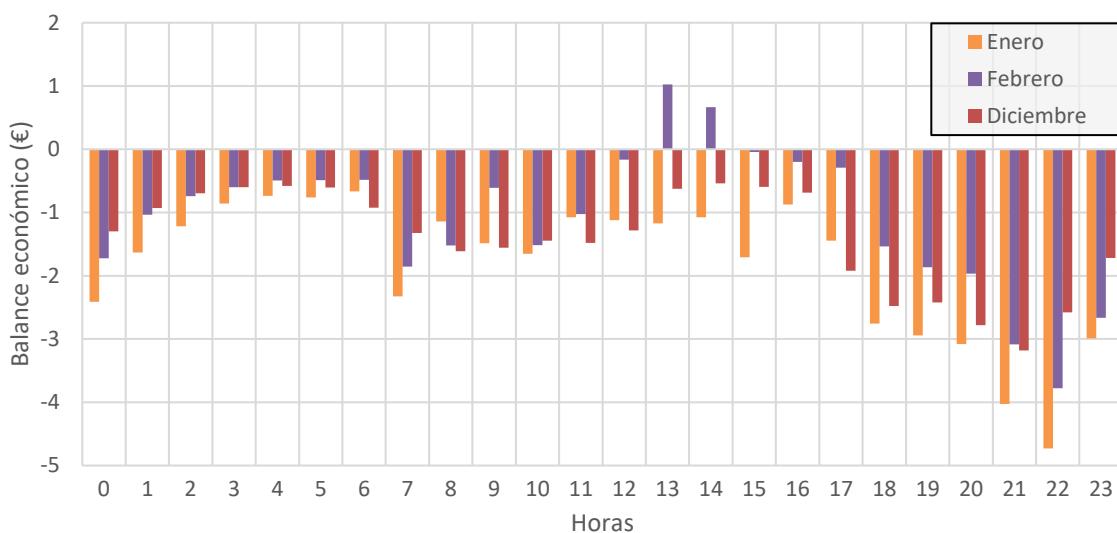


*Figura 5.13: Distribución de precios con y sin autoconsumo. Elaboración propia.*

Al igual que en el apartado de Balance energético, se presenta un estudio por estaciones del balance económico promedio con el objetivo de ilustrar y cuantificar las horas a las cuales se obtiene un saldo económico positivo o negativo.

- Invierno (enero, febrero y diciembre):

La Figura 5.14 muestra como durante los meses invernales el saldo económico es negativo a lo largo del día ya que, el estudio del balance energético en esta estación adelantaba la existencia de un déficit de energía.



*Figura 5.14: Balance económico horario de los meses de invierno. Elaboración propia.*

Si embargo, aunque solo se compense energía durante dos horas en febrero, se consigue reducir el importe de la factura con respecto a la configuración sin generación fotovoltaica al disminuir la energía comprada a la red. De esta manera se pasa de tener un importe en invierno de 219€ a 177€, lo que supone un ahorro de 42€, y un 19% en términos relativos.

## Capítulo 5

- Primavera (marzo, abril y mayo):

El balance económico primaveral se muestra en la Figura 5.15. Como se puede observar, durante las horas centrales se percibe un beneficio económico, al estar compensando la energía inyectada a la red. Como consecuencia de la disminución de la energía comprada a la red, y del vertido de la energía excedente, se obtiene un descuento en el importe total del 44.8%, al pasar de 203€ a 112€.

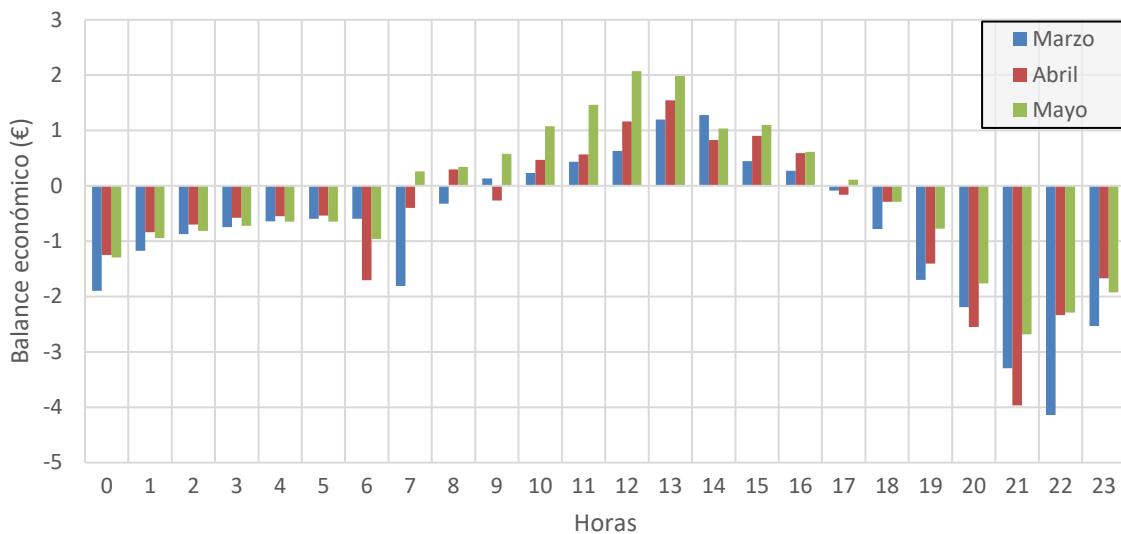


Figura 5.15: Balance económico horario de los meses de primavera. Elaboración propia.

- Verano (junio, julio y agosto):

La estación veraniega, es la óptima en términos económicos. Como se puede apreciar en la Figura 5.16, el saldo económico es positivo entre las 7:00 y las 18:00. La repercusión en la facturación en los meses de estudio es una disminución del importe del 55.8%, al disminuir desde los 195€ a los 86€, ahorrando 109€.

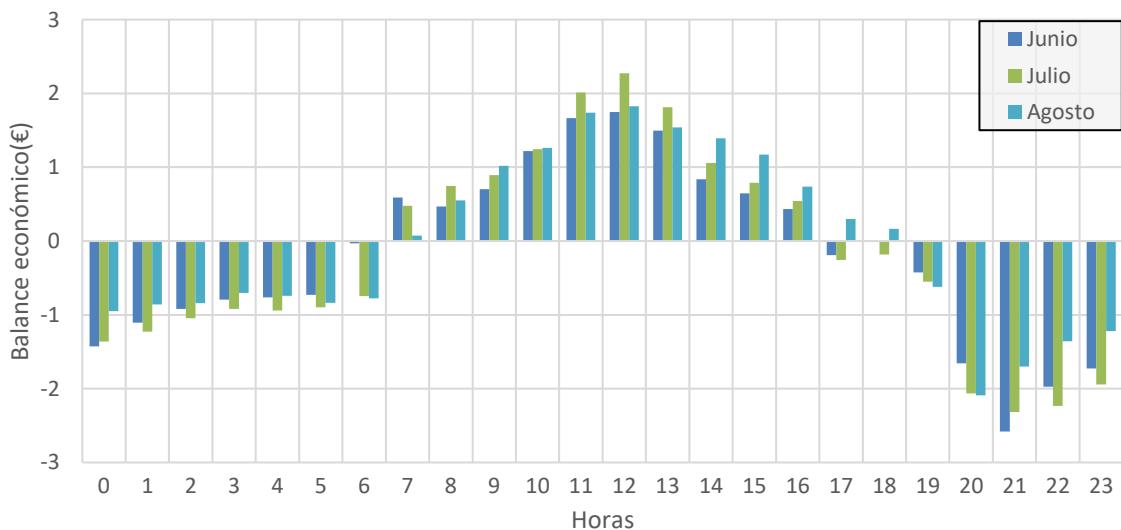


Figura 5.16: Balance económico horario de los meses de verano. Elaboración propia.

## Balance energético y estudio económico

- Otoño (septiembre, octubre y noviembre):

Finalmente, se muestra en la Figura 5.17, el beneficio económico en los meses otoñales. Durante esta estación, aumenta el consumo eléctrico y disminuye la producción de energía. Este hecho tiene como consecuencia una disminución en el importe total de la estación importe menor en comparación con el verano, pasando de 206€ a 150€, ahorrando un 27%.

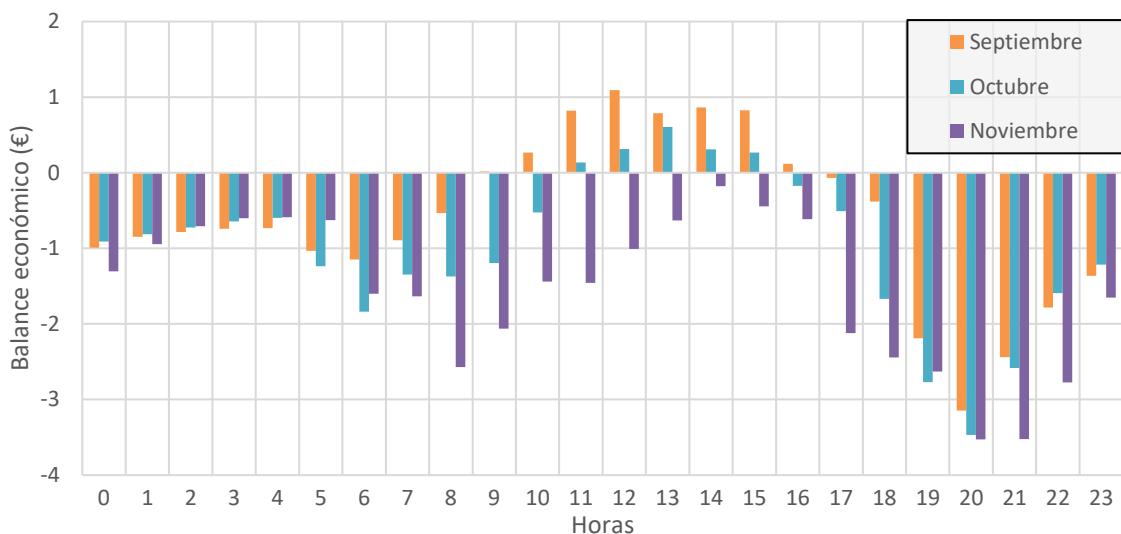


Figura 5.17: Balance económico horario de los meses de otoño. Elaboración propia.

Para una mejor visualización se ha realizado en la Figura 5.18 una gráfica que resume el balance económico total de la vivienda por estaciones. La información descrita es de gran utilidad, puesto que permite conocer las horas críticas en las cuales se obtiene un saldo negativo. Para la instalación que se ha llevado a cabo en la vivienda, el mayor importe se lleva a cabo desde las 20:00 a las 23:00, puesto que el consumo en dicho periodo es el máximo, junto con el precio de la energía.

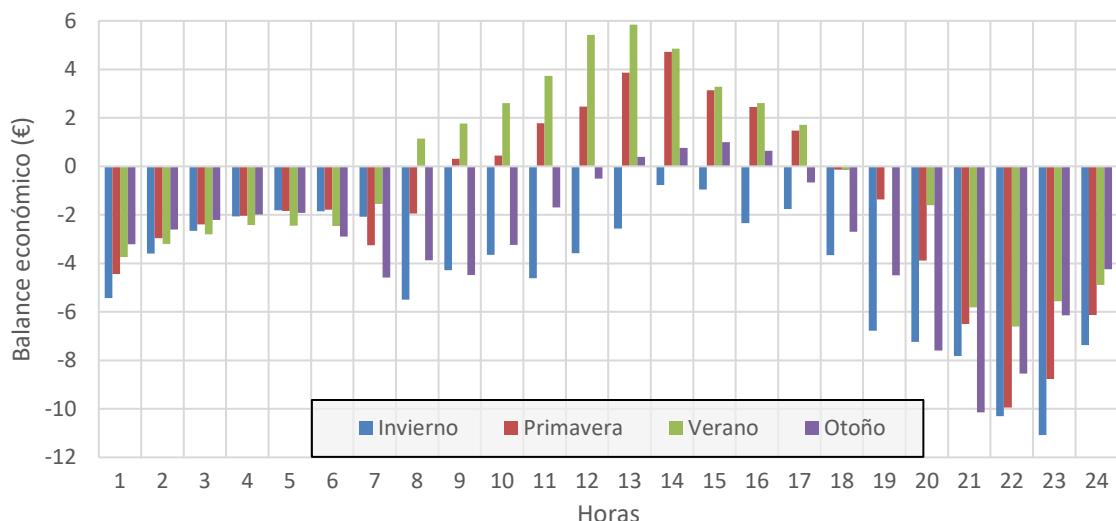


Figura 5.18: Balance económico medio en las distintas estaciones. Elaboración propia.

## Capítulo 5

### 5.3. PRESUPUESTO

La Tabla 5.4 recoge el presupuesto total de la instalación, y una discretización del coste de todos sus elementos.

El presupuesto de los equipos y materiales que conforman la instalación ha sido calculado teniendo en cuenta un descuento del 30% sobre el precio de venta al público. Esta aproximación se ha estimado considerando que en la compra de los materiales la empresa instaladora, obtiene un descuento al comprar al por mayor.

Componente	Precio Unitario	Unidad	Cantidad	Precio total (€)
Módulo Canadian Solar CS6U 330W	122	€/ud	8 ud	683.2
Inversor Huawei SUN2000L-2KTL	650	€/ud	1 ud	455.0
Estructuras para los módulos	120	€/ud	2 ud	168.0
Cable flexible 1x10 mm <sup>2</sup> RZ1-K 0,6/1 KV EXZHELLENT GENERAL CABLE	1.5	€/m	60 m	63.0
Cable flexible 1x6 mm <sup>2</sup> RZ1-K 0,6/1 KV EXZHELLENT GENERAL CABLE	0.94	€/m	80 m	52.6
Automático Magnetotérmico LEGRAND RX3 6KA 1P+N 32A	4.7	€/ud	1 ud	3.3
Magnetotérmico Diferencial Dpn 2p 32A 30mA	25	€/ud	1 ud	17.5
Automático Magnetotérmico Legrand DX3 2P 20A	16.6	€/ud	2 ud	23.2
Fusible 20 A MAXGE gM 10x38mm Max 1000V DC	3.45	€/ud	2 ud	4.8
Fusible 32 AMAXGE gM 10x38mm Max 1000V DC	5.9	€/ud	2 ud	8.3
Portafusibles Carril DIN 10x38 mm cilíndrico	2.7	€/ud	4 ud	7.6
Tapa de Bandeja aislante UNEX U43X	7.4	€/m	6 m	31.1
Bandeja 66 Perforada PVC-M1 U23X GRIS	15.6	€/m	4 m	43.7
TUPERSA Tubo Corrugado Forrado de PVC 16mm	0.2	€/m	60 m	8.4
Fronius Smart Meter 63 A-1	109	€/ud	1 ud	76.3
Caja de protecciones 320x3 SOLERA 5250	25	€/ud	2 ud	35.0
Tramitaciones	300	€/ud	1 ud	300.0
Mano de obra y transporte de material	1000	€/ud	1 ud	1000.0
Imprevistos	10	% del total	1 ud	293.1
<b>TOTAL</b>				<b>3279.1 €</b>

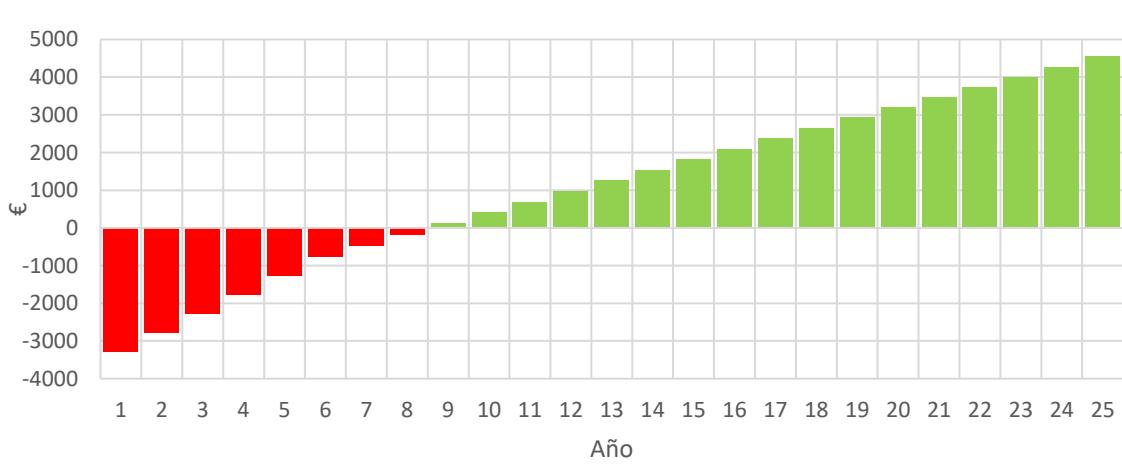
Tabla 5.4: Presupuesto de la instalación. Elaboración propia.

Para ilustrar de forma cualitativa la distribución de coste de la instalación, se muestra en la Figura 5.19, los resultados obtenidos tras analizar las componentes del presupuesto. Se puede observar cómo los costes asociados a la mano de obra y tramitaciones suponen la mayor parte del presupuesto con un 44% del total. Cabe destacar que la distribución de precios varía en función tamaño y la tipología de la instalación. Por ejemplo, para grandes plantas fotovoltaicas el coste asociado a las tramitaciones supone una parte prácticamente despreciable en comparación al total.



## 5.4. TIEMPO DE AMORTIZACIÓN

El tiempo de amortización es un parámetro clave para cualquier inversión, es un indicador del tiempo que se tarda en recuperar la inversión inicial. En este caso, se han tenido en cuenta varias consideraciones: descuento del 25% del IBI durante los 5 primeros años<sup>9</sup> y una pérdida de ganancias del 1% anual como consecuencia de la degradación de módulos. Con todas las hipótesis mencionadas, se muestra en la Figura 5.20 el flujo de caja a los 25 años de la instalación.



<sup>9</sup> El municipio de Las Rozas de Madrid ofrece un descuento entre el 25% y el 50% del IBI durante los 5 primeros años desde la instalación a las viviendas que instalen fotovoltaica [26].

## Capítulo 5

De la Figura 5.20 se obtiene que el periodo de amortización para la instalación propuesta se sitúa entre los 8 y los 9 años, tiempo que entra dentro de lo esperado para una instalación de autoconsumo en vivienda sin almacenamiento.

Para poder comparar el precio de la instalación diseñada con otras tipologías similares, se determina el precio por watio pico, de tal forma que se compara con la modalidad de autoconsumo de la Figura 2.8. Actualmente, el precio para pequeñas instalaciones residenciales (<5kW), el parámetro a 2021 es de 1.1 €/kWh, mientras que el de la instalación es de 1.24, siendo un 10% superior al esperado.

$$Precio_{W_p} = \frac{Coste_{total}}{Potencia_{Instalada}} = \frac{3279.1}{2640} = 1.24 \frac{\text{€}}{W_p}$$

Como resumen de los resultados obtenidos en el estudio del balance económico que se ha llevado a cabo, se muestra en la Tabla 5.5 una comparación del importe estacional con las modalidades con y sin autoconsumo, y una representación visual de las diferentes facturaciones en la Figura 5.21.

	Invierno	Primavera	Verano	Otoño
<b>C. Variable Sin Autoconsumo</b>	219 €	203 €	195 €	206 €
<b>C. Variable Con Autoconsumo</b>	177 €	112 €	86 €	150 €
<b>Ahorro</b>	42 €	91 €	109 €	56 €
<b>Porcentaje</b>	19 %	45 %	56 %	27 %

Tabla 5.5: Comparación entre el importe de la facturación con y sin autoconsumo. Elaboración propia.

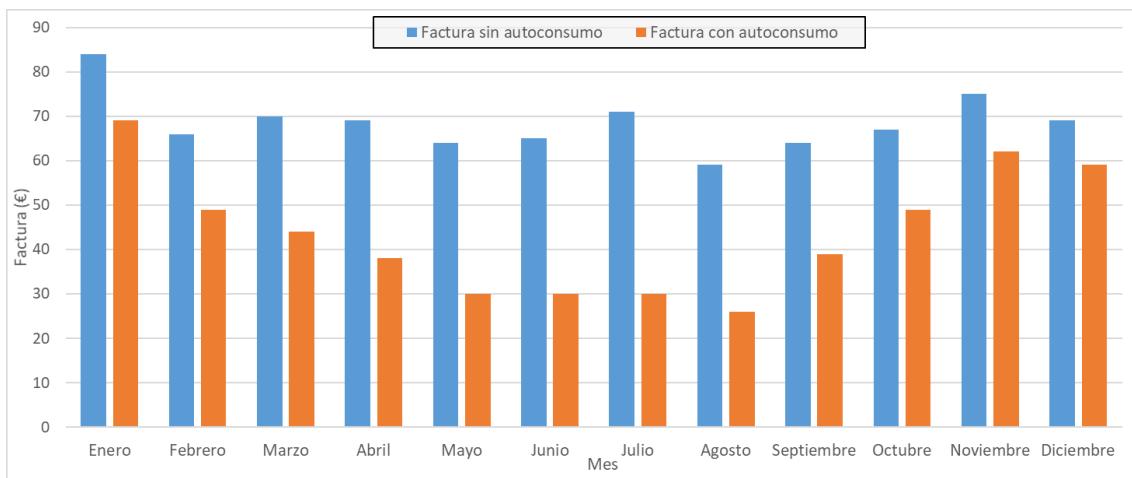


Figura 5.21: Facturación mensual de la instalación antigua y la de autoconsumo. Elaboración propia.

## 5.5. ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS

Como se ha visto a lo largo del capítulo, la fotovoltaica en viviendas es una inversión rentable en España a corto-medio plazo, no solo porque el precio de la instalación ha disminuido en los últimos años, sino también por el nuevo escenario que se abre tras la publicación del Real Decreto de 2019.

Además, el hecho de autoproducir electricidad en las viviendas permite que el gasto en el pago de las facturas eléctricas se vea menos afectada por las fluctuaciones del mercado. Como se ha descrito en el apartado de 2.3 Análisis de normativa, de acuerdo con la regulación actual y a la estructura de precios del mercado eléctrico, solo se puede cubrir la parte variable de la factura, es decir, la que se paga por el consumo de energía.

Al haber diseñado una instalación conectada a la red eléctrica sin almacenamiento, la energía generada, o se consume *in situ* en ese momento o se inyecta a la red de distribución. Este hecho, limita el potencial de este tipo de instalaciones, puesto que el sistema se dimensiona para anular la parte variable en el mes más favorable, es decir, aquel que tenga una relación consumo/generación menor.

En caso de sobredimensionar el sistema, tras compensar la componente variable de la factura, no se estaría obteniendo beneficio económico por la energía excedente al cederla gratuitamente a la red.

Como ejemplo, se ilustra en la Figura 5.22 el coste variable (en gris) de la factura para la instalación realizada en el proyecto ( $2640\text{ W}_p$ ), y otra del doble de potencia ( $5280\text{ W}_p$ ) siguiendo la misma configuración (este y oeste). En amarillo se representa el coste variable de la instalación de  $5280\text{ W}_p$  tras la compensación y en rojo, el coste de la energía que se ha inyectado a la red sin beneficio económico.

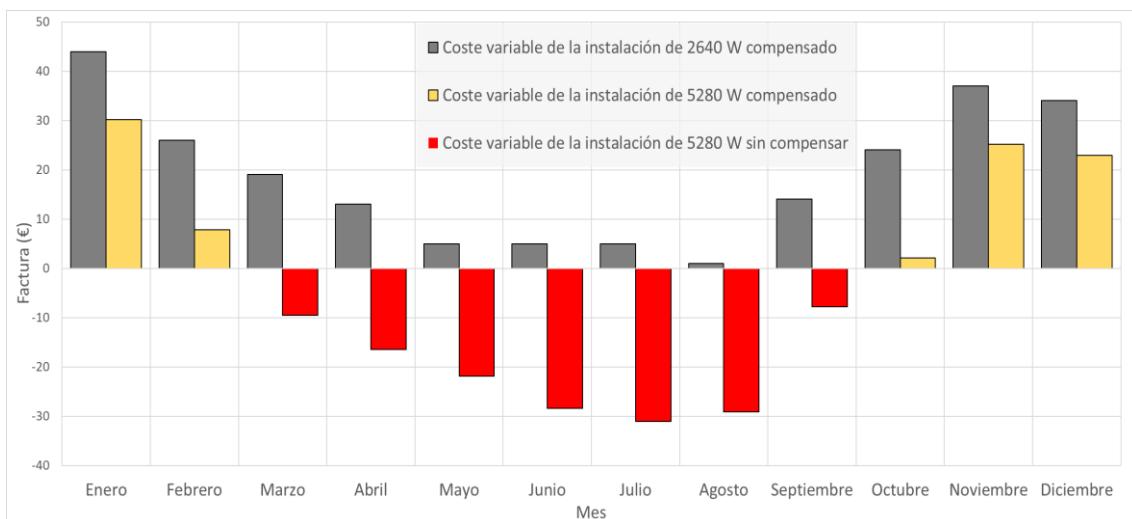


Figura 5.22: Comparación del coste variable de la factura con una potencia instalada de  $2640\text{ W}_p$  y  $5280\text{ W}_p$ . Elaboración propia.

## Capítulo 5

Como se puede observar en la Figura 5.22, el coste variable de la facturación mensual disminuye en todos los meses al duplicar la potencia instalada. Sin embargo, desde marzo hasta septiembre se estaría cediendo energía a la red sin obtener beneficio económico por ello, ya que la componente variable de la factura ya ha sido anulada. De esta manera, la facturación durante dicho periodo solo comprendería la fracción fija.

Una posible solución a este problema sería añadir el concepto de “compensación simplificada anual”. En esta situación, en caso de que se compensase la fracción variable de la factura de un mes, y siguiese existiendo un excedente de energía (meses comprendidos entre marzo a septiembre en la Figura 5.22), se pudiese asociar el beneficio económico a periodos donde se compra energía a la red (desde octubre a febrero en la Figura 5.22).

Para cuantificar los resultados de la propuesta se muestra a continuación el ahorro anual de la instalación de  $5280W_p$  para ambos casos:

- Ahorro con compensación simplificada mensual: 436€
- Ahorro con compensación simplificada anual: 581€

La diferencia de ahorro entre ambas propuestas es de 145€, cantidad de dinero que se está perdiendo al verter la energía gratuitamente a la red. Este hecho tiene como consecuencia que, el tiempo de amortización de la instalación sea superior al que sería con la nueva propuesta.

Como conclusión, con la “compensación simplificada anual” se incentivarían instalaciones de mayor potencia, puesto que, si se compensa la fracción variable de la factura, se podría seguir obteniendo beneficio económico.

# Capítulo 6. CONCLUSIONES

## 6.1. CONCLUSIONES

La energía solar fotovoltaica es una de las fuentes de energía alternativa para mitigar las consecuencias y frenar el progreso del cambio climático. Con el objetivo de dar una visión global y nacional de la situación de dicha tecnología, se presentan las principales metas establecidas por organismos internacionales y nacionales para su desarrollo en los próximos años.

Con el fin de poner en contexto el presente proyecto, se continúa describiendo la actual situación del autoconsumo fotovoltaico en España, prestando especial atención a la proyección que se espera de esta tras la publicación en 2019 del nuevo marco legislativo el cual regula esta tipología de instalaciones.

La legislación define distintos tipos de autoconsumidores en función de la finalidad de su instalación y de la envergadura de esta, estableciendo mecanismos para compensar la energía excedente. A su vez, se reducen los trámites necesarios para poner en marcha pequeñas instalaciones, lo que agiliza e incentiva su desarrollo.

Por otro lado, se han descrito todos los componentes que intervienen en una instalación fotovoltaica de autoconsumo junto con una descripción de su utilidad. La justificación en la selección de los dispositivos ha seguido criterios técnicos, buscando la compatibilidad eléctrica de los componentes y maximizando la generación de energía y criterios económicos tras realizar un estudio de mercado, buscando la mejor relación calidad-precio.

## Capítulo 6

Una vez enmarcado el contexto técnico y económico, se plantean los grados de libertad existentes en función de la ubicación y de las necesidades energéticas del usuario para realizar una instalación de autoconsumo fotovoltaico en el municipio de Las Rozas de Madrid.

Uno de los puntos clave del proyecto, es el hecho de disponer de los datos de consumo reales de la vivienda, puesto que, a la hora de realizar el diseño y las simulaciones, se obtendrán resultados acordes a las necesidades reales de la demanda.

Las posibilidades de diseño de la instalación han sido justificadas en todas sus dimensiones. A continuación, se muestra cada una de ellas.

- Integración arquitectónica: Con el objetivo de mejorar la estética de la instalación fotovoltaica en la vivienda y reducir el presupuesto de estructuras, cableado y bandejas se toma como criterio de diseño realizar una instalación coplanar a la superficie en las orientaciones este y oeste. Además, se reduce el coste de mantenimiento de la instalación, ya que la limpieza de los módulos está garantizada en períodos de lluvia al tener una inclinación en el tejado de 30º con respecto a la horizontal.
- Orientación: Se plantean tres orientaciones para los módulos: este, oeste y una orientación mixta y equitativa entre ambas. Una vez estudiada la curva real de consumo de la vivienda, se deduce que la orientación óptima es la que considera una generación mixta entre la configuración este y oeste. Dicha configuración se obtiene al analizar la generación fotovoltaica de las distintas posibilidades de diseño, ya que en caso de orientar el sistema al este se prioriza la generación durante la mañana, y en caso de orientarlo al oeste, la generación sería máxima por la tarde. Al no existir ningún pico significativo de consumo en la vivienda durante las horas de generación, se decide homogeneizar la producción de energía con una configuración mixta.
- Tamaño de la instalación: El sistema se diseña con el objetivo de anular la parte variable de la factura para el mes con mayor generación fotovoltaica y menor consumo. Este criterio se ha establecido ya que la regulación actual, permite compensar la energía excedente mes a mes, y al anular la parte variable de la factura, no se obtiene beneficio económico por la energía inyectada a la red.

Tras el diseño y la justificación de la instalación, se comprueba la compatibilidad eléctrica entre los módulos y el inversor, y se determinan las protecciones eléctricas pertinentes.

Se ha diseñado una instalación de  $2640 \text{ W}_p$  de potencia pico distribuidos equitativamente en las dos orientaciones del tejado de la vivienda (este y oeste), con el fin de uniformizar la generación de energía a lo largo del día.

Se ha simulado la instalación en el programa PVsyst obteniendo una producción anual de 3473kWh.

Se han analizado los resultados obtenidos en términos energéticos y económicos desglosando el comportamiento estacional de cada uno de ellos, extrayendo conclusiones en base a resultados cuantitativos. Sin embargo, cabe destacar que los resultados han sido obtenidos en base a un estudio horario, ya que se conocen todas las variables involucradas en dicho cálculo (precio de compra de energía, precio de compensación de la energía, generación y demanda energética).

En términos energéticos se cubre gran parte del consumo de la vivienda al tener una autosuficiencia media del 44.25 %. Por otro lado, al tener un autoconsumo medio del 78.3 %, la energía excedente del sistema representa menos de la cuarta parte de la energía generada. Dicha energía es compensada en función del precio horario de venta de la energía generada por la instalación fotovoltaica.

Teniendo en cuenta el análisis técnico-económico del proyecto, el presupuesto de la instalación asciende a 3279.1 €, lo que implica que el precio por watio pico instalado está dentro del margen esperable, siendo de 1.24 €/ $\text{W}_p$ . Los resultados obtenidos tras la simulación indican que se obtiene un beneficio económico anual de 299 €, lo que se traduce en un periodo de amortización de 9 años.

Cabría esperar que, si se aumenta la capacidad de la instalación podrían mejorar los parámetros financieros. Sin embargo, los resultados obtenidos teniendo en cuenta la legislación actual, y tras duplicar la potencia instalada, indican que la rentabilidad no aumenta ya que, tras compensar la parte variable de la factura, se cede gratuitamente la energía excedente.

Como solución al problema expuesto anteriormente, se plantea el concepto de compensación anual, según el cual en caso de que se compensase la fracción variable de la factura de un mes, y siguiese existiendo un excedente de energía, se pudiese asociar el beneficio económico a periodos donde se compra energía a la red. De este modo, el beneficio económico al duplicar la potencia de la instalación aumentaría en un 33 %.

## **6.2. LÍNEAS FUTURAS**

Tras la realización de este proyecto se plantean algunas líneas de optimización de la instalación como pueden ser:

- La mejora del balance energético mediante estrategias de gestión activa de la demanda. Estas estrategias pueden incluir:
  - Desplazamiento de la curva de consumo de la vivienda mediante un cambio de hábitos, con el objetivo de ajustar la curva de demanda a la de generación y consumir electricidad a horas donde el precio sea bajo.
  - Instalar baterías eléctricas para almacenar la energía excedente de la instalación, y hacer uso de ella cuando no haya generación fotovoltaica o los precios sean elevados.
  - Desarrollar un algoritmo que gestione las baterías de los vehículos eléctricos para llevar a cabo una gestión activa de la demanda con estas baterías.
- La mejora del balance económico: mediante la propuesta de compensación simplificada anual según la cual, se obtendría un beneficio económico un 33% superior a la que se obtendría con la regulación actual.

# BIBLIOGRAFÍA

- [1] «Calentamiento máximo 2°C.», *Ecologistas en Acción*. (Online). Disponible: <https://www.ecologistasenaccion.org/17911/porque-2-grados/> (accedido ene. 26, 2021).
- [2] «La energía solar fotovoltaica será 65 veces mayor en 2050, el objetivo 2° C no se alcanzará.», *PV magazine Latin America*. (Online). Disponible: <https://www.pv-magazine-latam.com/2018/09/27/la-energia-solar-fotovoltaica-sera-65-veces-mayor-en-2050-el-objetivo-2-c-no-se-alcanzara-informe/> (accedido ene. 26, 2021).
- [3] «Las negociaciones climáticas: 25 años en busca de consensos para luchar contra el cambio climático», *Iberdrola*. (Online). Disponible: <https://www.iberdrola.com/medio-ambiente/acuerdos-internacionales-sobre-el-cambio-climatico> (accedido ene. 26, 2021).
- [4] «Gobierno de España. Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico, “Estudio Ambiental Estratégico Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030”. 23/1/2020», p. 414.
- [5] Comisión Europea, «Acuerdos de París», *Acción por el Clima - European Commission*, nov. 23, 2016. (Online). Disponible: [https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris\\_es](https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_es) (accedido feb. 02, 2021).
- [6] «NASA Prediction Of Worldwide Energy Resources». (Online). Disponible: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/> (accedido ene. 26, 2021).
- [7] «Meteonorm, Irradiation data for every place on Earth.» (Online). Disponible: <https://meteonorm.com/en/> (accedido ene. 26, 2021).
- [8] «Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)», *EU Science Hub - European Commission*. (Online). Disponible: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis> (accedido nov. 13, 2020).
- [9] «PVsyst». (Online). Disponible: <https://www.pvsyst.com/> (accedido nov. 13, 2020).
- [10] Viaintermedia, «Alemania produjo el año pasado seis veces más energía solar que España», *Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias*. (Online). Disponible: <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/alemania-produjo-el-ano-pasado-seis-veces-20190523> (accedido ene. 29, 2021).

## Bibliografía

- [11] «Fraunhofer». (Online). Disponible: <https://www.fraunhofer.de/en.html> (accedido ene. 29, 2021).
- [12] «Red Eléctrica de España.» (Online). Disponible: <https://www.ree.es/es> (accedido dic. 27, 2020).
- [13] «UNEF.» [Online]. Disponible: <https://unef.es/> (accedido dic. 27, 2020).
- [14] «La Energía solar fotovoltaica en España desde sus inicios a sus objetivos en 2030.», AleaSoft Energy Forecasting. (Online). Disponible: <https://aleasoft.com/es/energia-solar-fotovoltaica-espana-inicios-objetivos-2030/> (accedido nov. 19, 2020).
- [15] «UNEF celebra el éxito del modelo de la subasta en el que la energía fotovoltaica demuestra su competitividad». (Online). Disponible: <https://unef.es/2021/01/unef-celebra-el-exito-del-modelo-de-la-subasta-en-el-que-la-energia-fotovoltaica-demuestra-su-competitividad/> (accedido feb. 02, 2021).
- [16] C. Del Cañizo Nadal, *Apuntes de Laboratorio de Tecnología de Células Solares. Manufacturing Costs (Costes de Producción)*. .
- [17] «IRENA – International Renewable Energy Agency». (Online). Disponible: <https://www.irena.org/> (accedido sep. 19, 2020).
- [18] «¿Si los tejados de Madrid estuvieran cubiertos de paneles solares?», *Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias*. (Online). Disponible: <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/si-los-tejados-de-madrid-estuvieran-cubiertos-20180312> (accedido dic. 08, 2020).
- [19] *Ministerio de la presidencia, relaciones con las cortes y memoria democrática. BOE-A-2019-5089. [Online]*. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2019-5089> (accedido sept. 15,2020)..
- [20] R. P. Durbin, «Anuario, Anpier 2020», *Am. J. Physiol.*, vol. 229, n.º 6, p. 1726, dic. 2020, doi: 10.1152/ajplegacy.1975.229.6.1726.
- [21] C. Kost, S. Shammugam, V. Jülich, H.-T. Nguyen, y T. Schlegl, «Levelized Cost of Electricity- Renewable Energy Technologies. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems», 03/2018, p. 42.
- [22] «Caso práctico de Autoconsumo para Vivienda.» (Online). Disponible: [https://www.tutiendaenergetica.es/blog/94\\_placas-solares-autoconsumo-ejemplo](https://www.tutiendaenergetica.es/blog/94_placas-solares-autoconsumo-ejemplo) (accedido dic. 27, 2020).
- [23] elEconomista, «Mejoran los datos de pobreza energética en España». (Online). Disponible: <https://www.eleconomista.es/energia/noticias/10910127/11/20/Mejoran-los-datos-de-pobreza-energetica-en-Espana-.html> (accedido ene. 29, 2021).
- [24] European Technology & Innovation Platform., «The True Competitiveness Of Solar PV a European Case Study». jun. 2017.
- [25] «Guía para el autoconsumo fotovoltaico.» UNEF: Unión Española Fotovoltaica, jul. 2019.
- [26] «Solicitud de bonificación en el IBI por instalación de sistemas de aprovechamiento térmico o eléctrico de la energía solar | Ayuntamiento de Las Rozas de Madrid». (Online). Disponible: <https://www.lasrozas.es/node/6256> (accedido ene. 28, 2021).
- [27] M. E. Caamaño Martín, *Apuntes de Ingeniería de los Sistemas Fotovoltaicos. Sistemas conectados a red*. 2020.
- [28] ETSIT, UPM, «Magic Box». (Online). Disponible: <http://magicbox.etsit.upm.es/> (accedido ene. 29, 2021).
- [29] «Análisis | ESIOS electricidad · datos · transparencia». [https://www.esios.ree.es/es/analisis/1739?vis=1&start\\_date=31-01-2019T00%3A00&end\\_date=31-12-2019T23%3A00&compare\\_start\\_date=30-01-2019T00%3A00&groupby=hour](https://www.esios.ree.es/es/analisis/1739?vis=1&start_date=31-01-2019T00%3A00&end_date=31-12-2019T23%3A00&compare_start_date=30-01-2019T00%3A00&groupby=hour) (accedido feb. 05, 2021).
- [30] «Google Earth», sep. 2020. (Online). Disponible: <https://www.google.com/intl/es/earth/> (accedido dic. 27, 2020).

- [31] «SketchUp. Software de diseño 3D | Modelado 3D», oct. 2020. (Online). Disponible: <https://www.sketchup.com/es/page/pagina-de-inicio> (accedido dic. 27, 2020).
- [32] «Mismatch Effects in Arrays | PV Education». (Online). Disponible: <https://www.pveducation.org/es/fotovoltaica/modules-and-arrays/mismatch-effects-in-arrays> (accedido jun. 10, 2020).
- [33] «I-DE: la empresa de distribución eléctrica del grupo Iberdrola». (Online). Disponible: <https://www.i-de.es/> (accedido ene. 26, 2021).
- [34] «Hoja de características de Módulos de Silicio Policristalino, Canadian Solar». (Online). Disponible: [http://albasolar.es/wp-content/uploads/2017/06/Canadian\\_Solar-325-W-MaxPower-CS6U-P.pdf](http://albasolar.es/wp-content/uploads/2017/06/Canadian_Solar-325-W-MaxPower-CS6U-P.pdf) (accedido dic. 27, 2020).
- [35] O. P. Lamigueiro, «Energía Solar Fotovoltaica (Versión 1.9, Enero 2018)», p. 194.
- [36] «F. A. Lindholm, J. G. Fossum and E. L. Burgess, "Application of the superposition principle to solar-cell analysis," in IEEE Transactions on Electron Devices, vol. 26, no. 3, pp. 165-171, March 1979, doi: 10.1109/T-ED.1979.19400».
- [37] «Los 10 mayores fabricantes de módulos fotovoltaicos del mundo en 2019: Jinko Solar, más líder». (Online). Disponible: <https://elperiodicodelaenergia.com/los-10-mayores-fabricantes-de-modulos-fotovoltaicos-en-2019-jinkosolar-mas-lider/> (accedido dic. 27, 2020).
- [38] Notecpol, «Comparativa de precios de distintos paneles solares. Top 10 fabricantes.», NOTECPOL, jun. 05, 2019. (Online). Disponible: <https://notecpol.com/paneles-solares-cuanto-cuestan-comparativa-baratos/> (accedido sep. 19, 2020).
- [39] Autosolar, «Diferencias entre la tecnología Monocristalina y Policristalina». (Online). Disponible: <https://autosolar.es/blog/aspectos-tecnicos/diferencias-entre-silicio-monocristalino-y-multicristalino-o-policristalino> (accedido feb. 02, 2021).
- [40] «Suministros del Sol». (Online). Disponible: <https://suministrosdelsol.com/es/> (accedido ene. 27, 2021).
- [41] «Madrid Solar». (Online). Disponible: <https://madridsolar.es/index.php> (accedido ene. 27, 2021).
- [42] «TECNOSOL tienda online Energía Solar». (Online). Disponible: <https://tecnosolab.com/> (accedido dic. 27, 2020).
- [43] Fraile Mora, Jesús y Fraile Ardanuy, Jesús, *Accionamientos eléctricos (2ª Edición)*, vol. 592. .
- [44] «Los 10 mayores fabricantes de inversores fotovoltaicos en 2018: Huawei, Sungrow y SMA repiten podio e Ingeteam se incorpora al Top 10». (Online). Disponible: <https://elperiodicodelaenergia.com/los-10-mayores-fabricantes-de-inversores-fotovoltaicos-en-2018-huawei-sungrow-y-sma-repiten-podio-e-ingeteam-se-incorpora-al-top-10/> (accedido dic. 27, 2020).
- [45] «Hoja de características del Inversor Huawei 2000L-2KTL». (Online). Disponible: <https://solar.huawei.com/en/download?p=%2F-%2Fmedia%2FSolar%2Fattachment%2Fpdf%2Feu%2Fdatasheet%2FSUN2000L.pdf> (accedido dic. 27, 2020).
- [46] «Merkasol Energías Renovables». (Online). Disponible: <https://merkasol.com/> (accedido ene. 27, 2021).
- [47] *ITC-BT-06. Instrucción Técnica Complementaria de Baja Tensión. Redes aéreas para distribución en Baja Tensión. Ministerio de Ciencia y Tecnología.* 2002.
- [48] *ITC-BT-08. Instrucción Técnica Complementaria de Baja Tensión: Sistemas de conexión del neutro y de las masas en redes de distribución de energía eléctrica. Ministerio de Ciencia y Tecnología.* 2002.
- [49] «Fronius Smart Meter 63A-1». (Online). Disponible: <http://www.fronius.com.ec/es-es/energia-solar/productos/todos-los-productos/monitorizacion-de->

## Bibliografía

- instalaciones/hardware/fronius-smart-meter/fronius-smart-meter-63a-1 (accedido feb. 02, 2021).
- [50] «Hoja de características de la Estructura SUNFER coplanar atornillada para cubierta de teja 01V2»..
- [51] «Almacén fotovoltaico, soporte coplanar 01V2», *El Almacén Fotovoltaico*. (Online). Disponible: <https://elalmacenfotovoltaico.com/estructura-cubierta-de-teja/9-estructura-coplanar-atornillada-para-cubierta-de-teja-1.html> (accedido ene. 27, 2021).

# **Anexo A. FACTURAS Y CONSUMO DEL 2019**

En este Anexo se presenta un desglose de todas las facturas de la vivienda durante el año 2019 con el objetivo de entender las componentes fijas y variables que componen el precio final.

Se presenta en la Tabla 0.1 un desglose de las facturas durante el 2019. Nótese que cada una de las facturas tiene un periodo de tiempo distinto, con lo cual, para estudiar los costes fijos, se deberá tener en cuenta los días transcurridos en la factura, cuyos resultados se presentan en la Tabla 0.2.

## Anexo A

Fecha Inicio	Fecha Final	Consumo (kWh)	Por potencia contratada (€)	Por energía consumida (€)	Descuento de bono social (€)	Impuesto de electricidad (€)	Equipos de medida y control (€)	FIJO (€)	VARIABLE (€)	Total con IVA (€)
17/12/2018	17/01/2019	507	20.1	67.02	-16.65	3.6	0.83	20.93	53.97	90.63
17/01/2019	14/02/2019	424	18.15	53.35	-14.53	2.91	0.75	18.9	41.73	73.36
14/02/2019	17/03/2019	436	20.1	51.07	-15.32	2.86	0.83	20.93	38.61	72.04
17/03/2019	15/04/2019	396	18.8	46.27	-14.31	2.6	0.77	19.57	34.56	65.50
15/04/2019	19/05/2019	446	22.05	49.73	-16.26	2.84	0.91	22.96	36.31	71.72
19/05/2019	16/06/2019	358	18.15	39.64	-13.33	2.27	0.75	18.9	28.58	57.45
16/06/2019	16/07/2019	447	19.45	49.62	-14.31	2.8	0.8	20.25	38.11	70.62
16/07/2019	23/08/2019	449	24.63	48.85	-17.88	2.84	1.01	25.64	33.81	71.93
23/08/2019	16/09/2019	334	15.56	34.66	-10.81	2.01	0.64	16.2	25.86	50.89
16/09/2019	16/10/2019	392	19.45	42.11	-14	2.43	0.8	20.25	30.54	61.46
16/10/2019	17/11/2019	522	20.75	55.44	-14.83	3.13	0.85	21.6	43.74	79.06
17/11/2019	15/12/2019	457	18.15	49.8	-13.19	2.8	0.75	18.9	39.41	70.56
15/12/2019	19/01/2020	553	22.63	53.75	-15.31	3.12	0.93	23.56	41.56	78.80
<b>MEDIA</b>		440.08	19.84	49.33	-14.67	2.79	0.82	20.66	37.45	70.31

Tabla 0.1: Desglose de facturas durante 2019. Elaboración propia.

## Facturas y consumo del 2019

Factura	Precio Medio (/kWh)	Consumo (kWh)	Por potencia contratada (€)	Por energía consumida (€)	Descuento de bono social (€)	Impuesto de electricidad (€)	Alquiler de equipos de medida y control (€)	Fijo (€)
1	0.13	16.35	0.65	2.16	-0.54	0.12	0.03	0.68
2	0.13	15.14	0.65	1.91	-0.52	0.10	0.03	0.68
3	0.12	14.06	0.65	1.65	-0.49	0.09	0.03	0.68
4	0.12	13.66	0.65	1.60	-0.49	0.09	0.03	0.67
5	0.11	13.12	0.65	1.46	-0.48	0.08	0.03	0.68
6	0.11	12.79	0.65	1.42	-0.48	0.08	0.03	0.68
7	0.11	14.90	0.65	1.65	-0.48	0.09	0.03	0.68
8	0.11	11.82	0.65	1.29	-0.47	0.07	0.03	0.67
9	0.10	13.92	0.65	1.44	-0.45	0.08	0.03	0.68
10	0.11	13.07	0.65	1.40	-0.47	0.08	0.03	0.68
11	0.11	16.31	0.65	1.73	-0.46	0.10	0.03	0.68
12	0.11	16.32	0.65	1.78	-0.47	0.10	0.03	0.68
13	0.10	15.80	0.65	1.54	-0.44	0.09	0.03	0.67
<b>MEDIA</b>	0.11	14.40	0.65	1.62	-0.48	0.09	0.03	0.67

Tabla 0.2: Precio de las componentes de la factura por día. Elaboración propia.

## Anexo A



Figura 0.1: Consumo medio mensual de la vivienda en el año 2019. Elaboración propia con Plotly.

## **Anexo B. HOJAS DE CARACTERÍSTICAS**



### MAXPOWER CS6U-315|320|325|330P

Canadian Solar's modules use the latest innovative cell technology, increasing module power output and system reliability, ensured by 15 years of experience in module manufacturing, well-engineered module design, stringent BOM quality testing, an automated manufacturing process and 100% EL testing.



**25 years** linear power output warranty

**10 years** product warranty on materials and workmanship

#### MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\*

ISO 9001:2008 / Quality management system  
ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system  
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

#### PRODUCT CERTIFICATES\*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / CQC / MCS / INMETRO / CEC AU  
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US) / FSEC (US Florida)  
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE  
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1  
IEC 60068-2-68: SGS  
Take-e-way



\* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

**CANADIAN SOLAR INC.** is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 17 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

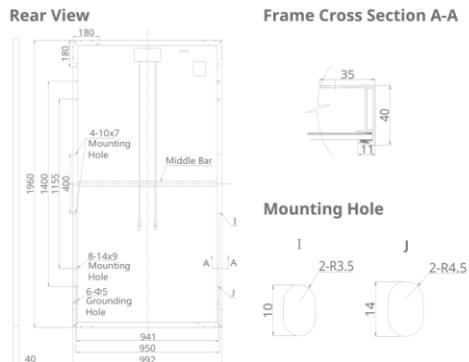
---

#### CANADIAN SOLAR INC.

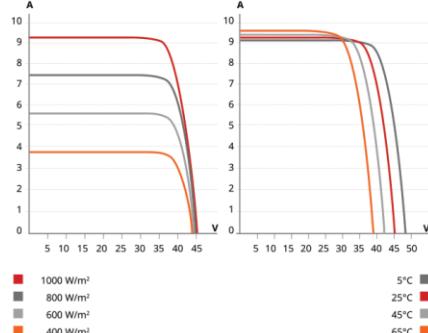
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com), [support@canadiansolar.com](mailto:support@canadiansolar.com)

## Hoja de características

### ENGINEERING DRAWING (mm)



### CS6U-320P / I-V CURVES



### ELECTRICAL DATA | STC\*

CS6U	315P	320P	325P	330P
Nominal Max. Power (Pmax)	315 W	320 W	325 W	330 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.6 V	36.8 V	37.0 V	37.2 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.61 A	8.69 A	8.78 A	8.88 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.1 V	45.3 V	45.5 V	45.6 V
Short Circuit Current (Isc)	9.18 A	9.26 A	9.34 A	9.45 A
Module Efficiency	16.20%	16.46%	16.72%	16.97%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

### ELECTRICAL DATA | NOCT\*

CS6U	315P	320P	325P	330P
Nominal Max. Power (Pmax)	228 W	232 W	236 W	239 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.4 V	33.6 V	33.7 V	33.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.84 A	6.91 A	6.98 A	7.05 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.5 V	41.6 V	41.8 V	41.9 V
Short Circuit Current (Isc)	7.44 A	7.50 A	7.57 A	7.66 A

\* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

### PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.0 % from irradiances, between 1000 W/m² and 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

### MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6x12)
Dimensions	1960 x 992 x 40 mm (77.2 x 39.1 x 1.57 in)
Weight	22.4 kg (49.4 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminum alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm² (IEC) or 4 mm² & 12 AWG 1000V(UL), 1160 mm(45.7 in)
Connector	T4 series or PV2 series
Per Pallet	26 pieces, 635 kg (1400 lbs)
Per container (40' HQ)	624 pieces

### TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

### PARTNER SECTION

## Smart Energy Center



reddot award 2016  
winner



### Higher Revenue

Max. efficiency 98.6%



### Simple & Easy

Optimized AC connector



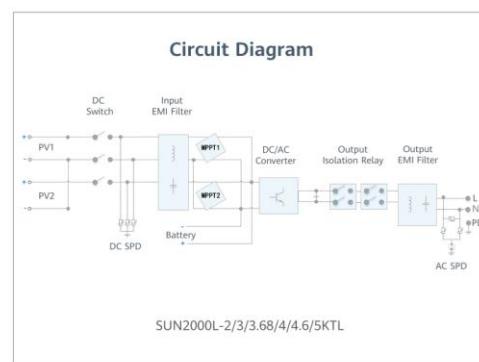
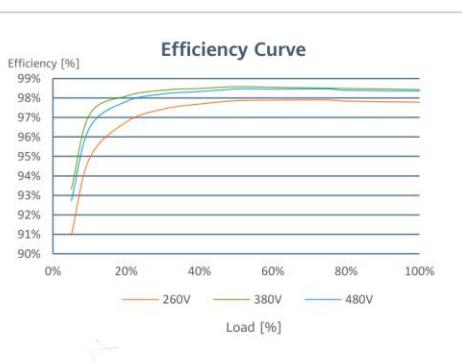
### Battery Ready

Plug & Play battery interface



### Safe & Reliable

DC & AC surge protection



[SOLAR.HUAWEI.COM/EU/](http://SOLAR.HUAWEI.COM/EU/)

## Hojas de características

### SUN2000L-2/3/3.68/4/4.6/5KTL Technical Specification

Technical Specification	SUN2000L -2KTL	SUN2000L -3KTL	SUN2000L -3.68KTL	SUN2000L -4KTL	SUN2000L -4.6KTL	SUN2000L -5KTL
<b>Efficiency</b>						
Max. efficiency	98.4 %	98.5 %	98.5 %	98.6 %	98.6 %	98.6 %
European weighted efficiency	97.0 %	97.6 %	97.8 %	97.9 %	98.0 %	98.0 %
<b>Input</b>						
Recommended max. PV power	3,000 Wp	4,500 Wp	5,520 Wp 600 V / 495 V <sup>1</sup>	6,000 Wp 90 V~ 600 V / 90 V~ 495 V <sup>1</sup>	6,900 Wp	7,500 Wp
Max. input voltage						
Operating voltage range <sup>1</sup>						
Start-up voltage				120 V		
Full power MPPT voltage range	120 V ~ 480 V	160 V ~ 480 V	190 V ~ 480 V	210 V ~ 480 V	260 V ~ 480 V	260 V ~ 480 V
Rated input voltage				380 V		
Max. input current per MPPT				11 A		
Max. short-circuit current				15 A		
Number of MPP trackers				2		
Max. number of inputs				2		
<b>Output</b>						
Single phase						
Grid connection	2,000 W 2,200 VA	3,000 W 3,300 VA	3,680 W 3,680 VA	4,000 W 4,400 VA	4,600 W 5,000 VA <sup>3</sup>	5,000 W <sup>2</sup> 5,500 VA <sup>4</sup>
Rated output power				220 V / 230 V / 240 V		
Max. apparent power				50 Hz / 60 Hz		
Rated output voltage						
Rated AC grid frequency						
Max. output current	10 A	15 A	16 A	20 A	23 A <sup>5</sup>	25 A <sup>5</sup>
Adjustable power factor			0.8 leading ... 0.8 lagging			
Max. total harmonic distortion				≤ 3 %		
<b>Protection</b>						
Anti-Islanding protection				Yes		
DC reverse polarity protection				Yes		
Insulation monitoring				Yes		
DC surge protection <sup>6</sup>				Yes		
AC surge protection <sup>6</sup>				Yes		
Residual current monitoring				Yes		
AC overcurrent protection				Yes		
AC short-circuit protection				Yes		
AC overvoltage protection				Yes		
Over-heat protection				Yes		
<b>General Data</b>						
Operating temperature range			−30 ~ +60 °C (Derating above 45°C @ Rated output power)			
Relative operating humidity			0 %RH ~ 100 %RH			
Operating altitude			0 - 4,000 m (Derating above 2,000 m)			
Cooling			Natural convection			
Display			LED indicators			
Communication			RS485, WLAN			
Weight (incl. mounting bracket)			10.6 kg (23.4 lb)			
Dimension (incl. mounting bracket)			375 x 375 x 161.5 mm (14.8 x 14.8 x 6.4 inch)			
Degree of protection			IP65			
Nighttime Power Consumption			< 2 W			
<b>Battery Compatibility</b>						
Battery			LG Chem RESU 7H_R / 10H_R			
Voltage range			350 ~ 450 Vdc			
Max. current			10 A			
Communication			RS485			
<b>Optimizer Compatibility</b>						
DC MBUS compatible optimizer			SUN2000P-375W via Smart PV Safety Box SmartPSB2000L			
<b>Standard Compliance (more available upon request)</b>						
Safety			EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2			
Grid connection standards		G83/2, G59/3, EN 50438, CEI 0-21, VDE-AR-N 4105, ABNT, UTE C15-712, RD 1699, NRS 097-2-1, DEWA 2016				

<sup>1</sup>\* Only applicable for PV string. The maximum input voltage and operating voltage upper limit will be reduced to 495 V when inverter connects and works with LG battery.

<sup>2</sup>\* AS4777.4990W ~ \*3. VDE-AR-N 4105:4600VA / AS4777.4990VA ~ \*4. AS4777.4990VA ~ \*5. AS4777.21.7A.

<sup>6</sup>\* Compatible TYPE II protection class according to EN/IEC 61643-11

Version No.:02-(20190512) SOLAR.HUAWEI.COM/EU/

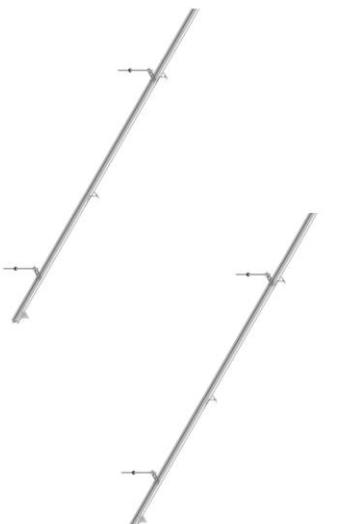
## Anexo B

### PLAZO DE ENTREGA INMEDIATO



### Sopore coplanar continuo atornillado para cubierta de teja

Fecha: 26/03/2019 SFDistr



Estructura formada por perfiles guía módulo y fijación VR



Fijación VR



Perfiles completamente  
mecanizados, embalados  
y listos para su montaje.

CARACTERÍSTICAS DEL PRESOR:
- Válido para módulos de 33 hasta 50 mm de espesor. - Fácil montaje.



Presor central



Presor lateral

Válido para :  
- Todo tipo de cubiertas (excepto  
chapa sandwich y correas  
metálicas).

No recomendado para hormigón  
prensado.

Reacciones y anclajes:  
- Certificado de garantía.

- (7) Nos reservamos el derecho a realizar modificaciones en el producto en cualquier momento sin aviso previo desde nuestro punto de vista son necesarias para la mejora de la calidad. La ilustraciones pueden ser solo ejemplos y, por tanto, la imagen que aparece puede diferir del producto suministrado.

\*Ver condiciones especiales de garantía.



TODO  
PREMONTADO

## **Anexo C. RESULTADOS DE PVSYST**



Versión 7.1.2

## PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: TFG 8 módulos

Variante: Nueva variante de simulación

Sin escena 3D definida, sin sombras

Potencia del sistema: 2640 Wp

Las Rozas de Madrid TFG - España

*PVsyst estudiante*

*PVsyst estudiante*

**Autor(a)**

Alejandro Gonzalez (Spain)

# Resultados de PVsyst



PVsyst V7.1.2

VCO, Fecha de simulación:  
05/01/21 20:25  
con v7.1.0

Proyecto: TFG 8 módulos

Variante: Nueva variante de simulación

Alejandro Gonzalez (Spain)

Resumen del proyecto	
<b>Sitio geográfico</b>	<b>Situación</b>
Las Rozas de Madrid TFG	Latitud 40.53 °N
España	Longitud -3.91 °W
	Altitud 680 m
	Zona horaria UTC+1
<b>Datos meteo</b>	<b>Configuración del proyecto</b>
Las Rozas de Madrid TFG	Albedo 0.20
Meteonorm 7.3 (1991-2010), Sat=23% - Sintético	

Resumen del sistema		
<b>Sistema conectado a la red</b>	<b>Sin escena 3D definida, sin sombras</b>	
<b>Orientación campo FV</b>	<b>Sombreados cercanos</b>	<b>Necesidades del usuario</b>
Planos fijos 2 orientaciones	Sin sombreados	Ext. definida como archivo
Inclin./azimuts 30 / -90 °		Excel PVsyst.csv
30 / 90 °		
<b>Información del sistema</b>	<b>Inversores</b>	
<b>Conjunto FV</b>	N.º de unidades 1 Unidad	
N.º de módulos 8 unidades	Pnom total 2000 W	
Pnom total 2640 Wp	Proporción Pnom 1.320	

Resumen de resultados					
Energía producida 3452 kWh/año	Producción específica 1308 kWh/kWp/año		Proporción rend. PR 82.67 %		
			Fracción solar (SF) 40.38 %		

Tabla de contenido	
Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del conjunto FV, Pérdidas del sistema.	3
Resultados principales	5
Diagrama de pérdida	6
Gráficos especiales	7
Balance de emisiones de CO <sub>2</sub>	8

## Anexo C



**PVsyst V7.1.2**

VC0, Fecha de simulación:  
05/01/21 20:25  
con v7.1.0.

Proyecto: TFG 8 módulos

Variante: Nueva variante de simulación

Alejandro Gonzalez (Spain)

Parámetros generales													
<b>Sistema conectado a la red</b>													
<b>Orientación campo FV</b>													
<b>Orientación</b>													
Planos fijos													
Inclin./azimuts													
30 / -90 °													
30 / 90 °													
<b>Sombreados cercanos</b>													
Sin sombreados													
<b>Modelos usados</b>													
Transposición Perez													
Difuso Perez, Meteonorm													
Circunsolar separado													
<b>Necesidades del usuario</b>													
Ext. definida como archivo													
Excel PVsyst.csv													
Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	Mayo	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Año	
500	392	430	418	389	411	447	350	415	422	520	494	5189	kWh

Características del conjunto FV													
<b>Módulo FV</b>													
Fabricante Generic													
Modelo CS3U - 330P - FG													
(Base de datos PVsyst original)													
Unidad Nom. Potencia 330 Wp													
Número de módulos FV 8 unidades													
Nominal (STC) 2640 Wp													
<b>Inversor</b>													
Fabricante Generic													
Modelo SUN2000L-2KTL													
(Base de datos PVsyst original)													
Unidad Nom. Potencia 2.00 kWca													
Número de inversores 1 Unidad													
Potencia total 2.0 kWca													
<b>Conjunto #1 - Este</b>													
Orientación #2													
Inclinación/Azimut 30/90 °													
Número de módulos FV 4 unidades													
Nominal (STC) 1320 Wp													
Módulos 1 Cadena x 4 En series													
<b>En cond. de funcionam. (50°C)</b>													
Pmpp 1192 Wp													
U mpp 136 V													
I mpp 8.7 A													
<b>Conjunto #2 - Oeste</b>													
Orient. mixta													
#1/2: 1/0 cadenas													
Inclinación/Azimut 30/-90 °													
Número de módulos FV 4 unidades													
Nominal (STC) 1320 Wp													
Módulos 1 Cadena x 4 En series													
<b>En cond. de funcionam. (50°C)</b>													
Pmpp 1192 Wp													
U mpp 136 V													
I mpp 8.7 A													
<b>Potencia FV total</b>													
Nominal (STC) 3 kWp													
Total 8 módulos													
Área del módulo 15.9 m²													
Área celular 14.1 m²													
<b>Potencia total del inversor</b>													
Potencia total 2 kWca													
Número de inversores 1 Unidad													
Proporción Pnom 1.32													



**PVsyst V7.1.2**

VC0, Fecha de simulación:  
05/01/21 20:25  
con v7.1.0

## Proyecto: TFG 8 módulos

Variante: Nueva variante de simulación

Alejandro Gonzalez (Spain)

### Pérdidas del conjunto

#### Factor de pérdida térmica

Temperatura módulo según irradiancia  
Uc (const) 20.0 W/m<sup>2</sup>K  
Uv (viento) 0.0 W/m<sup>2</sup>K/m/s

#### Pérdidas de cableado CC

Res. conjunto global 262 mΩ  
Res. de cableado global 131 mΩ  
Fracción de pérdida 1.5 % en STC

#### Pérdida de calidad módulo

Fracción de pérdida -0.4 %

#### Pérdidas de desajuste de módulo

Fracción de pérdida 2.0 % en MPP

#### Pérdidas de desajuste de cadenas

Fracción de pérdida 0.1 %

#### Factor de pérdida IAM

Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

*PVsyst estudiante*

*PVsyst estudiante*

## Anexo C



### Proyecto: TFG 8 módulos

Variante: Nueva variante de simulación

**PVsyst V7.1.2**

VC0, Fecha de simulación:  
05/01/21 20:25  
con v7.1.0.

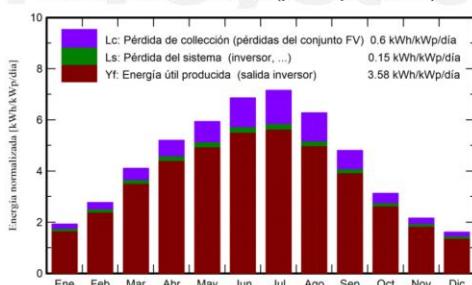
Alejandro Gonzalez (Spain)

### Resultados principales

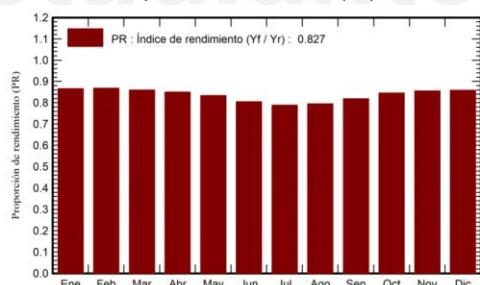
#### Producción del sistema

Energía producida	3452 kWh/año	Producción específica	1308 kWh/kWp/año
Proporción de rendimiento (PR)	82.67 %	Fracción solar (SF)	40.38 %

#### Producciones normalizadas (por kWp instalado)



#### Proporción de rendimiento (PR)



#### Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
<b>Enero</b>	61.1	27.12	5.68	59.6	57.1	144.2	499.5	117.3	18.9	382.2
<b>Febrero</b>	81.9	31.29	7.42	77.5	75.0	186.4	392.1	122.1	55.5	270.0
<b>Marzo</b>	132.9	48.03	10.92	127.1	123.8	300.6	430.5	175.6	112.8	254.8
<b>Abril</b>	165.3	56.74	12.88	155.9	152.6	364.1	418.4	202.6	147.3	215.8
<b>Mayo</b>	195.8	84.88	17.90	184.0	180.4	421.2	389.0	217.2	187.9	171.8
<b>Junio</b>	219.0	73.02	24.01	205.9	202.1	454.4	411.2	244.8	192.8	166.4
<b>Julio</b>	236.7	56.72	26.59	221.9	217.8	479.8	447.1	255.3	206.8	191.8
<b>Agosto</b>	206.4	53.34	26.01	194.5	190.7	424.3	349.9	196.1	212.3	153.8
<b>Septiembre</b>	152.1	51.29	21.17	144.2	141.0	324.6	415.4	190.3	121.3	225.1
<b>Octubre</b>	101.0	45.61	15.71	96.9	93.9	226.6	421.8	148.8	67.5	273.0
<b>Noviembre</b>	67.7	28.04	9.00	64.6	62.1	154.3	519.5	123.7	22.2	395.8
<b>Diciembre</b>	51.7	25.73	6.02	49.8	47.6	120.4	494.4	101.5	11.5	392.9
<b>Año</b>	1671.7	581.81	15.32	1581.9	1543.9	3601.1	5188.9	2095.4	1356.8	3093.5

#### Leyendas

GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_User	Energía suministrada al usuario
T_Amb	Temperatura ambiente	E_Solar	Energía del sol
GlobInc	Global incidente plano receptor	E_Grid	Energía inyectada en la red
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EFrGrid	Energía de la red

## Resultados de PVsyst



PVsyst V7.1.2

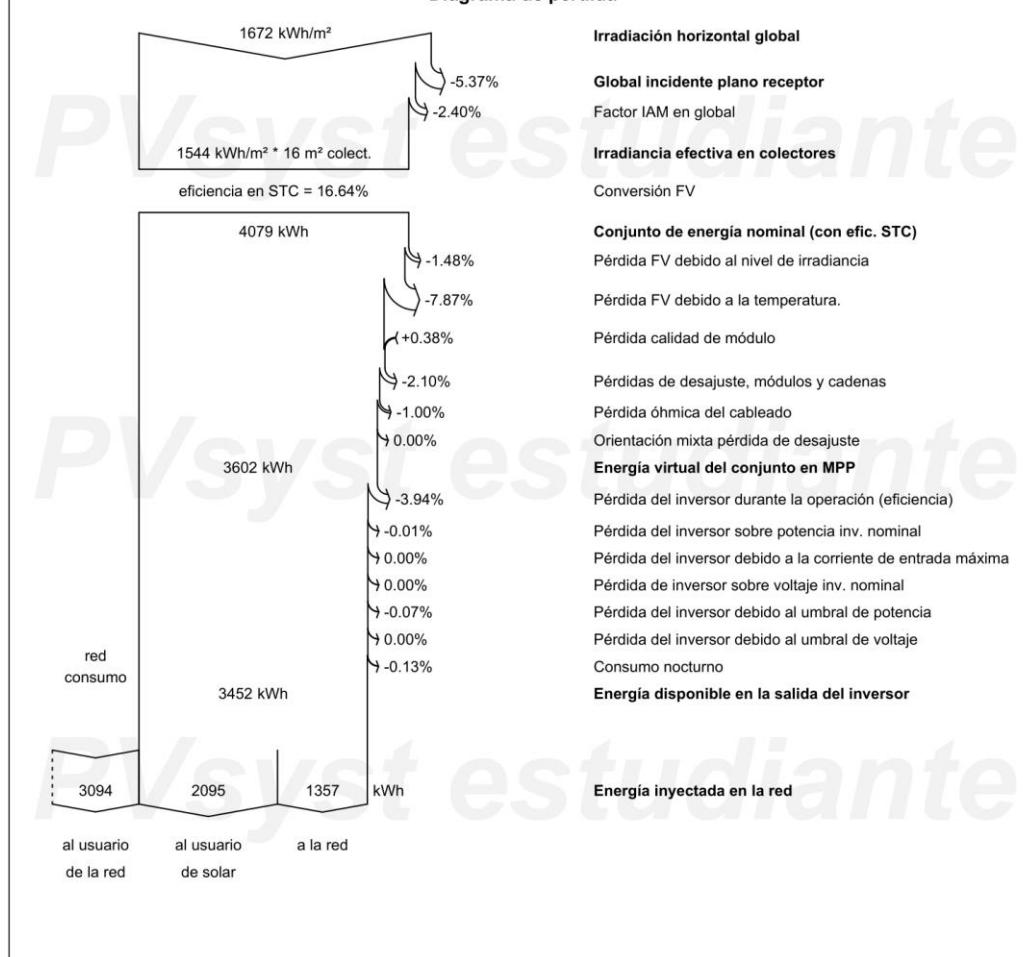
VC0, Fecha de simulación:  
05/01/21 20:25  
con v7.1.0

Proyecto: TFG 8 módulos

Variante: Nueva variante de simulación

Alejandro Gonzalez (Spain)

Diagrama de pérdida



PVsyst estudiante

## Anexo C



Proyecto: TFG 8 módulos

Variante: Nueva variante de simulación

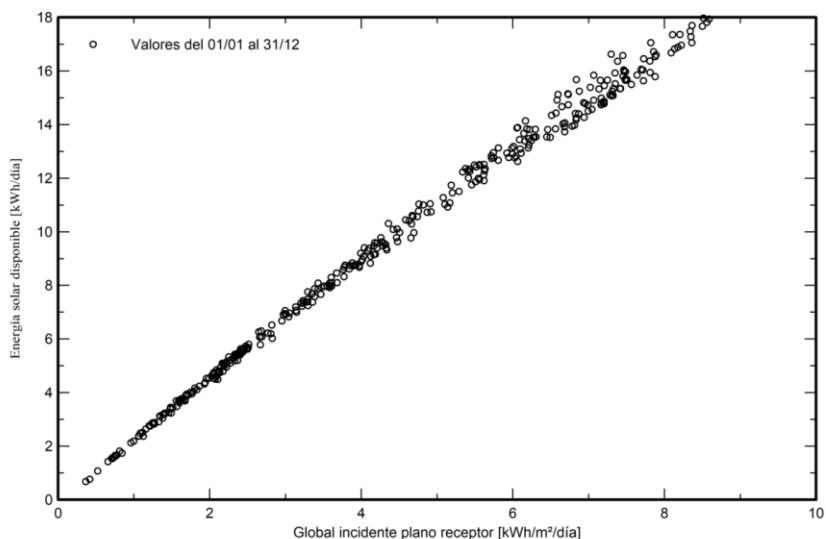
PVsyst V7.1.2

VC0, Fecha de simulación:  
05/01/21 20:25  
con v7.1.0

Alejandro Gonzalez (Spain)

### Gráficos especiales

#### Diagrama entrada/salida diaria



#### Distribución de potencia de salida del sistema

