

GRADO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL
TRABAJO FIN DE GRADO

***INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA
PARA AUTOCONSUMO EN LA
ESCUELA DE INGENIERÍA DE
BILBAO***

Alumno: Villasante, Martín, Borja

Director: Mazón, Sainz-Maza, Javier

Curso: 2018-2019

Fecha: Bilbao, 20, Junio, 2019

ÍNDICE

RESUMEN TRILINGÜE	4
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES, TABLAS, GRÁFICAS Y ACRÓNIMOS	5
1. INTRODUCCIÓN	9
2. CONTEXTO	10
3. OBJETIVOS Y ALCANCE	15
4. BENEFICIOS	16
4.1. Beneficios técnicos.....	16
4.2. Beneficios económicos.....	16
4.3. Beneficios medioambientales.....	17
4.4. Beneficios sociales.....	17
5. ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS	18
5.1. Aislada de la red.....	18
5.2. Conectada a la red con sistema de almacenamiento.....	19
5.3. Conectada a la red sin sistema de almacenamiento.....	20
6. DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN PROPUESTA	21
6.1. Características de la instalación fotovoltaica actual.....	21
6.2. Nuevos elementos a instalar.....	24
6.3. Modalidad de autoconsumo elegida.....	27
7. ANÁLISIS ENERGÉTICO	30
7.1. Curvas generación vs. consumo.....	30
7.2. Energía aprovechada y excedentes.....	32
8. MÉTODOLÓGÍA Y CÁLCULOS	33
8.1. Selección y disposición de los componentes.....	33
8.2. Determinación de la energía solar disponible.....	41
8.3. Energía generada.....	52
8.4. Demanda del sistema de iluminación.....	56
8.5. Energía aprovechada y excedentes.....	61
8.6. Ahorro mensual.....	62

9. DESCRIPCIÓN DE FASES Y TAREAS	65
10. DIAGRAMA DE GANTT	72
11. GASTO EJECUTADO Y PRESUPUESTO	73
12. ANÁLISIS ECONÓMICO	76
12.1. Ahorro mensual.....	76
12.2. Rentabilidad.....	77
12.3. Coste de los excedentes	79
13. CONCLUSIONES	81
14. REFERENCIAS	82
ANEXO I: NORMATIVA APLICABLE	83
ANEXO II: PLANOS DEL CONJUNTO	84
ANEXO III: GRÁFICAS GENERACIÓN VS. CONSUMO	86
ANEXO IV: HOJAS DE ESPECIFICACIONES	92
ANEXO V: RESUMEN DE RESULTADOS	97

RESUMEN TRILINGÜE

Resumen:

Este documento contiene una propuesta para la realización de autoconsumo de energía eléctrica en la Escuela de Ingeniería de Bilbao (EIB) utilizando una instalación solar-fotovoltaica. En concreto, se estudia la posibilidad de realizar dicho autoconsumo prescindiendo de baterías o cualquier otro tipo de almacenamiento. La instalación fotovoltaica considerada pertenece en la actualidad al Ente Vasco de la Energía (EVE), está situada en el tejado de la EIB y en el futuro será propiedad de la universidad tal como fue acordado entre estas dos entidades. Consecuentemente, esta propuesta es de gran interés ya que analiza algunas de las distintas posibilidades que tendrá la universidad al adquirir dicha instalación fotovoltaica.

Palabras clave: Autoconsumo, solar-fotovoltaica, EIB, sin baterías.

Laburpena:

Dokumentu honek Bilboko Ingeniaritza Eskolan (BIE) energia autokontsumoa egiteko instalazio solar-fotovoltaiko baten erabilpena proposatzen du. Kasu honetan, bateriak erabiltzen ez dituen autokontsumo mota ikertuko da. Proposamen honetan kontsideratuko den instalazioa BIE-ren teiltuan dago eta gaur egun EVE-re propietatea da, baina etorkizunean BIE izango da bere jabea adostu zuten bezala. Beraz, proposamen hau oso interesgarria da EIB-ek instalazioaren jabea denean izango dituen aukeren batzuk analizatzen dituelako.

Hitz-gakoak: energia autokontsumoa, solar-fotovoltaiko, BIE, bateriak gabe.

Abstract:

This document contains a proposal about the usage of a solar-photovoltaic installation to carry out energy self-consumption in the Engineering School of Bilbao (ESB). In particular, the possibility of avoiding the use of batteries while doing the self-consumption will be analysed. The installation that has been chosen for this study does now belong to the EVE and it is located in the roof of the ESB, but in the future the ESB will be its owner as it was arranged. Consequently, this project is really interesting as it studies some of the possibilities the ESB will have when they acquire the mentioned solar installation.

Keywords: energy self-consumption, solar-photovoltaic, ESB, without batteries.

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES, TABLAS, GRÁFICAS Y

ACRÓNIMOS

Índice de ilustraciones

<i>Ilustración 1 - Emisiones de CO2 por sector</i>	<i>11</i>
<i>Ilustración 2 - Niveles de irradiación en Europa</i>	<i>12</i>
<i>Ilustración 3 - Localización de Bilbao</i>	<i>12</i>
<i>Ilustración 4 - Localización de la Escuela de Ingeniería de Bilbao</i>	<i>13</i>
<i>Ilustración 5 - Instalación fotovoltaica del EVE.....</i>	<i>14</i>
<i>Ilustración 6 - Instalación fotovoltaica aislada de la red</i>	<i>18</i>
<i>Ilustración 7 - Instalación fotovoltaica conectada a la red con almacenamiento.....</i>	<i>19</i>
<i>Ilustración 8 - Instalación fotovoltaica conectada a la red sin almacenamiento.....</i>	<i>20</i>
<i>Ilustración 9 - Fracciones de la instalación del EVE</i>	<i>21</i>
<i>Ilustración 10 - Modalidades de autoconsumo.....</i>	<i>29</i>
<i>Ilustración 11 - Monitorización con "FusionHome App"</i>	<i>35</i>
<i>Ilustración 12 - Posicionamiento del "Smart power sensor"</i>	<i>36</i>
<i>Ilustración 13 - Monitorización con "Huawei NetEco"</i>	<i>36</i>
<i>Ilustración 14 - Entradas y MPPTs del inversor.....</i>	<i>38</i>
<i>Ilustración 14 - Diagrama de circuitos del inversor.....</i>	<i>39</i>
<i>Ilustración 16 - Orientación e inclinación de los módulos.....</i>	<i>42</i>
<i>Ilustración 16 - Cálculo de la orientación en el Edificio G</i>	<i>43</i>
<i>Ilustración 17 - Cálculo de la orientación en el Edificio A</i>	<i>43</i>
<i>Ilustración 19 - Irradiación con PVGIS (1)</i>	<i>45</i>
<i>Ilustración 20 - Irradiación con PVGIS (2)</i>	<i>46</i>
<i>Ilustración 21 - Curva de irradiancia con PVGIS</i>	<i>46</i>
<i>Ilustración 22 - Irradiación con PVsyst (1)</i>	<i>47</i>
<i>Ilustración 22 - Irradiación con PVsyst (2)</i>	<i>47</i>
<i>Ilustración 23 - Irradiación con PVsyst (3)</i>	<i>48</i>
<i>Ilustración 24 - Irradiación con PVsyst (4)</i>	<i>48</i>
<i>Ilustración 25 - Orientación e inclinación con PVsyst</i>	<i>49</i>
<i>Ilustración 26 - Irradiancia con generación sintética.....</i>	<i>49</i>
<i>Ilustración 28 - Irradiación mensual en el Edificio G (datos de Meteonorm).....</i>	<i>50</i>
<i>Ilustración 29 - Irradiación mensual en el Edificio A (datos de Meteonorm).....</i>	<i>50</i>
<i>Ilustración 30 - Concepto de HPS.....</i>	<i>52</i>
<i>Ilustración 31 - Esquema energético</i>	<i>61</i>
<i>Ilustración 32 - Precios del mercado eléctrico.....</i>	<i>63</i>

Índice de tablas

Tabla 1 – Características de cada fracción de módulos	22
Tabla 2 - Especificaciones de los módulos	23
Tabla 3 - Especificaciones del inversor	24
Tabla 4 - Especificaciones del smart power meter	25
Tabla 5 - Especificaciones del smart logger.....	26
Tabla 6 - Especificaciones del cableado módulos-inversor	27
Tabla 7 - Especificaciones del cableado inversor-cuadro de distribución.....	27
Tabla 8 - Comparación de inversores	34
Tabla 9 - Cálculo cableado módulos-inversor.....	40
Tabla 10 - Cálculo cableado inversor-cuadro	41
Tabla 11 - Orientación e inclinación	44
Tabla 12 - Comparación de datos meteorológicos.....	51
Tabla 13 - Equipos del sistema de iluminación (Piso 0).....	56
Tabla 14 - Definición de los tipos de día	57
Tabla 15 - Demanda horaria –consideraciones-.....	58
Tabla 16 - Tipos de día -2019-	61
Tabla 17 - Precio medio mensual del kWh -2018-	62
Tabla 18 - Fases y tareas del proyecto	65
Tabla 19 - Gasto ejecutado.....	73
Tabla 20 - Presupuesto para la adaptación de la instalación fotovoltaica	74
Tabla 21 - Presupuesto total del proyecto.....	75
Tabla 22 - Ahorro anual	77
Tabla 23 - Parámetros para el cálculo de la rentabilidad.....	78
Tabla 24 - VAN y TIR del proyecto	79
Tabla 25 - Energía aprovechada y excedentes mensuales	97
Tabla 26 - Ahorro mensual.....	97
Tabla 27 - Coste mensual de los excedentes.....	98
Tabla 28 - Flujos de caja.....	98

Índice de gráficas

Gráfica 1 - Generación vs. consumo -Enero-	31
Gráfica 2 - Energía aprovechada y excedentes.....	32
Gráfica 3 - HPS por hora -Julio-.....	53
Gráfica 4 - Generación instantánea.....	55
Gráfica 5 - Demanda horaria del sistema de iluminación	60
Gráfica 6 - Presupuesto por partidas.....	75

Gráfica 7 - Ahorro mensual	76
Gráfica 8 – Flujo de caja acumulado.....	78
Gráfica 9 - Coste de los excedentes.....	80
Gráfica 10 - Generación vs. consumo -Febrero-.....	86
Gráfica 11 - Generación vs. consumo -Marzo-.....	87
Gráfica 12 - Generación vs. consumo -Abril-.....	87
Gráfica 13 - Generación vs. consumo -Mayo-.....	88
Gráfica 14 - Generación vs. consumo -Junio-	88
Gráfica 15 - Generación vs. consumo -Julio-.....	89
Gráfica 16 - Generación vs. consumo -Agosto-.....	89
Gráfica 17 - Generación vs. consumo -Septiembre-	90
Gráfica 18 - Generación vs. consumo -Octubre-	90
Gráfica 19 - Generación vs. consumo -Noviembre-	91
Gráfica 20 - Generación vs. consumo -Diciembre-.....	91

Lista de acrónimos

EIB: Escuela de Ingeniería de Bilbao

BIE: Bilboko Ingeniaritza Eskola

ESB: Engineering School of Bilbao

EVE: Ente Vasco de la Energía

IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

PNIEC: Plan Nacional Integrado de Energía y Clima

MPPT: “Maximum Power Point Tracking”

PVGIS: Photovoltaic Geographical Information System

OMIE: Operador del Mercado Ibérico de la Electricidad

HPS: Hora Pico Solar

STC: “Standard Test Conditions”

REBT: Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión

PVPC: Precio voluntario para el pequeño consumidor

BT: Baja Tensión

PVC: Policloruro de vinilo

V_{MPP} : Tensión en el punto de máxima potencia

I_{MPP} : Intensidad en el punto de máxima potencia

V_{OC} : Tensión de circuito abierto

I_{SC} : Intensidad de cortocircuito

CT: Centro de Transformación

CGP: Caja General de Protección

ICP: Interruptor de Control de Potencia

1. INTRODUCCIÓN

Este documento contiene una propuesta para la realización de autoconsumo en la EIB mediante la utilización de una instalación solar-fotovoltaica sin sistema de almacenamiento.

En primer lugar, se presentan el contexto en el que se lleva a cabo el proyecto, sus objetivos, su alcance y los beneficios (sociales, económicos y técnicos) que se esperan obtener con la propuesta.

En segundo lugar, se ha realizado un análisis de las distintas alternativas disponibles para realizar autoconsumo y se ha seleccionado la que más se adecúa a las características de la instalación y a las necesidades de la EIB.

En tercer lugar, se ha realizado una descripción de todos los elementos que compondrán la solución propuesta explicando sus características.

En cuarto lugar, se ha realizado un análisis energético teniendo en cuenta la energía producida por la instalación que aprovecha la EIB y los excedentes de energía, en caso de que se produzcan.

En quinto lugar, se exponen los cálculos que justifican todo lo expuesto anteriormente y la metodología seguida para realizarlos.

En sexto lugar, se presentan las distintas fases y tareas que componen el proyecto y su diagrama Gantt correspondiente

En séptimo lugar, se muestra el presupuesto final del proyecto incluyendo todos los costes derivados de este.

En octavo lugar, se ha realizado un análisis económico para determinar el ahorro que supondrá el proyecto para la universidad, el coste que suponen los excedentes y la rentabilidad del proyecto.

Por último, se exponen las conclusiones finales a las que se ha llegado tras la realización del trabajo fin de grado en su totalidad.

2. CONTEXTO

En la actualidad, las energías renovables están en auge debido a la necesaria descarbonización de la economía para hacer frente al inminente cambio climático.

Tal como demuestra un reciente estudio de Greenpeace [1], España es el país europeo más vulnerable al cambio climático y arroja unos datos muy preocupantes. Algunos de ellos son los siguientes:

- Los años más calurosos de la historia del país se concentran en esta última década: 2011, 2015 y 2017.
- Entre el 75% y el 80% de España está en riesgo de convertirse en desierto a lo largo de este siglo.
- Casi el 90% de la extensión de los glaciares en España ha desaparecido en el último siglo.
- La subida anual del nivel de mar es de 4mm.
- Siete de las diez cuencas hidrográficas con mayor sequía crónica de toda Europa se encuentran en España.
- En 2017, la superficie quemada por fuego fue un 94% superior a la media de la última década.

Para hacer frente al cambio climático, el “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)” ha sido puesto en marcha en España [2]. En el PNIEC, se definen los objetivos de reducción de gases de efecto invernadero, de penetración de energías renovables y de eficiencia energética. Los objetivos marcados son los siguientes:

- 21% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990.
- 42% de renovables sobre el uso final de la energía.
- 39,6% de mejora de la eficiencia energética.
- 74% de energía renovable en la generación eléctrica.

El objetivo último ha sido marcado para el año 2050 y es conseguir una Unión Europea neutra en carbono para ese año.

Dado que tres de cada cuatro toneladas de gases de efecto invernadero tienen su origen en el sector energético, su descarbonización es la piedra angular sobre la que se va a desarrollar la transición energética y la descarbonización de la economía.

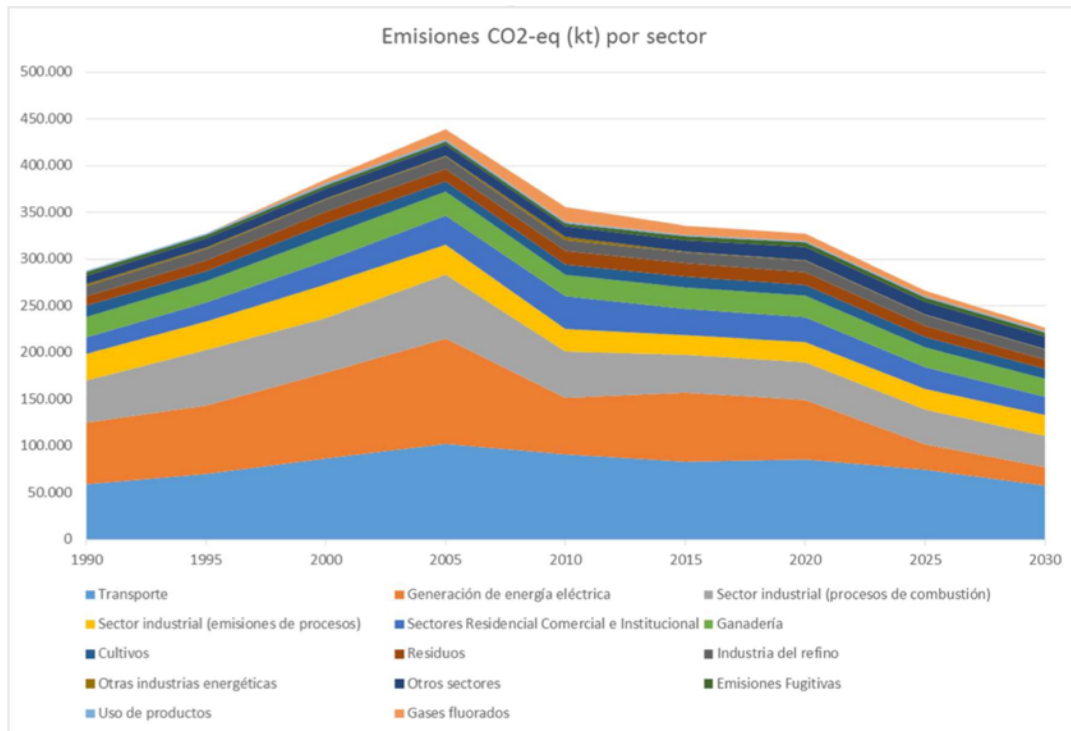


Ilustración 1 - Emisiones de CO2 por sector

[Fuente: IDAE]

Entre las distintas energías renovables, el autoconsumo de energía solar pasa a ganar mucho interés gracias a la reciente entrada en vigor del Real Decreto 244/2019. Este Real Decreto, favorece el autoconsumo mediante la derogación del denominado “impuesto al sol” y la simplificación de los trámites administrativos para este tipo de instalaciones [3].

En particular, resulta muy interesante el establecimiento de un sistema de compensación simplificada entre los déficits de los consumidores y los excedentes de sus instalaciones de autoconsumo si su potencia instalada es menor a 100 kW. Dado que en este estudio se analiza el caso de una instalación de autoconsumo de potencia menor a 100kW, resulta muy interesante ya se podría acoger a dicho sistema de compensación.

En lo que a la localización geográfica se refiere, la instalación fotovoltaica que es objeto de este estudio se encuentra situada en el tejado de la EIB, situada en la villa de Bilbao. Bilbao no dispone de un aporte de irradiación solar tan favorable como otras zonas situadas más al sur del país. Sin embargo, si hacemos una comparación con el resto de países europeos, Bilbao tiene una posición ventajosa para la producción de energía solar-fotovoltaica y es rentable para dicho fin.

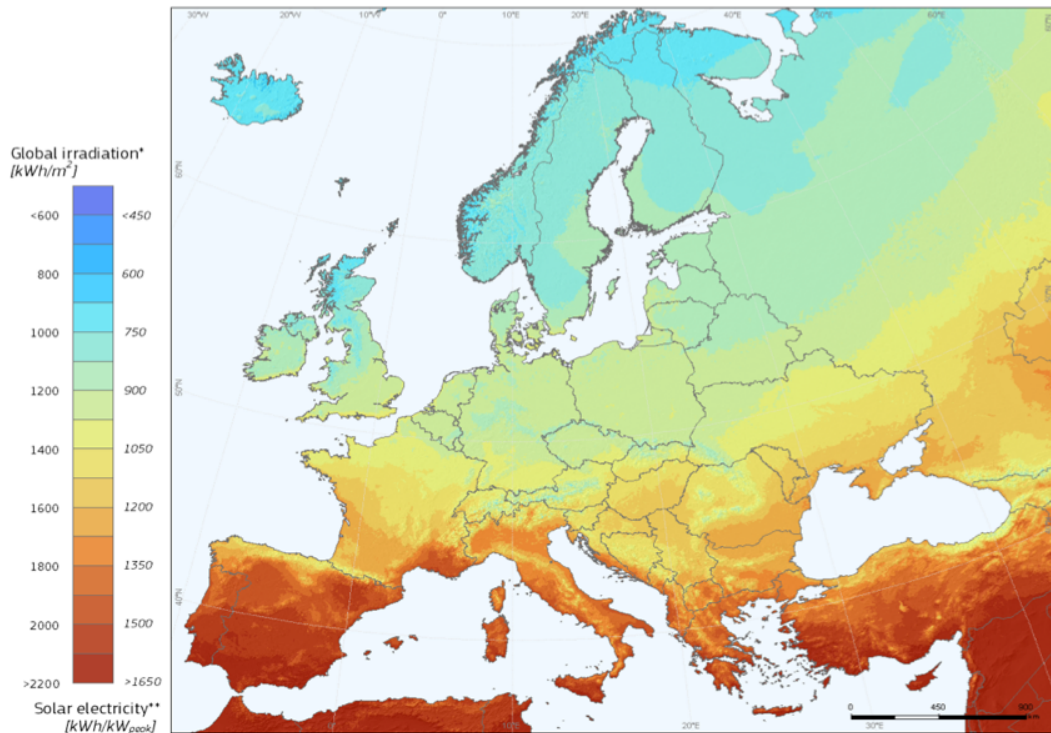


Ilustración 2 - Niveles de irradiación en Europa

[Fuente: PVGIS]

El clima de la villa es oceánico húmedo, con predominio de vientos del oeste, que suavizan las temperaturas favoreciendo un tiempo templado durante todo el año. Debido a la proximidad con el mar Cantábrico el clima es suave, sin contrastes térmicos muy marcados entre estaciones: 8°C de temperatura media en inviernos y 20°C en verano [4].



Ilustración 3 - Localización de Bilbao

[Fuente: Google Earth]

En lo que a la universidad se refiere, la Escuela de Ingeniería de Bilbao está situada en una de las entradas a la ciudad, en el barrio de San Mamés. Las coordenadas de su localización son: 43°15'43.63" N 2°56'55.85" O

Se muestra su localización en la siguiente captura de Google Earth:



Ilustración 4 - Localización de la Escuela de Ingeniería de Bilbao

[Fuente: Google Earth]

La instalación fotovoltaica estudiada, se encuentra en el tejado del Edificio I de la Universidad y es actualmente propiedad del EVE, siendo utilizada para vender electricidad a la red de distribución como una central de generación más y no para el consumo de la universidad.

La instalación fotovoltaica se puso en marcha en el año 2008 fruto de un acuerdo mutuo entre el EVE y la EIB.

El acuerdo entre ambas entidades de manera resumida consistió en lo siguiente:

- El EVE ejecuta la inversión y paga a la EIB un 5% de los ingresos brutos en concepto de uso de cubierta.
- Cuando el EVE recupere la inversión, la instalación pasará a manos de la EIB a coste 0.
- En el peor de los casos, la EIB adquirirá la instalación en el año 15 desde su puesta en marcha.

En la siguiente captura de Google Earth, podemos observar la instalación fotovoltaica del EVE:



Ilustración 5 - Instalación fotovoltaica del EVE

[Fuente: Google Earth]

Por último, cabe destacar que la iluminación de Edificio I se utiliza durante todos los días del año. Incluso en los días que el centro permanece cerrado, ya que los servicios de limpieza, seguridad y otro personal que puede solicitar el acceso hacen uso de la iluminación.

Por ello, tal como se explicará posteriormente, de cara a estudiar el consumo aproximado de energía se han considerado varios días tipo distintos, cada uno con sus propias particularidades según la actividad que se da en la universidad en dicho tipo de día.

3. OBJETIVOS Y ALCANCE

El presente TFG propone la realización de autoconsumo de energía eléctrica mediante la utilización de una instalación fotovoltaica en la EIB.

El objetivo principal de este proyecto es conseguir un ahorro mensual en la factura eléctrica de la universidad mediante el aprovechamiento de una fuente de energía renovable. Además, es una buena oportunidad para comenzar con el autoconsumo de energía eléctrica en la EIB a una escala mayor a la actual, promoviendo el uso de fuentes de energía renovables en otros centros educativos, contribuyendo a frenar el cambio climático y con la posibilidad de ampliar dicho autoconsumo con una repotenciación en el futuro si resulta viable.

Para ello, se pretende aprovechar la instalación fotovoltaica de 54 kWp situada en el tejado del "Edificio I" de la EIB, adaptándola para posibilitar la realización de autoconsumo en la universidad. Dicha instalación pertenece actualmente al EVE y es utilizada para vender energía a la red, pero en el futuro la EIB la adquirirá a coste 0, tal como fue acordado entre estas dos entidades. Por ello, es una gran oportunidad ya que gran parte de la inversión que suponen este tipo de instalaciones ya fue costeada por el EVE.

En concreto, se propone la realización de dicho autoconsumo sin ningún tipo de almacenamiento y con conexión a la red para poder gestionar los excedentes y la demanda que la instalación no puede satisfacer. Se ha tomado esta decisión porque se pretende aprovechar la existencia de la modalidad de autoconsumo con excedentes acogidos a compensación fruto del reciente Real Decreto 244/2019. Además, se estudia que dicha instalación sea utilizada para abastecer de energía eléctrica únicamente al sistema de iluminación del "Edificio I" de la EIB.

En cuanto al procedimiento, se comenzará analizando la energía que produce la instalación durante todo el año horariamente accediendo a bases de datos meteorológicos y recopilando la información necesaria sobre la instalación del EVE. Posteriormente, se realizará un contaje aproximado de los equipos a los que alimentará la instalación y se estudiará la actividad en la universidad para poder estimar la demanda horaria del sistema de iluminación. A partir de estos datos, se estudiará qué componentes deben mantenerse y cuáles deben sustituirse para adaptar la instalación. Por último, se realizarán un análisis energético y un análisis económico para evaluar la viabilidad de la propuesta.

4. BENEFICIOS

En este apartado, se ha elaborado un resumen de los distintos tipos de beneficios (técnicos, económicos, medioambientales y sociales) que supone llevar a cabo un proyecto de estas características.

4.1. Beneficios técnicos

Los beneficios técnicos resultantes de implementar una instalación fotovoltaica para autoconsumo en la universidad son los siguientes:

- Una mayor eficiencia energética debido a que la electricidad producida se consume en el mismo lugar donde ha sido producida, evitando así las pérdidas en el transporte.
- En el caso de producirse un apagón en la zona de San Mamés, el sistema de iluminación vinculado a la instalación seguiría parcialmente o totalmente iluminado, dependiendo de las condiciones meteorológicas y el consumo de dicho instante.
- En este caso particular, al prescindir de baterías, se evitan las averías que se producen en estas y las pérdidas energéticas en las baterías debidas a la temperatura entre otros factores.
- Permite el aprovechamiento de espacios no aprovechados, necesita escaso mantenimiento y su vida útil ronda los 30 años.

4.2. Beneficios económicos

Los beneficios económicos del proyecto son los siguientes:

- Un ahorro en la factura eléctrica debido a que parte de la demanda energética es abastecida por la instalación fotovoltaica.
- La posibilidad de un ahorro extra mediante la compensación de los excedentes inyectados a la red.
- La ausencia de baterías elimina los costes derivados de estas, los cuales son elevados en las instalaciones de autoconsumo aisladas de la red.
- La EIB obtendrá la instalación de manera gratuita, por lo que, exceptuando los costes de mantenimiento y las modificaciones necesarias para adaptar la instalación para su nueva función, el resto serán beneficios que permitirán amortizarla a corto plazo.

4.3. Beneficios medioambientales

Los beneficios medioambientales de una instalación fotovoltaica como la considerada son varios y de gran trascendencia:

- Se trata de una energía limpia que no produce CO₂ ni ningún otro gas residual que pueda resultar nocivo para el medio ambiente. Por lo que juega un papel esencial en la necesaria descarbonización del sector eléctrico, frenando así el cambio climático.
- El impacto ambiental en el ecosistema es prácticamente nulo, dado que se sitúa en el tejado de la universidad y no requiere ocupar ningún terreno con su consecuente efecto en la flora y fauna local.
- No requiere utilizar agua ni ningún otro tipo de combustible para la producción de energía. Utiliza un recurso totalmente renovable (la irradiación solar) y contribuye a disminuir el consumo de agua y de combustibles fósiles.
- A diferencia de otras energías renovables, no produce ruido y no contamina acústicamente.

4.4. Beneficios sociales

La implantación de una instalación fotovoltaica de estas características en la EIB puede servir de modelo para que otras universidades opten por ello. Además, otras instalaciones cuyo consumo se centra también en las horas centrales del día podrían ver la oportunidad de imitar el modelo de la EIB, con su consecuente ahorro en la factura eléctrica y contribuyendo a potenciar las energías libres de emisiones.

Por otro lado, también puede servir de incentivo para que personas particulares o comunidades de vecinos (autoconsumo colectivo) apuesten por el autoconsumo en sus hogares.

5. ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS

En lo que al autoconsumo solar se refiere, existen diferentes alternativas para llevarlo a cabo. En este trabajo se han valorado las diferentes opciones disponibles y se ha seleccionado la que más se adecuaba a las características de la instalación fotovoltaica existente y del consumidor, que en este caso es la EIB.

5.1. Aislada de la red

Esta primera alternativa consiste en realizar el autoconsumo siendo totalmente independientes de la red eléctrica. El prescindir de la red eléctrica implica contar con un sistema de almacenamiento dado que no siempre dispondremos de suficiente aporte solar, especialmente en invierno y días nublados, de tal modo que cuando la instalación no produzca energía suficiente se pueda contar con el suministro extra de las baterías.

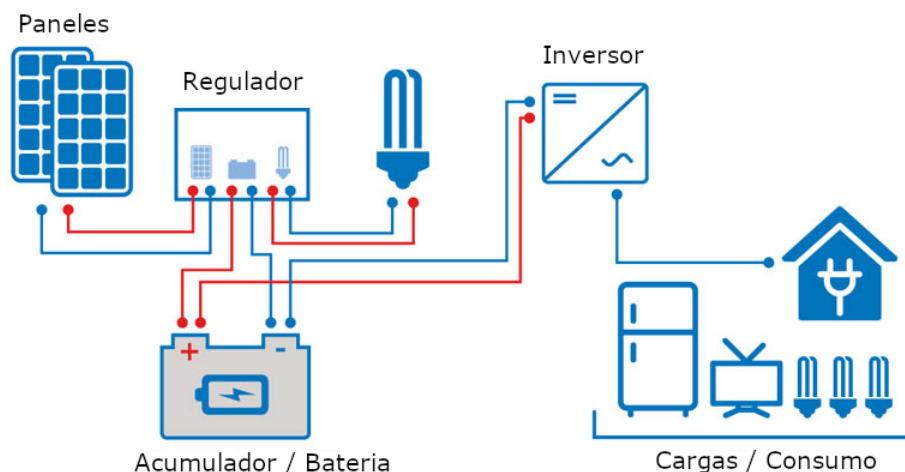


Ilustración 6 - Instalación fotovoltaica aislada de la red

[Fuente: HelioEsfera]

Sin embargo, dado que la instalación actual está conectada a la red para vender energía y no para realizar autoconsumo en la EIB, no dispone ni de reguladores de carga ni de baterías. Adquirir estos dos elementos resultaría bastante caro (sobre todo las baterías) y sería muy difícil amortizarlos. Esto se debe a que el consumo del sistema de iluminación de la universidad es muy elevado y la energía almacenada en las baterías bastante escasa, con excepción de días festivos y meses de verano.

Además, con la generación fotovoltaica de la que se dispone (54kWp), no es posible aislarse de la red si queremos disponer de energía suficiente en todo momento, especialmente en los meses de menos aporte solar.

Por todas las razones mencionadas con anterioridad esta alternativa ha quedado descartada.

5.2. Conectada a la red con sistema de almacenamiento

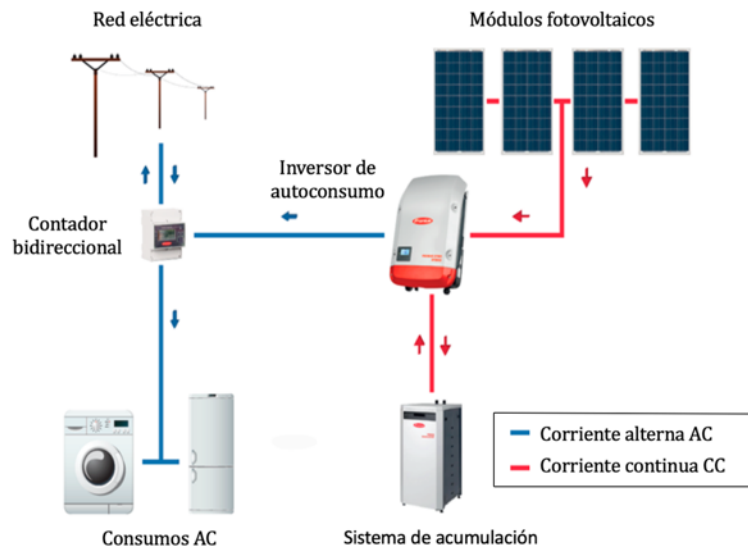


Ilustración 7 - Instalación fotovoltaica conectada a la red con almacenamiento

Esta alternativa consiste en realizar el autoconsumo sin aislarse de la red, de tal manera que la demanda que los módulos no son capaces de abastecer la cubre la red. De este modo, se logra un ahorro en la factura eléctrica por la energía que no se necesita de la red.

Por otro lado, el disponer de una pequeña capacidad de almacenamiento adicional permitiría almacenar energía en aquellos momentos que dispongamos de excedentes (los módulos producen más que lo que demandan las cargas). A pesar de ello, sería necesario adquirir baterías y la poca energía que se almacenaría en dichas baterías hace difícil amortizarlas dado su alto coste y los gastos en mantenimiento que ocasionan.

Por todo ello, esta alternativa también ha sido descartada, pero podría ser estudiada en un futuro si se demuestra que las baterías se amortizan, los excedentes son notables y el ahorro es mayor que si se prescinde de ellas.

5.3. Conectada a la red sin sistema de almacenamiento

Esta última alternativa es similar a la anterior, pero con la particularidad de que prescindimos del sistema de almacenamiento.

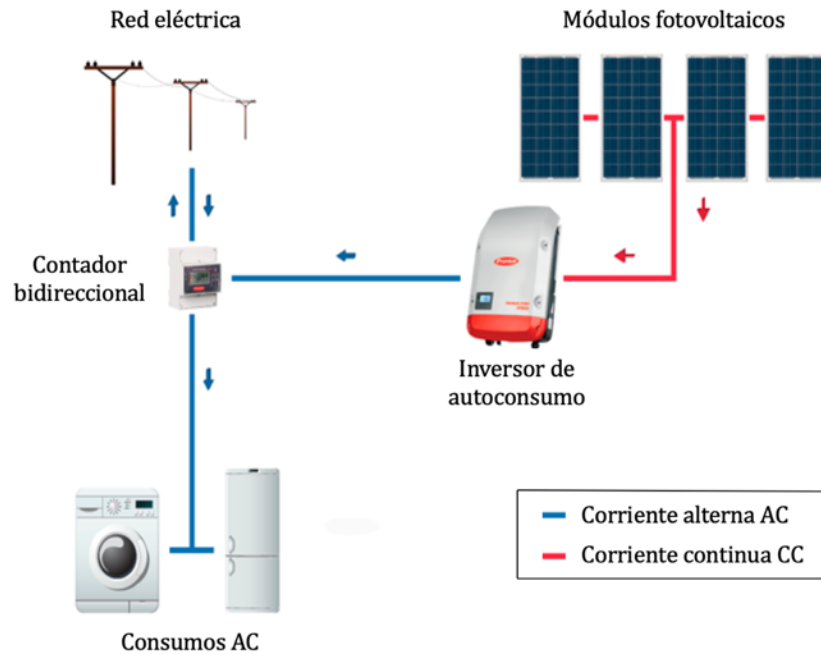


Ilustración 8 - Instalación fotovoltaica conectada a la red sin almacenamiento

Esta modalidad implica que los excedentes que tiene nuestra instalación no pueden ser almacenados y debemos gestionarlos de otra manera. Para ello, hay un tipo de inversores denominados “inversores de autoconsumo” con los cuales se pueden gestionar los excedentes de nuestra instalación e inyectarlos a la red eléctrica, de tal manera que podemos obtener una rebaja en la factura eléctrica. Además, si no deseamos inyectar excedentes a la red debido a los trámites que acarrearán, estos dispositivos cuentan con la opción de regular el punto de funcionamiento de los paneles para realizar inyección cero.

Por último, cabe destacar que esta modalidad requiere únicamente adquirir el inversor de autoconsumo y una serie de dispositivos inteligentes asociados para poder monitorizar y regular los flujos de energía, además de programarlos adecuadamente y posiblemente modificar la conexión serie-paralelo de los paneles.

Por todo ello, se ha considerado como la alternativa más adecuada de cara a las necesidades de la EIB y las características de la instalación fotovoltaica existente.

6. DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN PROPUESTA

En este apartado, se va a realizar una descripción de los elementos que componen la instalación fotovoltaica actual (propiedad del EVE), y van a mantenerse a posteriori, y de los que van a añadirse para adaptarla a la modalidad de autoconsumo propuesta.

Adicionalmente, se va a desarrollar un pequeño resumen de las características de la instalación fotovoltaica actual para poder entender mejor la propuesta y se va a determinar la modalidad de autoconsumo elegida y las razones para dicha elección.

Por último, cabe destacar que los cálculos que justifican estas elecciones están expuestos en el apartado “Metodología y cálculos” de la propuesta.

6.1. Características de la instalación fotovoltaica actual

Tal como se ha mencionado anteriormente, la instalación fotovoltaica está situada en el tejado del Edificio I de la EIB. Se muestra la instalación en detalle en la siguiente captura de Google Earth:



Ilustración 9 - Fracciones de la instalación del EVE

[Fuente: Google Earth]

En la captura se observa con claridad como la instalación está separada en 2 aleros diferentes del tejado del Edificio I de la EIB, cada uno con su fracción de módulos

correspondiente. Esta separación implica que la irradiación incidente en ambas fracciones será diferente y se considerarán de manera separada en los cálculos.

Además, se debe destacar que la instalación es actualmente propiedad del EVE y está conectada a la red para vender energía. Esto implica que hay ciertos componentes de la instalación que en principio no necesitarán ser comprados por la EIB cuando adquiera la instalación para realizar autoconsumo.

Esos elementos son los siguientes:

- Módulos fotovoltaicos: A pesar de que se van a mantener los módulos existentes, cabría la posibilidad de reemplazarlos por otros de mayor potencia pico cuando hayan envejecido y su rendimiento disminuya.
- Soportes de los paneles: los módulos no van a ser desplazados por lo que la estructura que los soporte seguirá siendo la misma

6.1.1. Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos o paneles solares son el elemento que capta la irradiación solar y gracias al efecto fotoeléctrico que se produce en sus células semiconductoras generan corriente continua a una determinada tensión.

En primer lugar, se ha realizado un conteo de los paneles situados en cada fracción del tejado (Edificio A y Edificio G). Adicionalmente, se ha calculado de manera aproximada la orientación en inclinación de los módulos de cada fracción. La metodología empleada para ello está explicada en detalle en el apartado “Metodología y cálculos” de la propuesta.

Los resultados obtenidos han sido los siguientes:

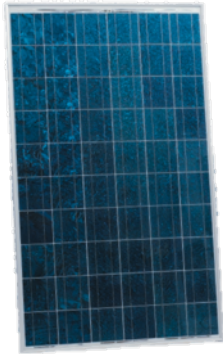
Tabla 1 – Características de cada fracción de módulos

	Cantidad	Orientación	Inclinación
Edificio A	216	42°	30°
Edificio G	54	18°	33°

En segundo lugar, se han obtenido las especificaciones de los módulos y se ha podido comprobar que los 270 módulos componen la instalación fotovoltaica actual del EVE son todos del mismo modelo.

Sus especificaciones más importantes son las siguientes:

Tabla 2 - Especificaciones de los módulos

Modelo	SolarWorld SW200 poly	
Tecnología	Policristalino	
	P_p	200 Wp (+/- 3%)
	V	24 V
	V_{mpp}	28,6 V
	I_{mpp}	7 A
	V_{oc}	36,2 V
	I_{sc}	7,6 A
	Dimensiones	1675 x 1001 mm
	Peso	22 kg
Precio	158,82€	

Con todo ello, la potencia pico de la instalación del conjunto asciende a 54 kWp.

La disposición serie-paralelo de los paneles elegida teniendo en cuenta la localización de los paneles y las características del inversor ha sido la siguiente:

- Edificio G: 2 ramas serie independientes de 27 paneles cada una.
- Edificio A: 10 ramas serie independientes, 4 de 21 paneles y 6 de 22 paneles.

6.1.2. Soportes

Los soportes son los ya existentes en la instalación por lo que no es necesario adquirir nuevos. No se conoce el modelo particular de dichos soportes ni su fabricante, pero tampoco es determinante para este trabajo.

La única apreciación al respecto es que son soportes fijos, ya que la instalación no cuenta con sistema de seguimiento solar y tampoco se ha planteado adquirirlo debido a su coste y problemas que pueden ocasionar (requieren un control). Además, al no tratarse de una instalación de grandes dimensiones no compensa contar con seguimiento solar ya que la energía extra generada no es muy notable.

6.2. Nuevos elementos a instalar

6.2.1. Inversor de autoconsumo

El inversor de autoconsumo se encarga de convertir la corriente continua que suministran los módulos en corriente alterna a la tensión adecuada para que las cargas puedan consumirla, que en nuestro caso son 230 V / 400 V.

El inversor de autoconsumo elegido permite gestionar los excedentes de nuestra instalación e incluso controlarlos de manera remota con la aplicación del móvil "FusionHome", siendo el más adecuado para la modalidad de autoconsumo escogida. Esta aplicación incluye muchas funciones, entre las cuales destacan la posibilidad de decidir si no se desea verter excedentes a la red y monitorizar los flujos de potencia en la instalación y el punto de funcionamiento de las distintas fracciones de módulos fotovoltaicos que componen la instalación.

Las especificaciones más importantes del modelo de inversor de autoconsumo elegido son las siguientes:

Tabla 3 - Especificaciones del inversor

Modelo	Huawei SUN2000-60KTL-M0	
	V_{out}	220 V / 380 V, 230 V / 400V
	V_{in}	200 V - 1100 V
	I_{max_MPPT}	22 A
	P_{MAX_out}	60.000 W
	Frecuencia	50 Hz / 60 Hz
	Eficiencia	98,7 %
	T_{operación}	25°C - 60°C
	Nº seguidores MPPT	6
	Nº entradas	12
	Dimensiones	1075 x 555 x 300 mm
Peso	74 kg	
Grado de protección	IP65	
Precio unitario	5523,71 €	

6.2.2. Smart power meter

El “smart power meter” seleccionado es de la marca Huawei, al igual que el inversor, y compatible con este. Sus especificaciones más importantes son las siguientes:

Tabla 4 - Especificaciones del smart power meter

Modelo	Huawei DTSU666-H	
	Tipo de red	Trifásica
	Rango de medida	
	Tensión	176 V _{ac} – 288 V _{ac}
	Intensidad	0 – 100 A
	Precisión de medida	
	Tensión	0,5 %
	Intensidad/Potencia	1 %
	Frecuencia	0,01 Hz
	Dimensiones	100 x 72 x 65.5 mm
	Peso	1,5 kg
Consumo	1 W	
Precio unitario	180 €	


Este sensor trifásico cuenta con 3 transformadores de intensidad (1 por fase) y tiene la función de medir los flujos de potencia hacia a la red y viceversa, estando comunicado con el inversor de su misma marca mediante un cable de comunicaciones.

De este modo, el inversor conoce dicha información y se puede programar la inyección cero mediante la aplicación “FusionHome” si así se desea. Además, podremos conocer en todo momento cuanto estamos consumiendo de la red, o, por el contrario, cuanto estamos inyectando a la red.

6.2.3. Smart logger

El dispositivo elegido para monitorizar la producción de la instalación con gran detalle y gestionar dichos datos ha sido el siguiente:

Tabla 5 - Especificaciones del smart logger

Modelo	Huawei SmartLogger 1000	
	Nº máx. inversores	80
	Interfaz de comunicaciones	
	Electrical Ethernet	ETH x 1, 10 / 100 Mbps
	RS485	COM x 3
	Digital / Analog Input / Output	DI x 4, DO x 3, AI x 2
	Interacción	
	LCD	3.5 inch Graphic LCD
	LED	LED indicator x 3
	WEB	Embedded WEB
	USB	USB 2.0 x 1
Dimensiones	225 x 140 x 50 mm	
Rango máximo	1000 m	
Grado de protección	IP20	
Precio unitario	344 €	

Este dispositivo se encuentra conectado al inversor de su misma marca con un cable de comunicaciones y recopila todo tipo información de la instalación fotovoltaica en tiempo real. Entre sus funciones podemos destacar las siguientes:

- Monitorizar conjuntamente hasta 80 inversores.
- Producción de la instalación en tiempo real.
- Exportación de datos con USB.
- Información de todos los equipos, parámetros, alarmas y rendimiento de la instalación.
- Reducción de potencia activa y compensación de reactiva.
- Envío automático de datos al usuario mediante email y al software “Huawei Net Eco” al que se puede acceder mediante ordenador.
- Detección eficiente de fallos en la instalación.

6.2.4. Cableado

La conexión serie-paralelo entre los módulos se llevará a cabo con el siguiente modelo unipolar de cable que debe adquirirse:

Tabla 6 - Especificaciones del cableado módulos-inversor

Modelo	Sumidelec H071-K 750V
Sección	2,5 mm
Longitud	1400 m
Características	Reducida emisión de halógenos, PVC, no propagación de llama.
Precio	0,28€/m

Por otro lado, es necesario conectar el inversor al cuadro de distribución con cable adicional. Las especificaciones del modelo de cable tetrapolar elegido son las siguientes:

Tabla 7 - Especificaciones del cableado inversor-cuadro de distribución

Modelo	Afumex FG160M 0,6/1 kV
Sección	35 mm
Longitud	100 m
Características	Retardante de llama y humo, doble aislamiento PVC
Precio	12,77 €/m

6.3. Modalidad de autoconsumo elegida

El reciente Real Decreto 244/2019 por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas para el autoconsumo de energía eléctrica establece que las instalaciones fotovoltaicas deben pertenecer a una de las siguientes modalidades disponibles:

- 1) Autoconsumo sin excedentes
- 2) Autoconsumo con excedentes:
 - 2.1) Autoconsumo con excedentes acogida a compensación
 - 2.2) Autoconsumo con excedentes no acogida a compensación

En nuestro caso, al no utilizar baterías y haber comprobado que se producen excedentes, la modalidad sin excedentes queda descartada, ya que los excedentes, tal como se demostrará más tarde, son elevados y merece la pena aprovecharlos.

De entre las otras dos modalidades disponibles, la más interesante es la acogida a compensación, ya que cuando se producen excedentes estos pueden inyectarse a la red y en cada periodo de facturación la comercializadora compensará el coste de la energía comprada a la red y la inyectada a la red (valorada a precio de mercado o al precio acordado con la comercializadora). Sin embargo, no es posible que el saldo sea negativo y ganemos dinero en vez de pagar a la comercializadora, cosa que no sucede ya que se ha comprobado la magnitud de los excedentes.

Además, para poder acogerse a esta modalidad deben cumplirse las siguientes condiciones que la instalación de la EIB puede cumplir sin problemas [3]:

- La fuente de energía primaria es de origen renovable.
- La potencia total de las instalaciones de producción no sea superior a 100 kW.
- En su caso, el consumidor haya suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado y los consumos auxiliares con una empresa comercializadora.
- El consumidor y el productor asociado hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo definido en el artículo 14 del Real Decreto.
- La instalación de producción no esté sujeta a la percepción de un régimen retributivo adicional específico.

En cambio, si se eligiese la modalidad con excedentes no acogida a compensación, la energía excedentaria sería vendida en el mercado eléctrico y recibiría el mismo tratamiento que el resto de energía producida por fuentes renovables. Es decir, el mismo tratamiento que un huerto solar de 100 MW, por ejemplo.

Por todo ello, se ha elegido la modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación, ya que permite un ahorro extra a partir de los excedentes producidos y los trámites a realizar se simplifican en gran medida.

Autoconsumo INDIVIDUAL Un consumidor asociado O Autoconsumo COLECTIVO Varios consumidores asociados	Instalación PRÓXIMA en RED INTERIOR Conexión Red interior	SIN excedentes Existen mecanismos anti-vertido
		CON excedentes ACOGIDA a compensación Fuente renovable Potencia de producción $\leq 100\text{kW}$ Contrato único consumo-auxiliares Contrato de compensación No hay otro régimen retributivo
		CON excedentes NO ACOGIDA a compensación Resto de instalaciones con excedentes
	Instalación PRÓXIMA a TRAVÉS DE RED Conexión a red BT del mismo centro de transformación. Distancia entre contadores generación-consumo $< 500\text{m}$. Misma referencia catastral (14dígitos)	CON excedentes NO ACOGIDA a compensación Instalaciones con excedentes

Ilustración 10 - Modalidades de autoconsumo

[Fuente: IDAE]

7. ANÁLISIS ENERGÉTICO

En este apartado, se realiza una comparación entre la generación instantánea de la instalación y la demanda instantánea del sistema de iluminación. Esto permite saber si la instalación produce excedentes o no y cuando se producen dichos excedentes.

Tal como se explicará detalladamente en el apartado “Metodología y cálculos”, dado que no se disponía de contadores inteligentes que permitan conocer la demanda exacta del sistema de iluminación, se ha procedido a realizar un contaje de cargas para la posterior construcción de unas curvas de demanda ficticias bajo una serie de hipótesis.

Para ello, se han diseñado 4 días tipo según el consumo que se da en el Edificio I de la universidad:

- Días estándar: Se trata de los días de lunes a viernes que no son festivos ni especiales por cualquier otra razón.
- Días cerrado: Se trata de aquellos días en los que la universidad permanece cerrada para el alumnado y solo puede acceder el personal del centro.
- Sábados estándar: Se trata de aquellos sábados con horario normal. Hay únicamente algunas clases de Máster y las aulas de estudio del Edificio I permanecen abiertas por la mañana.
- Otras festividades: Se trata de aquellos días de navidad y semana santa en los que el Edificio I de la EIB abre sus puertas para que los alumnos puedan acudir a las aulas de estudio.

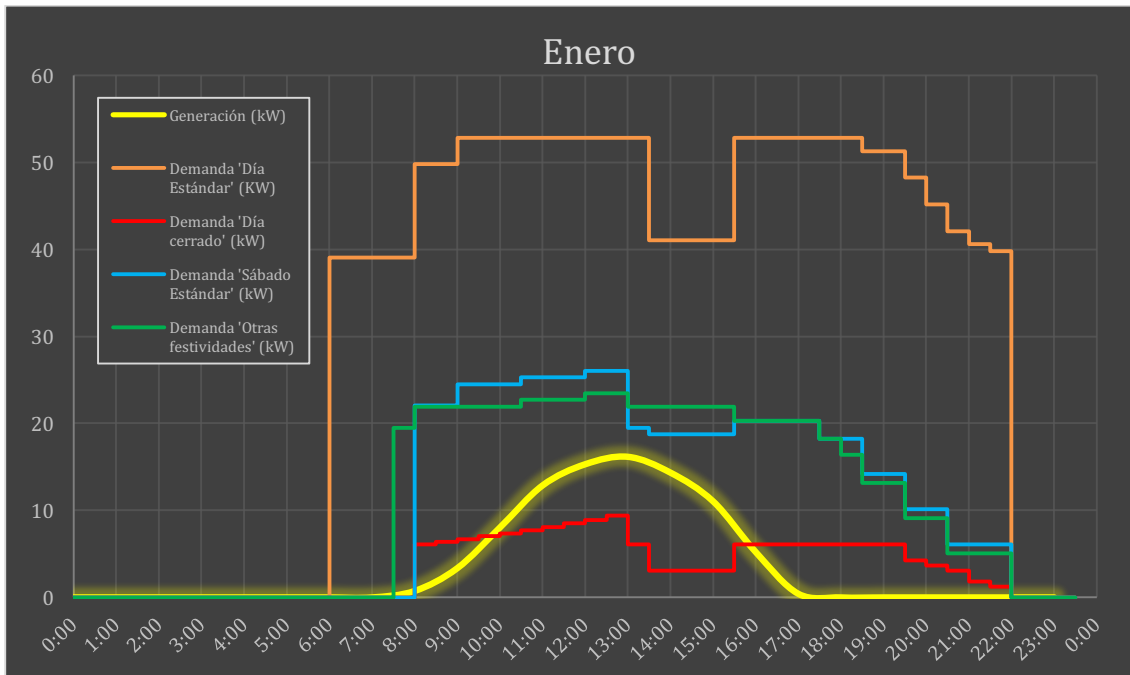
Por último, el año de referencia elegido para los cálculos ha sido el año 2019. Es decir, los tipos de día que se dan cada mes se han tomado del calendario de dicho año.

7.1. Curvas generación vs. consumo

Teniendo todo lo anterior en cuenta y la generación instantánea de la instalación fotovoltaica, se han construido 12 gráficas, una por cada mes correspondiente.

Mediante el análisis de dichas gráficas se ha podido averiguar si la demanda del sistema de iluminación y la generación de la instalación fotovoltaica son compatibles.

A modo de ejemplo, se muestra la gráfica correspondiente a enero y el resto se encuentran recogidas en el Anexo III del documento.



Gráfica 1 - Generación vs. consumo -Enero-

Las conclusiones extraídas de la comparación de las curvas horarias de generación y consumo han sido las siguientes:

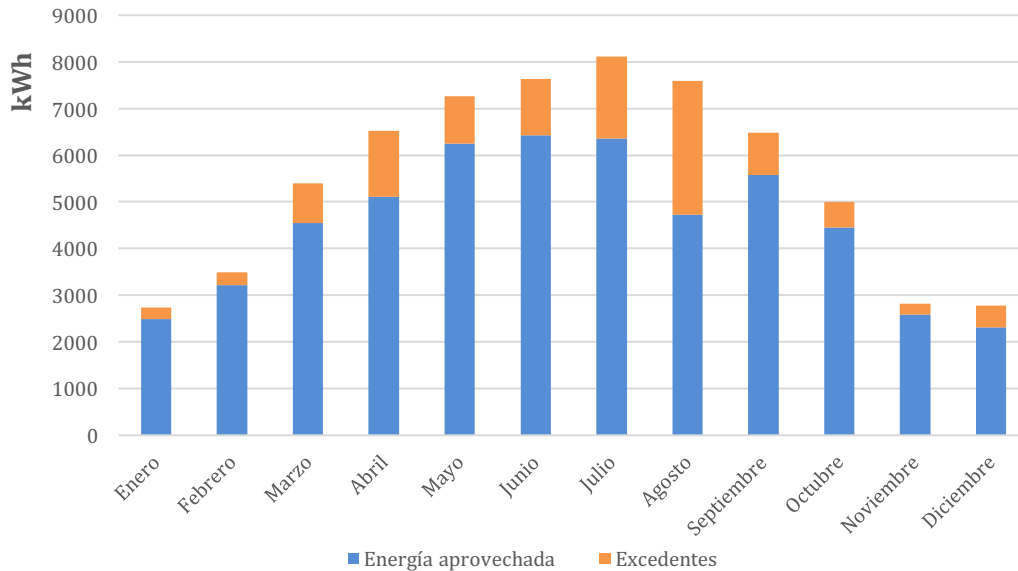
- En los “días estándar” nunca se producen excedentes con excepción de los días del mes de agosto. Esto se debe a que el aporte solar en agosto es de los más elevados del año y además coincide con una época del año en la que el consumo es menor de lo habitual.
- En los “días cerrado” se producen excedentes elevados en las horas centrales del día durante todo el año, causando un desaprovechamiento notable de energía si dicha energía no se vierte a la red.
- En el caso de los “sábados estándar”, se producen excedentes en las horas centrales del día excepto en los meses de enero, noviembre y diciembre. Sin embargo, estos excedentes no son muy elevados y podrían ser asumibles.
- En los días denominados “otras festividades”, los cuales representan las vacaciones de semana santa y navidades, se producen únicamente excedentes en el caso de semana santa. Esto se debe a que la navidad coincide con los meses del año con menor irradiación.

En definitiva, se observa que los excedentes se producen en los días del año en los cuales la actividad en la universidad es reducida y su valor no es despreciable prácticamente en ningún caso.

7.2. Energía aprovechada y excedentes

La energía aprovechada y los excedentes han sido calculados con carácter mensual de cara a conocer sus dimensiones dependiendo de la época del año y sacar conclusiones.

Los resultados se muestran en la siguiente gráfica:



Gráfica 2 - Energía aprovechada y excedentes

De los resultados podemos extraer las siguientes conclusiones:

- La energía aprovechada es mayor en los meses de mayor aporte solar. Sin embargo, la excepción es agosto y se debe a su enorme porcentaje de excedentes.
- La producción máxima se da en el mes de julio con un valor de 8.114,83 kWh y la mínima en enero con un valor de 2.731,09 kWh.
- La producción anual aproximada de la instalación fotovoltaica es de 65.809,71 kWh.
- En general, los excedentes aumentan progresivamente desde enero hasta agosto (valor máximo) y luego disminuyen progresivamente hasta final de año. Las excepciones que rompen esa tendencia son abril y diciembre, debido a una mayor presencia de festivos en dichos meses.
- Los excedentes no son exageradamente grandes (17,88% de la producción anual) y permiten realizar la modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación sin problemas. La razón para ello es que el ahorro por autoconsumir es mayor que vender la energía a la red, ya que nos compran la energía a precio del mercado y no al precio de la tarifa eléctrica en el caso de los excedentes.

8. MÉTODOLOGÍA Y CÁLCULOS

Todos los cálculos y gráficas han sido realizados mediante una hoja Excel. Dicha hoja ha sido diseñada para actualizarse automáticamente cuando se varían los datos de entrada que son modificables:

- Número de paneles y su potencia pico.
- Coeficientes de pérdidas de la instalación.
- Irradiancia solar incidente por horas para cada mes del año.
- Potencia nominal de las cargas conectadas a la instalación.
- Demanda horaria de las cargas para cada tipo de día.
- Precio del kWh eléctrico.

La utilidad de esta herramienta reside en que permite variar esos parámetros de entrada y ver cómo afectan a los resultados, obteniendo conclusiones con facilidad.

Para la realización de este apartado, se ha contado con la ayuda de la base teórica proporcionada por los apuntes de la asignatura “Generación Solar” del “Máster Universitario en Integración de las Energías Renovables en el Sistema Eléctrico” impartido en la UPV/EHU [8], [9].

8.1. Selección y disposición de los componentes

En este subapartado se detallan la selección y disposición de los distintos componentes que se adquieren o adaptan para realizar autoconsumo en la instalación.

8.1.1. Inversor de autoconsumo

A la hora de seleccionar el inversor, se ha buscado un inversor que permita realizar autoconsumo estando conectados a la red y que permita gestionar cuanta energía debe consumirse de la red o inyectarse según el caso.

De entre de los distintos fabricantes, Huawei destaca por su amplia gama de inversores que dispone para realizar autoconsumo conectado a la red, su número de conexiones MPPT (mayor eficiencia) y sus protecciones integradas para una mayor seguridad.

Además, disponen de otros equipos compatibles como los “smart power meters” y los “smart loggers” de la misma marca que son de gran utilidad. Estos permiten monitorizar los flujos de energía, la energía producida, el punto de funcionamiento de los módulos y otra serie de parámetros desde el propio móvil o el ordenador, además de controlar la cantidad

de energía que se está vertiendo a la red, y en caso de no desear hacerlo, permiten la inyección cero.

Dentro de la gama de inversores de Huawei, se han analizado aquellos cuya potencia es próxima a la potencia pico de la instalación (54 kWp) de cara a elegir el más adecuado.

Los inversores contemplados han sido los siguientes:

Tabla 8 - Comparación de inversores

Modelo	SUN2000-33KTL-A	SUN2000-36KTL	SUN2000-42KTL	SUN200-60KTL_M0
P_{in_MAX}	30.600 W	40.000 W	47.900 W	67.000 W
P_{out_MAX}	30.000 W	36.000 W	42.000 W	60.000 W
V_{max}	1.100 V	1.100 V	1.100 V	1.100 V
V_{min}	200 V	200 V	200 V	200 V
V_{out}	230 / 400 V	220 / 380 V	277 / 480 V	230/ 400 V
I_{max_MPPT}	22 A	22 A	22 A	22 A
I_{max_IN}	18 A	18 A	18 A	18 A
Nº MPPT	4	4	4	6
Nº Entradas	8	8	8	12
Eficiencia	98,4 %	98,6 %	98,6 %	98,7 %

Las diferencias principales se encuentran en las potencias de salida y entrada máximas y en la tensión de salida. El modelo 42KTL queda directamente descartado ya que la tensión de salida debe ser de 220 o 230 V, que es la que demandan las cargas y la tensión de la red.

Por otro lado, el modelo 33KTL queda descartado ya que sería necesario adquirir 2 inversores y se prefiere trabajar con uno por simplicidad de la instalación.

Entre los modelos 36KTL y 60 KTL, el problema reside en que el 36KTL se queda corto de potencia de entrada, desperdiciando algo de energía en caso de usarlo, y el 60KTL sobredimensiona la instalación, lo cual no es del todo recomendable.

Por todo ello, se ha contactado con el personal de Sumsol [7] y han recomendado el uso del modelo 60KTL, pero adaptándolo para su uso en una instalación de 54 kWp (se limita el inversor). Además, si se elige este modelo y en el futuro se decide comprar más paneles solares, habrá margen para no necesitar un nuevo inversor devolviendo a este sus capacidades nominales y utilizándolo con toda su capacidad.

8.1.2. Smart power meter

Este aparato es un sensor trifásico para instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red. Su función es medir los flujos de potencia hacia la red y viceversa y comunicárselo al inversor (ambos están comunicados por el puerto RS485 utilizando un cable de comunicaciones).

Se ha elegido el modelo Huawei DTSU666-H para trabajar junto al inversor escogido.

Con este aparato, el inversor Huawei puede mostrar, además de la producción solar, la demanda de la instalación y programar inyección cero si así se desea.

Además, permite controlar esos vertidos o monitorizar los flujos de potencia simplemente utilizando la aplicación "FusionHome" con el móvil tal como se puede observar en las siguientes capturas (las baterías no estarían en nuestro caso particular):

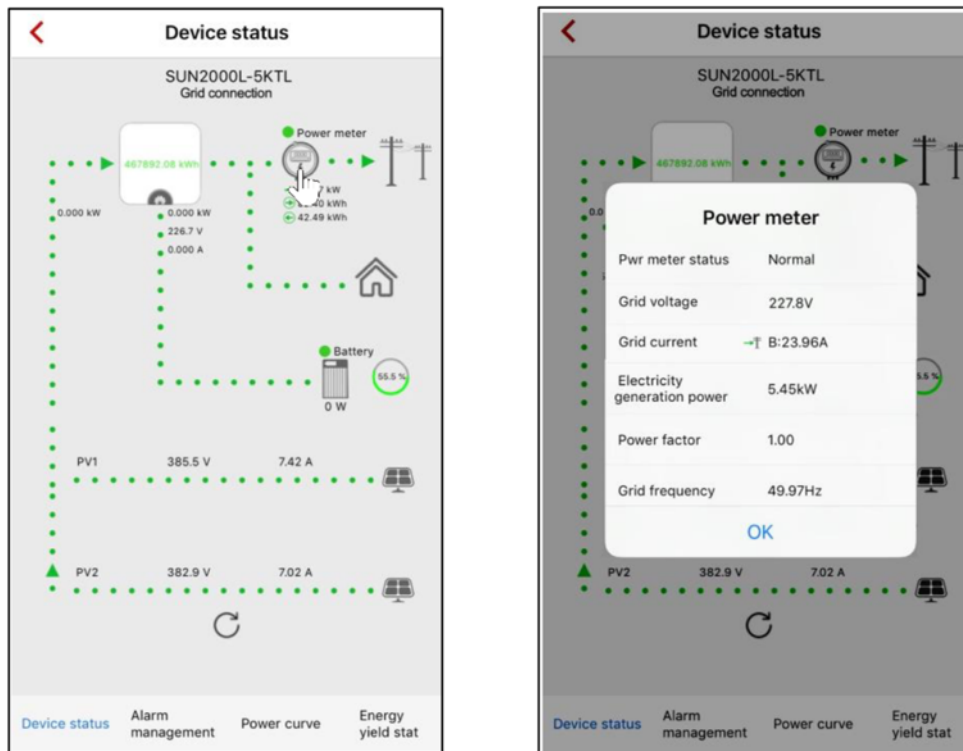


Ilustración 11 - Monitorización con "FusionHome App"

[Fuente: Huawei Solar, «SUN2000L-(2KTL-5KTL) Battery & Smart Power Sensor Quick Guide»]

Por último, cabe destacar que el dispositivo se coloca leyendo las tres fases que llegan de la red (dispone de tres transformadores de intensidad para ello) entre el ICP y el cuadro de distribución, tal como se muestra en la siguiente captura de su manual:

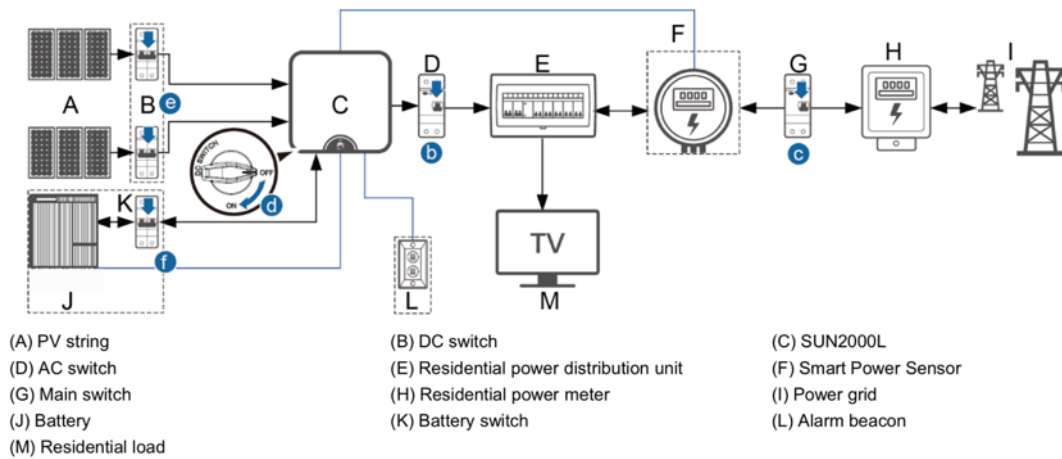


Ilustración 12 - Posicionamiento del "Smart power sensor"

[Fuente: Huawei Solar, «SUN2000L-(2KTL-5KTL) Battery & Smart Power Sensor Quick Guide»]

8.1.3. Smart logger

Se ha elegido el Huawei Smart logger para trabajar conjuntamente junto al inversor escogido de su misma marca.

Este dispositivo está conectado al inversor por el puerto RS485 de comunicaciones y se coloca próximo a este sin necesidad de ninguna conexión eléctrica.

Además de todas sus características mencionadas en el apartado "Descripción de la solución propuesta" de este documento, podemos destacar su gran sinergia con el software informático "Huawei NetEco", permitiendo un control total de lo que sucede en la instalación fotovoltaica.

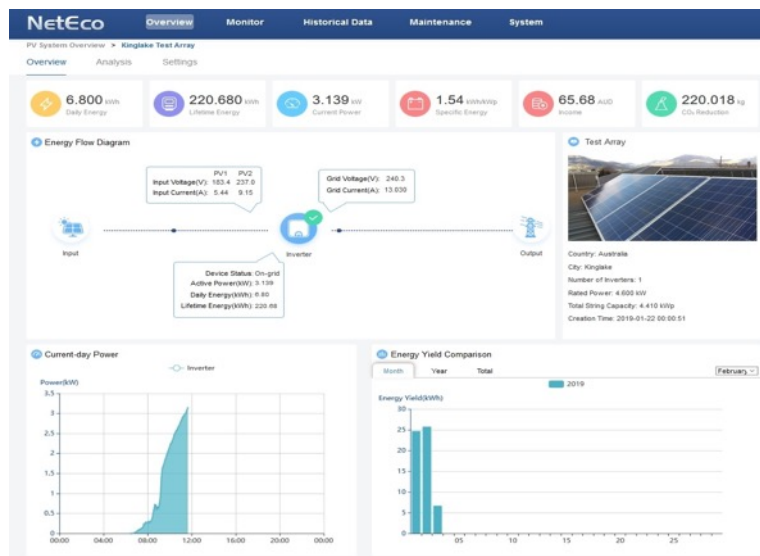


Ilustración 13 - Monitorización con "Huawei NetEco"

[Fuente: CleanEnergyReviews]

8.1.4. Módulos fotovoltaicos

Se ha decidido cambiar la conexión serie-paralelo de los módulos fotovoltaicos para adaptarse a las características del nuevo inversor.

La instalación cuenta con 270 módulos, 54 de ellos en el tejado del Edificio G y 216 en el tejado de edificio A. Se va a decidir la conexión de los módulos teniendo en cuenta los siguientes requisitos para los sistemas conectados a la red [9]:

- Cada rama serie debe tener en las condiciones más desfavorables (temperatura máxima) una tensión mayor a la mínima admitida por el inversor (200V).
- Cada rama serie debe tener en las condiciones más desfavorables (temperatura mínima) una tensión menor a la máxima admitida por el inversor (1100V).
- La potencia total de los paneles no supera la potencia máxima de entrada del inversor (67.000W). En este caso ya sabemos que no sucede.

La tensión de los módulos cuando la temperatura es máxima se calcula mediante la V_{MPP} de los paneles, que en nuestro caso nos la proporcionan en las especificaciones a 25°C, y el coeficiente de variación de V_{MPP} con la temperatura.

Las especificaciones a otra temperatura se obtienen mediante la siguiente expresión:

$$V_{MPP}(T_2) = V_{MPP}(T_1) + c_{fte} * (T_2 - T_1)$$

La temperatura máxima se obtiene mediante la temperatura histórica más alta del lugar y se le suman 30°C. En el caso de Bilbao, dicha temperatura son 43,8°C y sumando 30 son 73,8°C.

Por lo que:

$$V_{MPP}(73,8^\circ) = 28,6 + (-0,1267) * (73,8 - 25) = 22,42 \text{ V}$$

De tal manera que la cantidad mínima de módulos en serie viene dada por:

$$N_{serie_min} = 200 / 22,42 = 8,92 \rightarrow 9$$

Por otro lado, la tensión de los módulos cuando la temperatura es mínima se calcula mediante la V_{oc} de los paneles. La temperatura utilizada es directamente la mínima registrada en la zona y en Bilbao son -7,8°C.

Por lo que:

$$V_{oc}(-7,8^\circ C) = 36,2 + (-0,1267) * (-7,8 - 25) = 40,36 \text{ V}$$

De tal modo que el número máximo de paneles en serie viene dado por:

$$N_{serie_max} = 1100 / 40,36 = 27,25 \rightarrow 27$$

Por lo que cada rama serie debe tener entre 9 y 27 paneles y debemos organizarlos para conectarlos al inversor adecuadamente.

En cuanto a las ramas en paralelo, debemos tener en cuenta la corriente máxima de cortocircuito por MPPT y por entrada que admite el inversor, y para ello, utilizaremos el valor de la corriente de cortocircuito de los paneles I_{sc} . El inversor cuenta con 6 MPPT, y cada uno de ellos cuenta con 2 entradas, conformando un total de 12 entradas.

El número máximo de ramas en paralelo por MPPT y por entrada vienen dados por:

$$N_{max_paralelo_entrada} = 18 / 7,6 = 2,37 \rightarrow 2$$

$$N_{max_paralelo_MPPT} = 30 / 7,6 = 3,94 \rightarrow 3$$

Teniendo en cuenta los cálculos anteriores y que disponemos de 6 MPPTS, se opta por conectar los paneles cercanos entre sí a un mismo MPPT para que cuando pase una nube por esa zona el inversor los regule por separado. Además, se procura que cada MPPT se conecte al mismo número de módulos aproximadamente, tal como recomienda el fabricante.

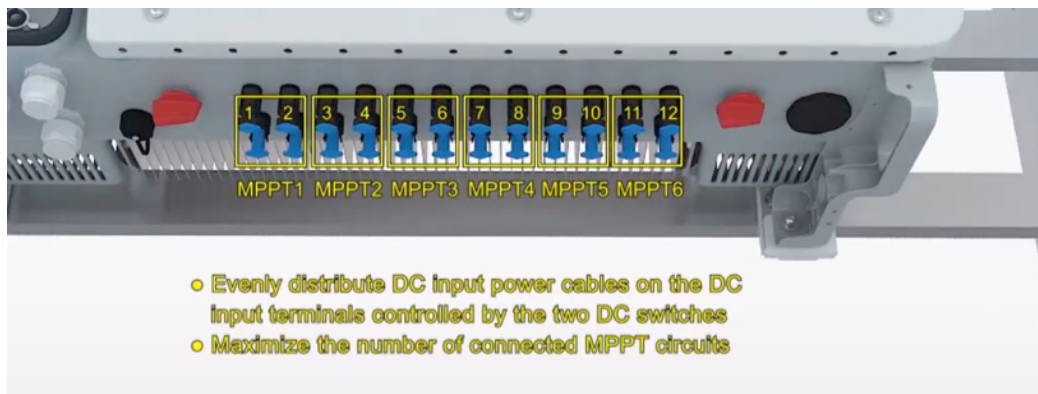


Ilustración 14 - Entradas y MPPTs del inversor

[Fuente: Huawei Solar]

La disposición final de los módulos elegida ha sido la siguiente:

- **Edificio G:** 2 ramas serie de 27 módulos, cada una conectada a una de las entradas del MPPT1. Tienen su propio MPPT independiente porque están en otro alero.
- **Edificio A:** 2 ramas serie de 22 módulos conectadas a cada entrada de los MPPT2, MPPT3 y MPPT4 (6 ramas de 22 módulos en total) y 2 ramas serie de 21 módulos conectadas a cada entrada de los MPPT5 y MPPT6 (4 ramas de 21 módulos en total).

Es decir, 2 ramas serie de 27 módulos, 6 ramas serie de 22 módulos y 4 ramas serie de 21 módulos.

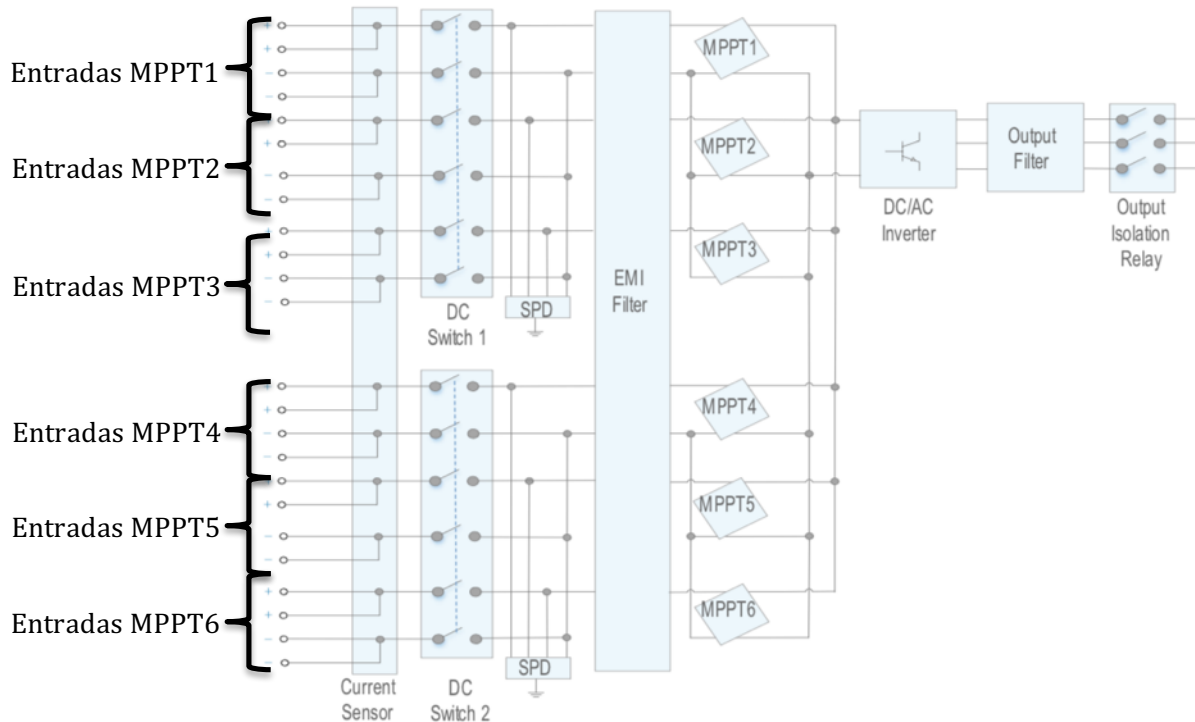


Ilustración 15 - Diagrama de circuitos del inversor

[Fuente: Huawei Solar]

8.1.5. Cableado

Dado que la conexión de los módulos va a ser cambiada, debe adquirirse nuevo cableado para conectarlos. Por otro lado, debe conectarse el inversor al cuadro de distribución de corriente alterna, y puesto que la intensidad que circula por ese cableado será diferente, debemos usar cables de distintas características.

A la hora de elegir la sección del conductor en BT hay dos criterios a seguir:

- Criterio térmico (intensidad máxima que soporta el conductor).
- Criterio de máxima caída de tensión admisible.

El cálculo de la sección de conductor necesaria según el criterio térmico se realiza calculando la intensidad máxima que circulará por el conductor y accediendo posteriormente a la tabla correspondiente a circuitos interiores del REBT.

El cálculo de la sección de conductor necesaria según el criterio de caída de tensión máxima admisible se realiza con la siguiente ecuación:

$$S_{\Delta V} (mm^2) = 2 * L * I / k * \Delta V$$

Siendo L la longitud del cable en m (sólo la ida), I la intensidad que circula por ellos (A), k la conductividad del conductor (56mm/Ω*mm² para el cobre), ΔV la caída de tensión entre sus extremos (V).

En ambos casos, la longitud de cable necesaria se calculará utilizando Google Earth y de manera aproximada.

a) Conexión módulos-inversor:

Por no complicarse en exceso, se va a utilizar el mismo cable para todas las conexiones entre módulos y al inversor, aunque las longitudes no sean las mismas.

En lo que al criterio térmico se refiere, se accede a la tabla correspondiente teniendo en cuenta que el cable es monofásico, directamente apoyado sobre la pared, aislado con PVC y que la intensidad máxima que circula son 7,6 A.

Se obtiene una sección por criterio térmico de 1,5 mm².

En lo que al criterio de caída de tensión se refiere, se hacen los cálculos con la rama más lejana al inversor que es la rama serie de 22 módulos situada en el extremo del Edificio A. En cuanto a la caída de tensión máxima admisible se toma un valor del 3% recomendado por el REBT.

Con todo ello, se obtiene una sección por criterio de caída de tensión de 1,88 mm².

Tabla 9 - Cálculo cableado módulos-inversor

Módulos-Inversor			
L	110 m	ΔV	19,44 V
I	7,6 A	S_{ΔV}	1,88 mm ²
k	56mm/Ω*mm ²	S_{criterio_térmico}	1,5 mm ²

Por lo que se elige una sección normalizada de 2,5mm² ya que no se fabrican cables de 1,88 mm² de sección.

b) Conexión inversor-cuadro:

En primer lugar, calculamos la intensidad que circulará por cada fase del cableado mediante la expresión de la potencia trifásica:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos\varphi} = \frac{54000}{\sqrt{3} * 400 * 0,9} = 86,60 A$$

En esta otra conexión, el cableado va desde el inversor hasta el cuadro de distribución, por lo cual su longitud aproximada es la altura del Edificio G. No obstante, se adquirirán unos 10 m extra para poder realizar las conexiones sin problemas.

En lo que al criterio térmico se refiere, la única diferencia respecto al caso anterior es que el cable debe ser multiconductor y el nuevo valor de la intensidad.

Se obtiene una sección por criterio térmico de 35 mm².

En lo que al criterio de caída de tensión se refiere, se utiliza la nueva longitud de cable, la nueva intensidad y de nuevo una caída de tensión máxima del 3%.

Se obtiene una sección por criterio de caída de tensión de 13,45 mm².

Tabla 10 - Cálculo cableado inversor-cuadro

Inversor-Cuadro de distribución			
L	30 m	ΔV	6,9 V
I	86,60 A	S_{ΔV}	13,45 mm ²
k	56mm/Ω*mm ²	S_{criterio_térmico}	35 mm ²

Por lo que el criterio térmico es el más restrictivo en este caso y la sección de cable elegida es 35 mm² (la misma que se recomienda en el tutorial de instalación del inversor).

8.2. Determinación de la energía solar disponible

Para este estudio, dado que estamos analizando una instalación fotovoltaica sin almacenamiento, es necesario obtener datos de la irradiación solar disponible de manera horaria. Es decir, no es suficiente con obtener la irradiación solar diaria para cada mes del año como en el diseño de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red para vender energía o instalaciones de autoconsumo aisladas con sistema de almacenamiento.

Con este objetivo, se ha realizado un estudio de la irradiación solar captada horariamente en cada mes del año para poder calcular la producción de energía de dicha instalación también de manera horaria. De este modo, podremos comparar la demanda y la producción de energía instantánea posteriormente.

Para poder determinar la energía solar disponible, debemos tener en cuenta una serie de factores que serán detallados a continuación, cada uno con sus cálculos correspondientes.

8.2.1. Localización, orientación e inclinación de los paneles

Para poder determinar la irradiación captada, es imprescindible conocer la localización de la instalación (coordenadas geográficas), la orientación y la inclinación de los paneles.

Se llama inclinación β al ángulo que forman los paneles con el plano horizontal y orientación α (también conocida como azimut) a la dirección hacia la que apunta la cara activa del panel. Ambos se pueden observar de manera gráfica en la siguiente ilustración:

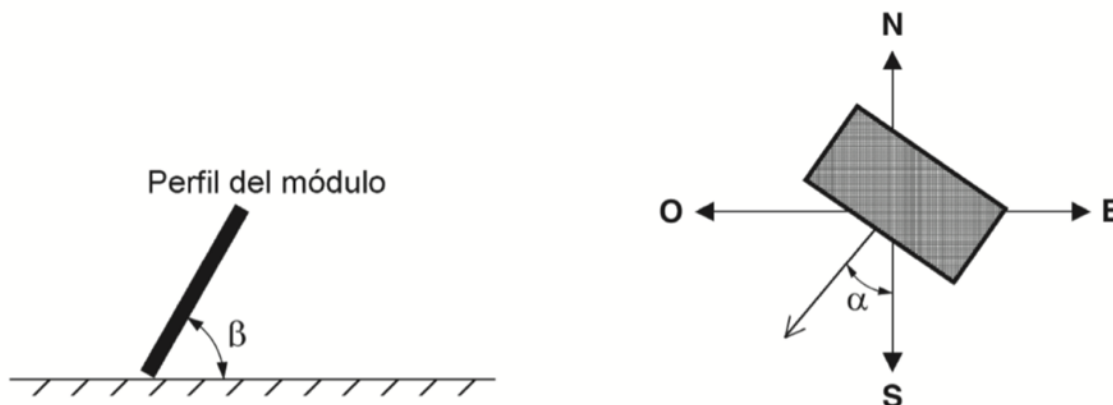


Ilustración 16 – Orientación e inclinación de los módulos

[Fuente: IDAE]

La orientación ideal a la que deben orientarse los módulos para poder captar la máxima irradiación solar es la siguiente:

- Orientación al sur en el hemisferio Norte.
- Orientación al norte en el hemisferio Sur.

Por supuesto que dicha orientación no es siempre posible debido al espacio disponible para situar la instalación y es lo que sucede en el caso concreto que se está estudiando.

Mediante una de las herramientas de Google Earth denominada “Regla”, que permite trazar líneas y obtener su dirección en grados, siendo el resultado 0° si la línea apunta al Norte y 180° si apunta al Sur, podemos obtener la orientación aproximada de los paneles de la instalación.

Dicho todo lo anterior, se procede a calcular la orientación de cada fracción de la instalación con el método previamente explicado:

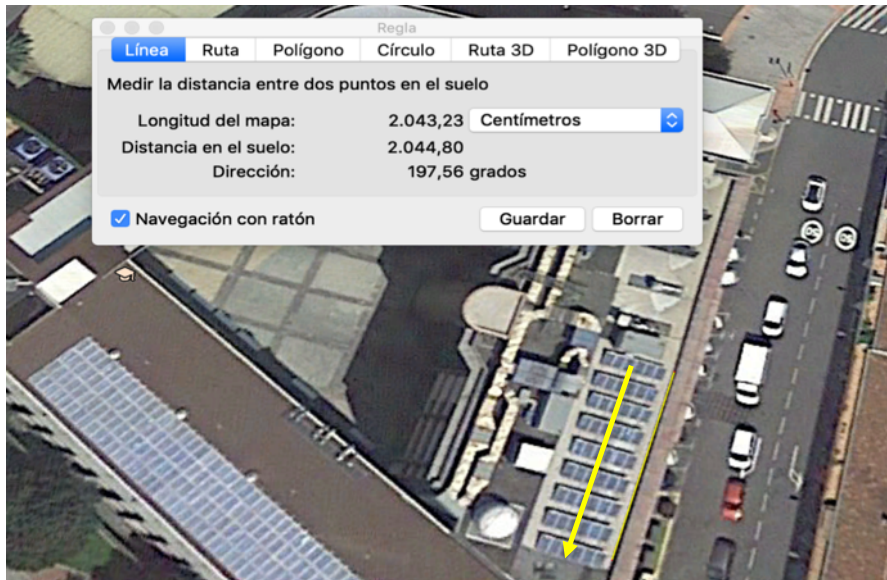


Ilustración 17 - Cálculo de la orientación en el Edificio G

[Fuente: Google Earth]

La regla indica aproximadamente 198° (línea amarilla a la derecha de los módulos), y como el Sur son 180° , la orientación aproximada de los módulos del Edificio G es de 18° respecto al Sur.



Ilustración 18 - Cálculo de la orientación en el Edificio A

[Fuente: Google Earth]

En este caso, la regla indica 222° , por lo que la orientación de los módulos del Edificio A es de 42° aproximadamente respecto al Sur.

En el caso de la inclinación, su valor ideal depende del uso que vayamos a dar a la instalación. Si el objetivo es consumir energía durante todo el año, se recomienda una inclinación en grados aproximadamente igual a:

$$\text{Inclinación óptima (}^\circ\text{)} = \text{Latitud (}^\circ\text{)} - 10^\circ$$

Por lo que, en el caso de Bilbao, al ser el valor de la latitud de 43° aproximadamente, toda inclinación cercana a los 30° es adecuada. En nuestro caso particular, para el cálculo de la inclinación de los paneles, se ha procedido a medirla “in situ” en el caso de los módulos del Edificio G y se ha supuesto una inclinación aproximada para los módulos del Edificio A utilizando una estimación de la inclinación de dicho alero.

La información recopilada sobre la orientación e inclinación de los módulos se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 11 - Orientación e inclinación

Edificio	Orientación	Inclinación
Edificio A	42°	30°
Edificio G	18°	33°

8.2.2. Acceso a bases de datos meteorológicos

Existen distintas bases de datos meteorológicos de las que podemos obtener la irradiación que incide sobre nuestra instalación. Algunas de ellas son las siguientes: Meteonorm, Satelight, NASA-SSE y PVGIS.

Lo que tienen todas estas herramientas en común es que permiten obtener una estimación de la irradiación en Europa (algunas en todo el mundo) basándose en promedios de datos meteorológicos que han recopilado durante años. Además de ello, es importante remarcar que los datos proporcionados son de carácter mensual y para obtener datos horarios es necesario realizar una generación sintética en base a toda esa información. Esta generación sintética se debe de realizar aparte utilizando un programa externo que lo permita como por ejemplo PVsyst. No obstante, algunas bases de datos como PVGIS proporcionan datos horarios directamente para lo que consideran un día estándar de cada mes del año.

En este caso en particular, al requerirse datos horarios, se ha optado por utilizar PVGIS ya que los proporciona directamente para un día estándar de cada mes. Por otro lado, también se han recopilado datos mensuales mediante Meteonorm y se ha realizado la generación sintética aparte utilizando PVsyst. De este modo, en lugar de un día estándar se pueden visualizar los 365 días del año, cada uno con irradiación diferente, y visualizar la diferencia entre los distintos días de un mes (soleados y nublados). Adicionalmente, se ha seleccionado un día de cada mes (de la generación sintética) cuya irradiación se aproxima lo máximo

posible al valor medio de dicho mes para poder compararlo con el día estándar proporcionado por PVGIS. De dicha comparación, se podrá obtener una idea de la veracidad de los datos recopilados y comparar Meteonorm y PVGIS.

a) PVGIS

El primer paso consiste en acceder a la página web de PVGIS [5]. Una vez se accede, se debe seleccionar la opción “interactive maps” situada en la barra lateral izquierda, accediendo así a la siguiente herramienta interactiva:

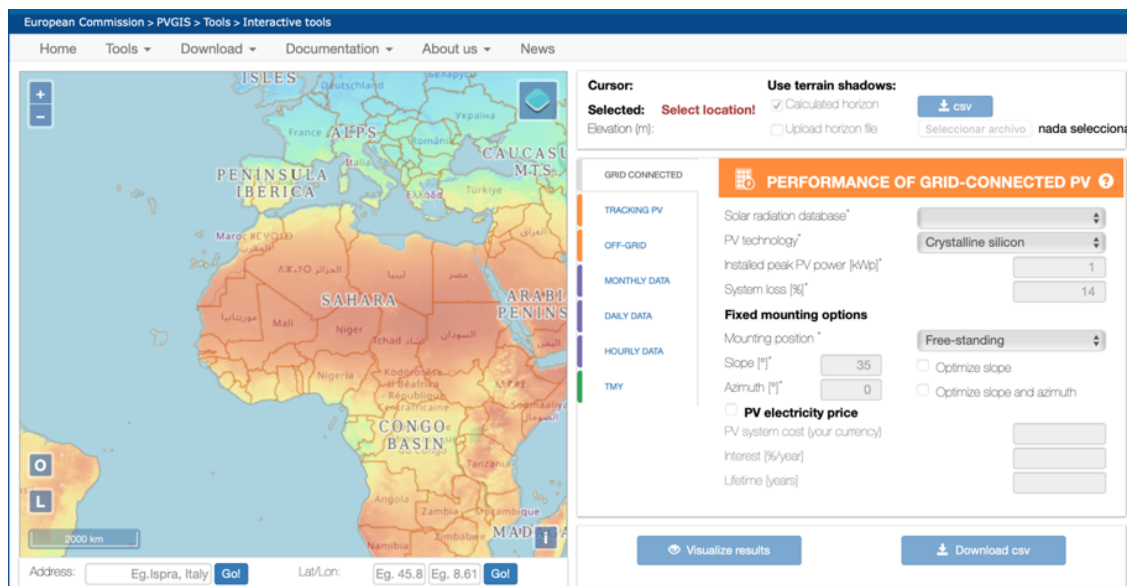


Ilustración 19 - Irradiación con PVGIS (1)

[Fuente: PVGIS]

El segundo paso consiste en seleccionar la opción “daily data”, seleccionar la localización de la instalación en el mapa interactivo, introducir la inclinación (“slope”) y orientación (“azimut”) de los módulos, seleccionar el mes elegido y marcar la casilla “irradiance” para poder visualizar los resultados.

Cabe destacar como además de la irradiación diaria por horas la herramienta permite obtener datos en periodos de minutos “hourly data”, mensualmente “monthly data” e incluso calcular la producción aproximada de la instalación con las opciones “grid connected”, “off-grid” y “tracking pv” (en el caso que el sistema disponga de seguimiento solar). Sin embargo, no se ha utilizado ninguna de estas opciones para los cálculos realizados.

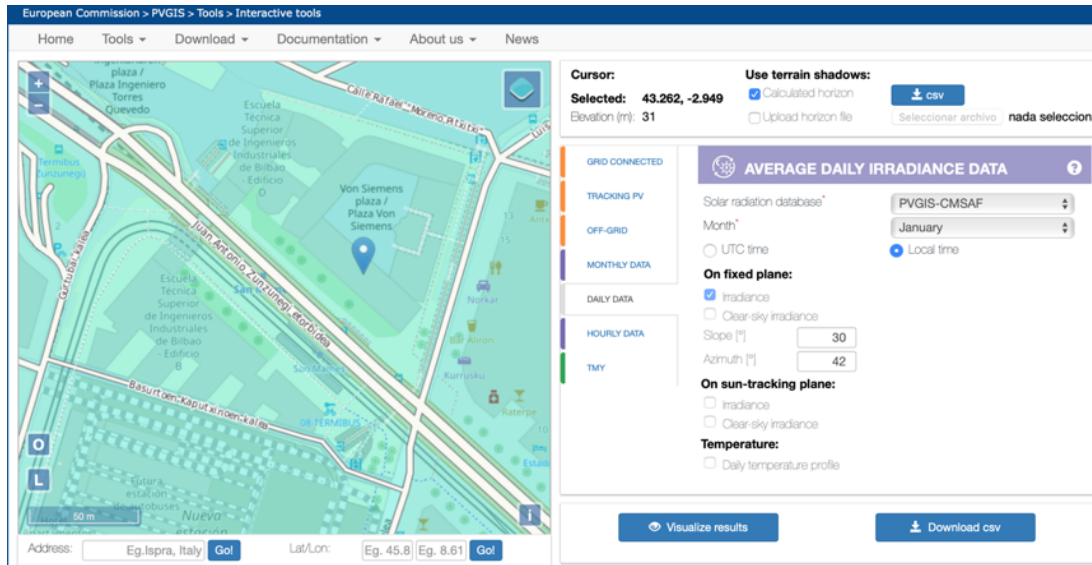


Ilustración 20 - Irradiación con PVGIS (2)

[Fuente: PVGIS]

Por último, se debe seleccionar “visualize results” para obtener la curva de irradiancia para un día estándar del mes seleccionado (enero en la siguiente ilustración).

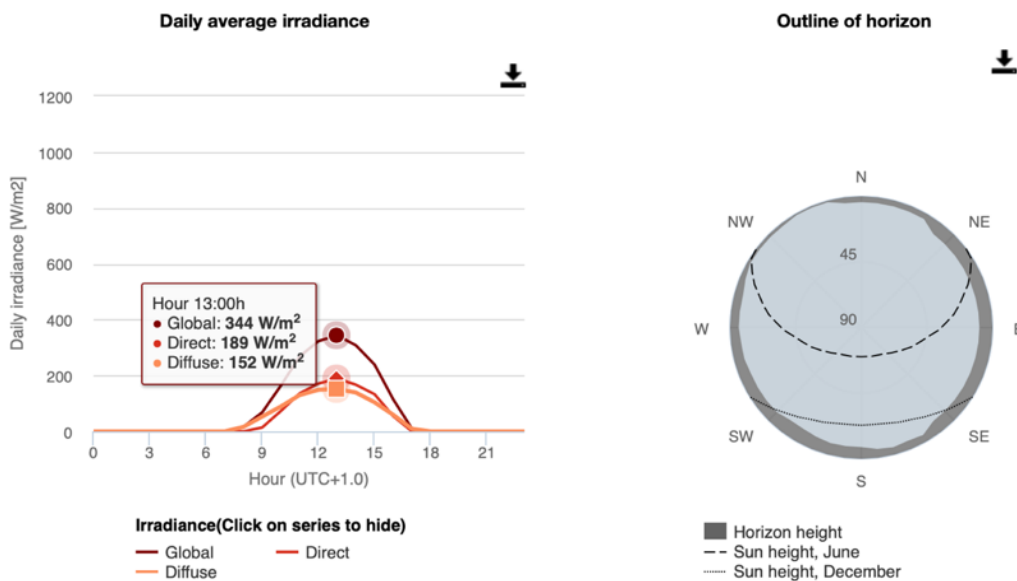


Ilustración 21 – Curva de irradiancia con PVGIS

[Fuente: PVGIS]

Para saber la irradiancia en cada hora del día, es posible desplazarse por la curva con el ratón. Hay que repetir este proceso para los 12 meses del año y las dos fracciones de módulos; es decir, 24 veces en total.

b) Generación sintética con PVsyst

En este caso, es necesario estar en posesión de una licencia de pago del programa PVsyst. El primer paso consiste en seleccionar “Sitios geográficos” en el menú principal:

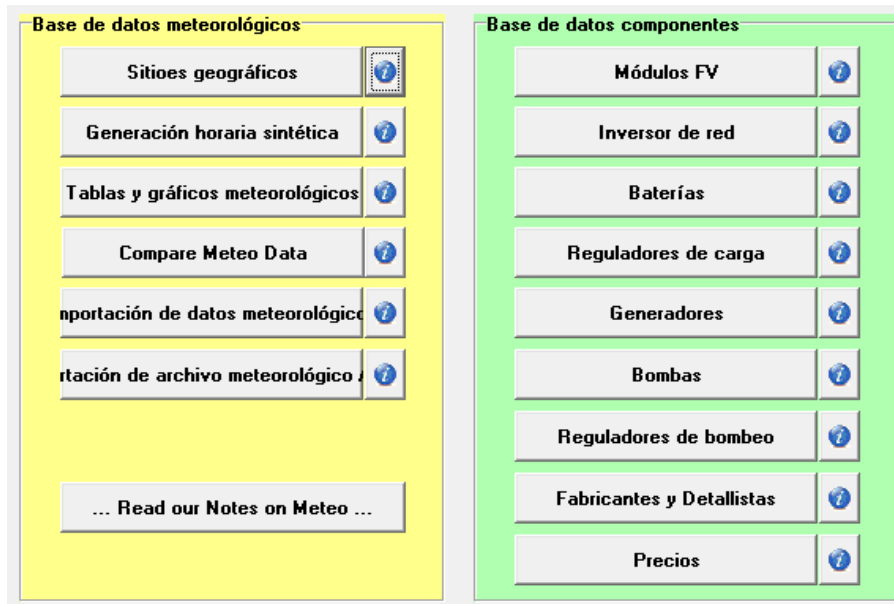


Ilustración 22 - Irradiación con PVsyst (1)

[Fuente: PVsyst]

El segundo paso consiste en introducir las coordenadas geográficas de la instalación y seleccionar Meteonorm para la importación de los datos.

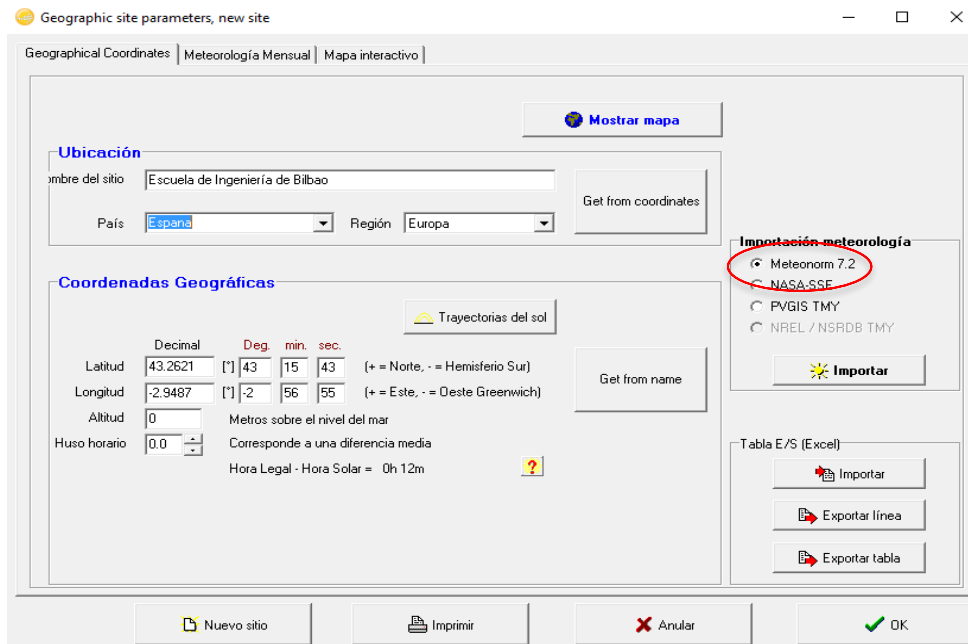


Ilustración 23 - Irradiación con PVsyst (2)

[Fuente: PVsyst]

Una vez guardado el lugar meteorológico, el programa pregunta automáticamente si se quieren crear datos sintéticos por horas para dicho sitio geográfico y debe seleccionarse que sí (“Save”).

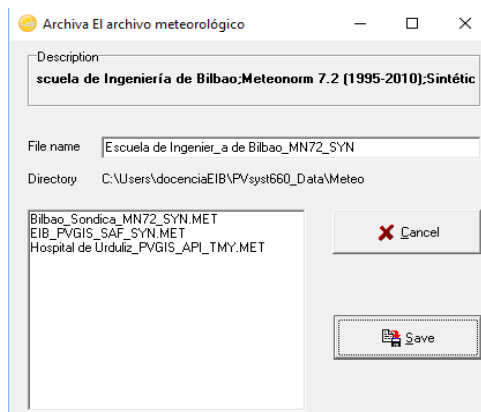


Ilustración 24 - Irradiación con PVsyst (3)
[Fuente: PVsyst]

Una vez hecho esto, el archivo meteorológico con datos horarios generados sintéticamente para la localización de la EIB ha sido generado con el nombre “Escuela de Ingeniería de Bilbao_MN72_SYN”.

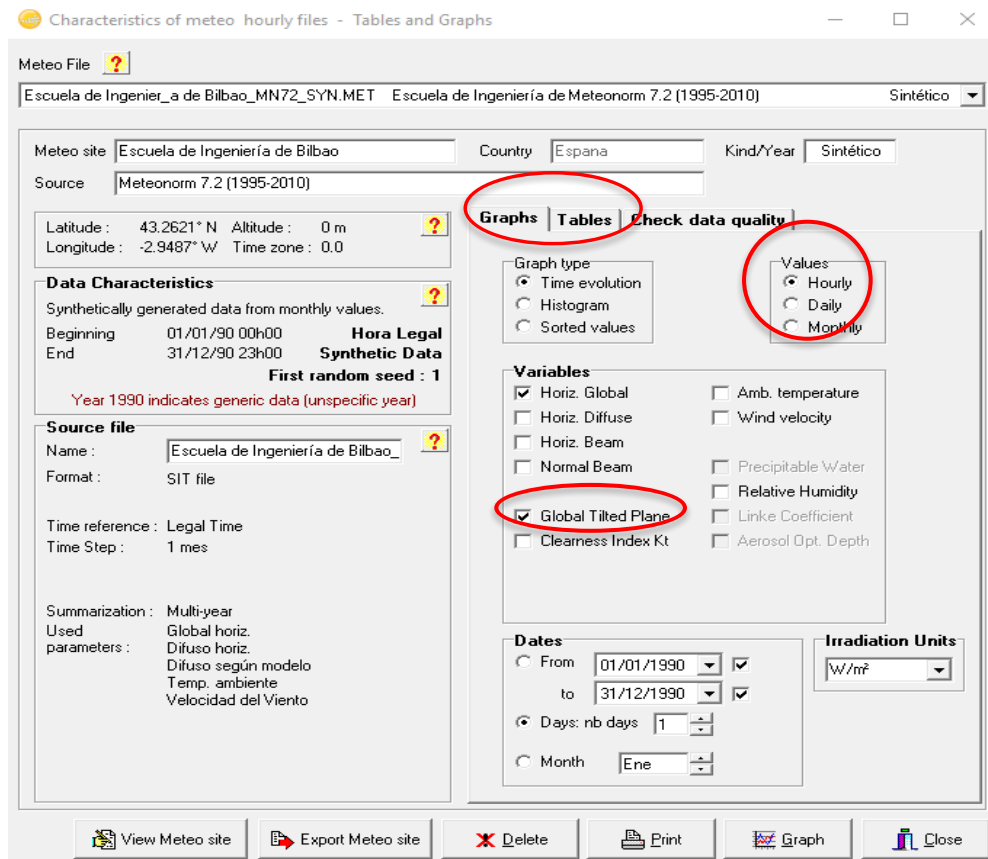


Ilustración 25 - Irradiación con PVsyst (4)

[Fuente: PVsyst]

Este menú permite hacer multitud de cosas. Entre las más interesantes se encuentran generar tablas y gráficas con la irradiación en valores tanto horarios como mensuales o diarios. La orientación e inclinación de los paneles se introduce una vez se ha seleccionado la opción “Global Tilted Plane” mediante la pestaña “Plane orientation” que aparece de manera automática:

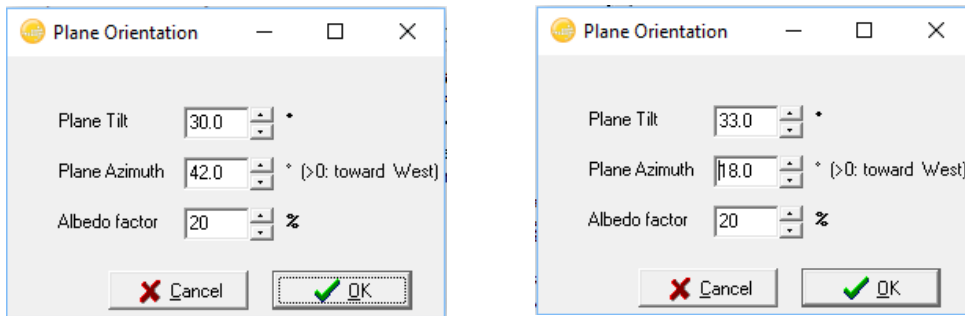


Ilustración 26 – Orientación e inclinación con PVsyst

[Fuente: PVsyst]

Una vez introducida la orientación e inclinación de los módulos, se pueden visualizar las gráficas de irradiancia para cada día de la generación sintética seleccionando la opción “Graphs” o sus valores tabulados seleccionando la opción “Tables”.

Dicho todo lo anterior, vamos a ver dos días del mes de enero de la generación sintética para comprobar como son diferentes:

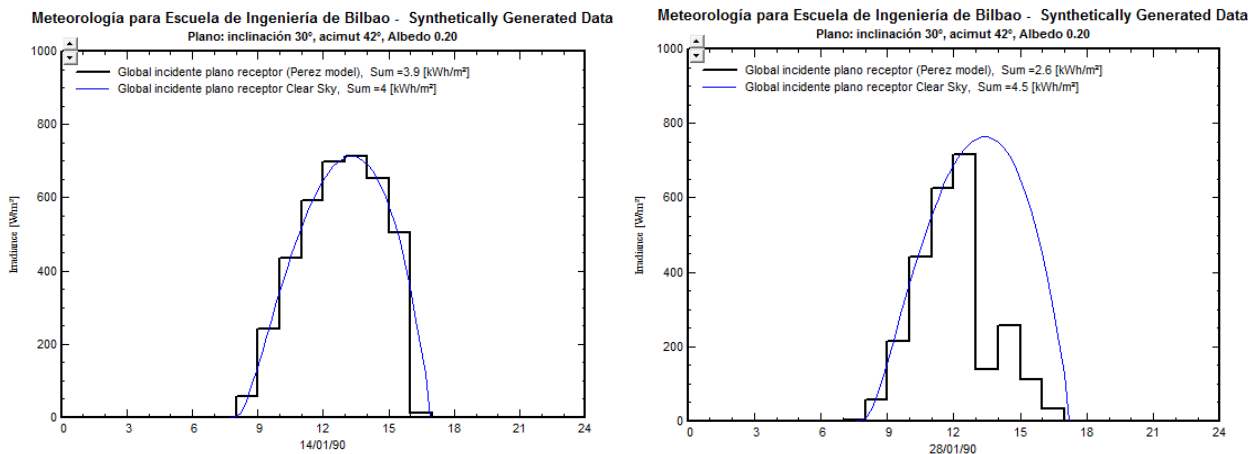


Ilustración 27 - Irradiancia con generación sintética

[Fuente: PVsyst]

El día 14 de enero se trata claramente de un día soleado ya que su irradiancia coincide con la irradiancia de un día despejado de dicho mes (“Clear sky”). Por el contrario, el día 28 de enero es soleado por la mañana hasta que a las 13:00 el día se nubla y la irradiancia baja notablemente. Todos los días del año generados sintéticamente son distintos.

Por otro lado, la irradiación media para cada mes del año proporcionada por Meteonorm ha resultado ser la siguiente:

Meteorología para Escuela de Ingeniería de Bilbao - Synthetically Generated Data

Plano: inclinación 33°, acimut 18°, Albedo 0.20

Principio intervalo	GlobHor kWh/m ² .mes	GlobInc (Perez model) kWh/m ² .mes
Enero	41.7	65.9
Febrero	59.2	83.2
Marzo	102.5	123.9
Abril	127.4	138.3
Mayo	156.6	153.4
Junio	163.5	153.9
Julio	165.7	158.6
Agosto	145.3	151.2
Septiembre	113.4	130.6
Octubre	79.6	103.3
Noviembre	45.6	64.4
Diciembre	35.3	54.4
Año	1235.6	1381.1

Ilustración 28 - Irradiación mensual en el Edificio G (datos de Meteonorm)

[Fuente: PVsyst]

Meteorología para Escuela de Ingeniería de Bilbao - Synthetically Generated Data

Plano: inclinación 30°, acimut 42°, Albedo 0.20

Principio intervalo	GlobHor kWh/m ² .mes	GlobInc (Perez model) kWh/m ² .mes
Enero	41.7	58.6
Febrero	59.2	76.5
Marzo	102.5	116.2
Abril	127.4	135.3
Mayo	156.6	153.2
Junio	163.5	154.7
Julio	165.7	159.3
Agosto	145.3	150.6
Septiembre	113.4	125.2
Octubre	79.6	96.3
Noviembre	45.6	59.0
Diciembre	35.3	48.9
Año	1235.6	1333.7

Ilustración 29 - Irradiación mensual en el Edificio A (datos de Meteonorm)

[Fuente: PVsyst]

Solo nos interesa la columna de la derecha ya que la de la izquierda hace referencia a la irradiación sobre plano horizontal y los paneles están inclinados.

Para obtener la irradiación media diaria en kW/m²*día, se debe dividir el valor de la tabla anterior entre el número de días que tiene un mes.

c) Comparación

Para comparar los datos obtenidos de PVGIS con los datos de Meteonorm, sumamos la irradiación de todas las franjas horarias del día (de PVGIS) para obtener la irradiación del día completo. Una vez realizado dicho cálculo, podemos elaborar la siguiente tabla y realizar la comparación:

Tabla 12 - Comparación de datos meteorológicos

kWh/m ² *día	Edificio G			Edificio A		
	Meteonorm	PVGIS	Diferencia	Meteonorm	PVGIS	Diferencia
Enero	2,13	2,059	-3,45%	1,89	1,853	-2,00%
Febrero	2,97	2,872	-3,41%	2,73	2,634	-3,64%
Marzo	4,00	3,929	-1,81%	3,75	3,694	-1,52%
Abril	4,61	4,771	3,37%	4,51	4,649	2,99%
Mayo	4,95	5,047	1,92%	4,94	5,04	1,98%
Junio	5,13	5,413	5,23%	5,16	5,487	5,96%
Julio	5,12	5,569	8,06%	5,14	5,643	8,91%
Agosto	4,88	5,343	8,67%	4,86	5,25	7,43%
Septiembre	4,35	4,817	9,69%	4,17	4,601	9,37%
Octubre	3,33	3,701	10,02%	3,11	3,403	8,61%
Noviembre	2,15	2,18	1,38%	1,97	1,973	0,15%
Diciembre	1,75	2,113	17,18%	1,58	1,876	15,78%
TOTAL	45,37	47,814	5,11%	43,81	46,103	4,97%

Las conclusiones del estudio meteorológico teniendo en cuenta estos datos han sido las siguientes:

- Meteonorm es más conservador que PVGIS (la irradiación total es aproximadamente un 5% menor).
- Los resultados son coherentes ya que un 5% de diferencia es bajo y además es la misma para ambos edificios.
- La mayor diferencia se da en el mes de diciembre (15%-17%) pero no es alarmante ya que tampoco es muy elevada y es el mes con menos aporte solar.
- A pesar de que los datos de Meteonorm sean más conservadores, se van a utilizar los datos de PVGIS, ya que nos proporcionan directamente la irradiación por horas para un día estándar, y con la generación sintética de los datos de Meteonorm tendríamos que elegir un día concreto de cada mes, que puede ser no del todo representativo.

8.3. Energía generada

Una vez conocida la irradiancia que incide sobre los módulos, podemos proceder al cálculo de la energía que estos producen.

Para calcular la energía generada por un panel, debemos fijarnos en la potencia pico del panel P_p . El significado de dicha especificación es el siguiente: existen unas condiciones denominadas estándar STC (irradiancia solar de 1000 W/m^2 a 25°C y con un espectro solar AM1,5), bajo las cuales el panel proporciona dicha potencia.

Por lo tanto, si el panel está produciendo “t” horas bajo esas condiciones la energía que genera viene dada por:

$$E_{panel}(Wh) = P_{pico}(W) * t (h)$$

Sin embargo, la irradiancia durante el día no es constante, sino que se trata de una curva. Por lo tanto, existe el concepto denominado “Horas de Pico Solar (HPS)” el cual hace referencia al número de horas equivalentes con una irradiancia constante de 1000 W/m^2 que hay en un día.

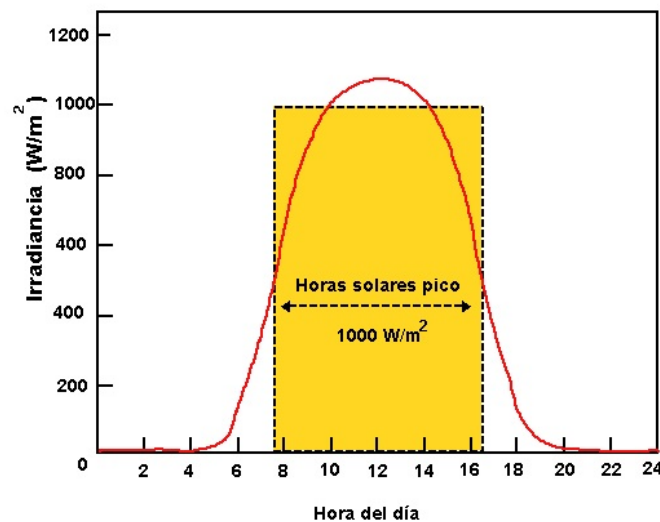


Ilustración 30 - Concepto de HPS

[Fuente: Calculationsolar Blog]

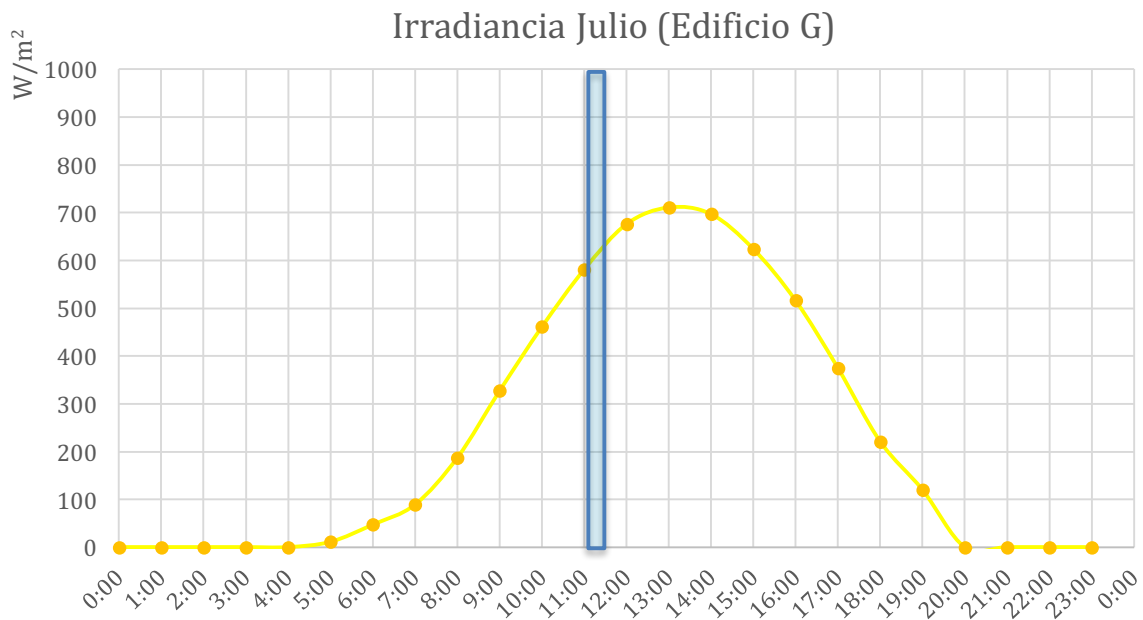
De tal modo que las áreas de la curva y el rectángulo coinciden y se simplifica el cálculo de la energía producida por los paneles. Por lo que una HPS equivale a la irradiación que se da para una irradiancia constante de 1000 W/m^2 durante una hora.

Teniendo todo ello en cuenta, la energía diaria generada por el panel puede calcularse como:

$$E_{panel} (Wh/día) = HPS (h/día) * P_{pico}(W) * Rdt_{o_{panel}}$$

El rendimiento del panel hace referencia a las imprecisiones en su orientación e inclinación, la suciedad, el envejecimiento del panel ... Un valor recomendado para los cálculos es 90% y es el que se va a suponer en este estudio.

Dicho todo lo anterior, este estudio no busca la energía diaria generada sino la energía generada por horas. Por ello, en vez de la HPS diarias necesitamos calcular las HPS equivalentes que hay cada hora. Por los datos obtenidos mediante PVGIS, conocemos valores discretos de la irradiancia en las distintas horas del día tal como se puede apreciar en la siguiente gráfica a modo de ejemplo:



Gráfica 3 - HPS por hora -Julio-

El rectángulo azul representa exactamente la misma área que hay bajo la curva entre las 11:00-12:00 pero con una irradiancia constante de 1000 W/m², por lo que representa las HPS en esa franja horaria. Por lo tanto, para calcular la energía generada por la instalación en el intervalo 11:00-12:00 se procede de la siguiente manera:

$$HPS(h) = \frac{\text{Área (11:00 - 12:00)}}{1000}$$

$$E_{panel}(Wh) = HPS(h) * P_p(W) * Rdt_{o_{panel}}$$

No obstante, de cara a poder dibujar las curvas de generación para cada mes del año, es suficiente con obtener valores discretos de la energía generada por unidad de tiempo (potencia) en los instantes cuya irradiancia es conocida (un punto por cada hora del día).

Dicho cálculo puede realizarse de la siguiente manera:

$$\text{Generación} \left(\frac{Wh}{h} \right) = P_{\text{pico}}(W) * HPS \left(\frac{h}{h} \right) * Rdt_{\text{panel}} = W$$

Donde las HPS (h/h) vienen dadas por la irradiancia en ese instante discreto y su significado es el siguiente: número de HPS si se mantuviese esa misma irradiancia durante una hora.

Por lo que se calculan como:

$$HPS \left(\frac{h}{h} \right) = \frac{\text{Irradiancia} \left(\frac{W}{m^2} \right)}{1000}$$

De tal modo que el panel produciría esa cantidad de energía (Wh) si estuviese una hora funcionando bajo esa irradiancia, hecho que no sucede ya que la irradiancia cambia constantemente durante el día.

Por otro lado, se debe tener en cuenta que la instalación tiene pérdidas adicionales que disminuyen la energía que alimenta al sistema de iluminación. Al tratarse de una instalación sin baterías, dichas pérdidas son las siguientes:

- Pérdidas en el inversor (k_c): El inversor es el elemento que se encarga de convertir la corriente continua que producen los paneles en la corriente alterna que necesitan las cargas. Se han considerado unas pérdidas del 1,3% ya que el rendimiento del inversor elegido es 98,7% según su hoja de especificaciones.
- Pérdidas en el cableado (k_v): Se han considerado unas pérdidas del 3% siguiendo la recomendación del REBT en lo que a caídas de tensión se refiere.

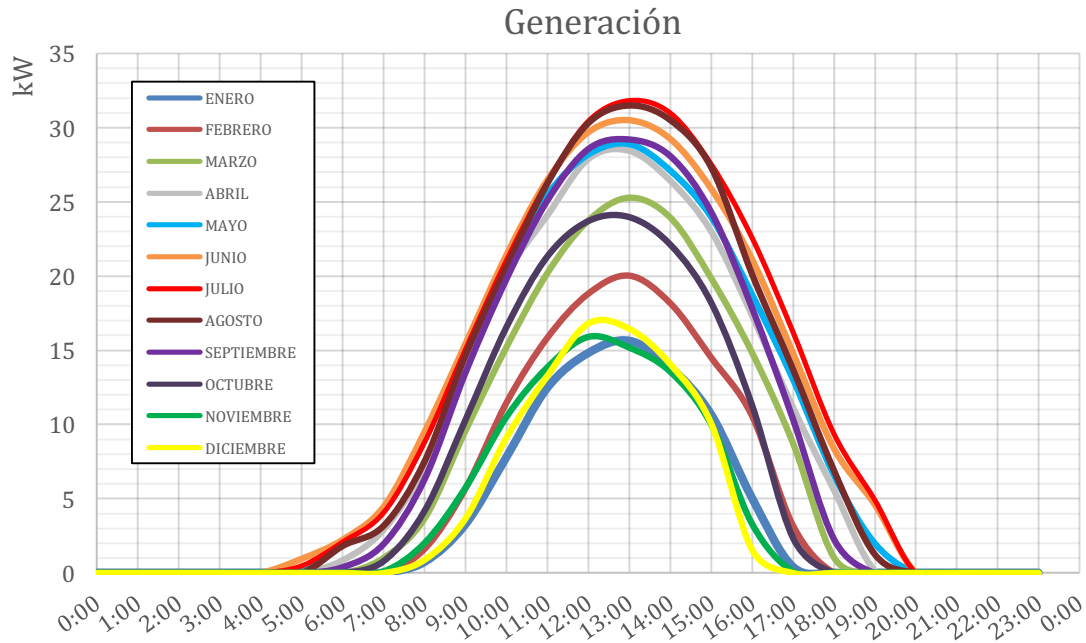
Teniendo dichas pérdidas en cuenta, la generación total de la instalación viene dada por:

$$\text{Generación} (W) = [N_A * HPS_A \left(\frac{h}{h} \right) + N_G * HPS_G \left(\frac{h}{h} \right)] * P_p(W) * Rdt_{\text{panel}} * (1 - k_c - k_v)$$

Donde:

- **N_A** : número de paneles en el tejado del Edificio A
- **N_G** : número de paneles en el tejado del Edificio G
- **HPS_A** : horas pico solar instantáneas para el Edificio A (irradiancia)
- **HPS_G** : horas pico solar instantáneas para el Edificio G (irradiancia)

Por último, se ha obtenido la gráfica que muestra la generación de la instalación fotovoltaica a lo largo del día para los distintos meses del año:



Gráfica 4 - Generación instantánea

Tal como era de esperar, los meses veraniegos son los más provechosos para el aprovechamiento solar y los meses invernales en los que menos se produce. Además, las horas del día en las que la instalación nos proporciona más energía son las horas centrales del día, lo cual es provechoso porque al no contar con almacenamiento debemos consumir lo que producimos en cada momento del día y la iluminación de la universidad está encendida durante esa franja horaria.

Dado que el eje vertical representa la generación en kW y el eje horizontal representa las horas del día, el área bajo la curva entre dos instantes representa la energía generada por la instalación en kWh en ese periodo.

$$\text{Energía generada (kWh)} = \text{Generación(kW)} * t(h) = \text{Área}$$

El cálculo de estas áreas bajo la curva es imprescindible tanto para el estudio energético como para el estudio económico que se ha realizado. Al no conocerse las ecuaciones de las curvas, dichas áreas no pueden calcularse integrando, y aunque se podrían haber obtenido unos polinomios por interpolación y realizar las integrales correspondientes, se ha optado por calcular dichas áreas por el método de los trapecios. Este método proporciona una precisión suficiente y simplifica notablemente los cálculos.

El algoritmo empleado ha sido el siguiente:

$$\text{Energía generada (kWh)} = \frac{\text{Generación}_t \text{ (kW)} + \text{Generación}_{t+1h} \text{ (kW)}}{2} * 1h$$

De este modo se ha obtenido la energía generada en cada franja horaria del día para todos los meses del año y se ha tabulado en el Excel.

8.4. Demanda del sistema de iluminación

Puesto que no se ha podido disponer de contadores inteligentes que proporcionen la curva de demanda del sistema de iluminación de manera exacta, se ha procedido a calcular la demanda horaria del Edificio I de manera aproximada y bajo una serie de hipótesis.

En primer lugar, se ha realizado un conteo de los equipos que componen el sistema de iluminación del piso 0 del Edificio I. A continuación, el resto de pisos se han supuesto iguales por simplicidad de cálculos. En este estudio se han considerado únicamente los pisos del 0 al 3 de dicho edificio, los cuales no son idénticos, pero tienen características bastante similares.

La información recopilada ha sido la siguiente (datos del piso 0):

Tabla 13 - Equipos del sistema de iluminación (Piso 0)

Edificio	Ubicación	Elemento	Unidades	Potencia unitaria (W)	Potencia total (KW)
A	Escaleras	Fluorescente	8	30	0,24
A	Hall	Fluorescente	32	18	0,576
A	Pasillo	Fluorescente	25	18	0,45
A	P0A8A	Fluorescente	14	18	0,252
A	P0A6A	Fluorescente	18	18	0,324
A	Aula espacio	Fluorescente	15	18	0,27
A	P0A3A	Fluorescente	14	18	0,252
A	Baños	Foco doble de bajo consumo	6	40	0,24
A	P0A9A	Fluorescente	18	18	0,324
A	P0A1	Foco doble de bajo consumo	26	40	1,04
G	Pasillo	Foco doble de bajo consumo	26	40	1,04
G	Pasillo	Fluorescente	52	18	0,936
G	Sala de estudio 1	Fluorescente	75	18	1,35
G	Sala de estudio 2	Fluorescente	60	18	1,08
G	Escaleras	Foco doble de bajo consumo	9	40	0,36
G	Baños	Fluorescente	18	18	0,324
G	P0G8S	Fluorescente	9	18	0,162

G	P0G3S	Fluorescente	12	18	0,216
C	Pasillo	Fluorescente	18	18	0,324
C	P0C1	Focos simples	3	18	0,054
C	P0C2	Fluorescente	4	18	0,072
C	P0C3	Fluorescente	16	18	0,288
C	P0C4	Fluorescente	4	18	0,072
C	P0C5	Fluorescente	12	18	0,216
C	P0C6	Fluorescente	8	18	0,144
C	P0C7	Fluorescente	12	18	0,216
C	P0C8	Fluorescente	6	18	0,108
C	P0C9	Fluorescente	4	18	0,072
C	P0C10	Fluorescente	6	18	0,108
C	P0C11	Fluorescente	12	18	0,216
C	P0C13L	Fluorescente	16	18	0,288
C	P0C14	Fluorescente	8	18	0,144
C	P0C15	Fluorescente	8	18	0,144
C	P0C16	Fluorescente	8	18	0,144
C	P0C17	Fluorescente	8	18	0,144
C	P0C18	Fluorescente	8	18	0,144
C	Dirección	Fluorescente	6	18	0,108
C	P0C20L	Fluorescente	18	18	0,324
C	P0C21L	Fluorescente	12	18	0,216
C	P0C22L	Fluorescente	18	18	0,324
C	P0C23L	Fluorescente	16	18	0,288

En segundo lugar, se han diseñado 4 tipos de día distintos según la actividad que se da en el Edificio I de la EIB:

Tabla 14 - Definición de los tipos de día

Tipo de día	Definición
Día estándar	Días de lunes a viernes convencionales. Existen ligeras variaciones según el mes del año.
Día cerrado	Días en los que el Edificio I permanece cerrado a los estudiantes y solo el personal autorizado de la EIB puede acceder con el permiso correspondiente.
Sábado estándar	Sábados durante el curso en los que el Edificio I está abierto por las mañanas para que los alumnos puedan estudiar en las aulas de estudio y también hay alguna clase de Máster.

Otras festividades	<p>Días de las vacaciones de navidad o semana santa en los que el Edificio I abre sus puertas con un horario especial para que los alumnos puedan estudiar en las aulas de estudio.</p> <p>Son comunicados al alumnado mediante un correo electrónico.</p>
--------------------	--

Las curvas de consumo para cada tipo de día se han diseñado siguiendo las siguientes premisas: los datos obtenidos de los horarios de la universidad, información del personal de la conserjería y una serie de hipótesis:

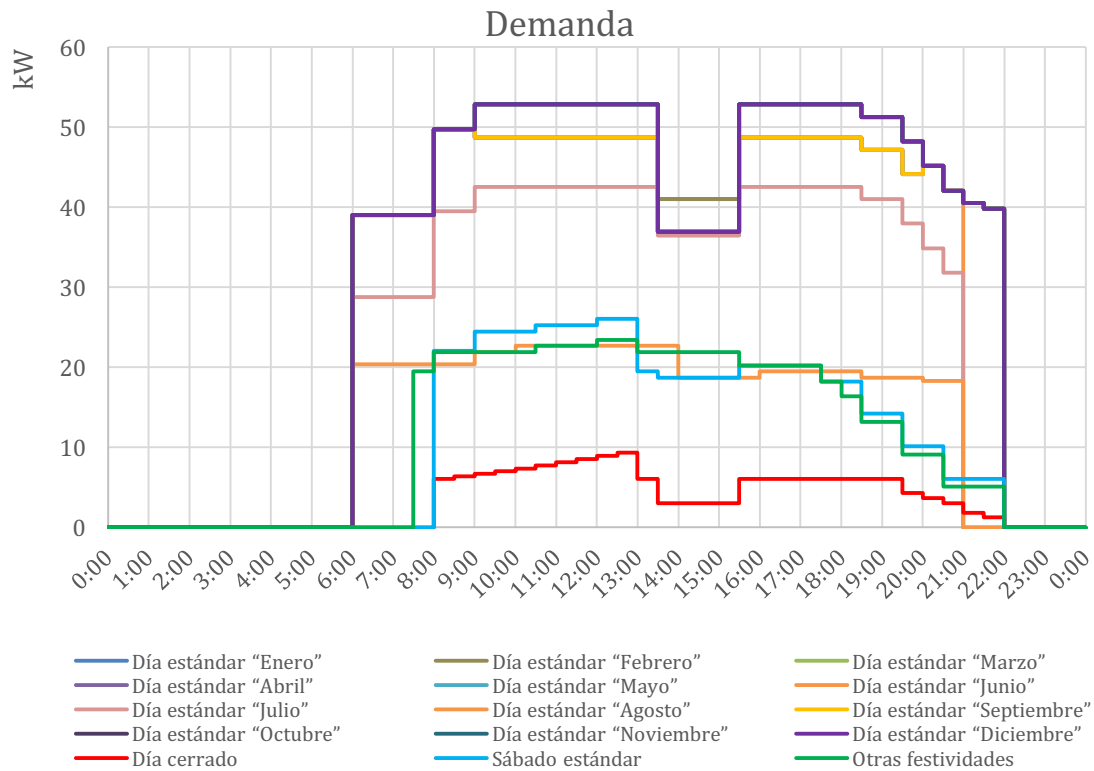
Tabla 15 - Demanda horaria –consideraciones-

Tipo de día	Consideraciones
Día estándar	<ul style="list-style-type: none"> • A las 6:00 llega el personal de la limpieza y enciende todo menos los despachos para limpiar. • A las 8:00 el 70% de profesores ha llegado y encienden las luces de sus despachos. • A las 9:00 el 100% de profesores ha llegado, pero como algunos dan clase suponemos el 90% de despachos encendidos. • Entre la 13:30 y las 15:30 el 50% de despachos está encendido por ser la hora de comer. • A las 15:30 la situación vuelve a ser como a las 9:00. • A partir de las 18:00 algunos profesores comienzan a marcharse y hay menos despachos encendidos: <ul style="list-style-type: none"> - A partir de las 18:00 está encendido el 80% de los despachos. - A partir de las 19:00 está encendido el 60% de los despachos. - A partir de las 20:00 está encendido el 40% de los despachos. - A partir de las 20:30 está encendido el 20% de los despachos. - A partir de las 21:00 está encendido el 10% de los despachos. - A partir de las 21:30 está encendido el 5% de los despachos. • A las 22:00 se cierra la universidad y se apaga todo. • <u>Excepciones:</u> <ul style="list-style-type: none"> - Las luces del pasillo y el hall del Edificio A se apagan a partir de marzo a las 9:00 ya que hay luz suficiente y se vuelven a encender por la tarde a las 20:00 si oscurece excesivamente. - Julio: no hay clase por lo que las aulas se han considerado apagadas pero el resto del consumo se ha considerado igual.

	<ul style="list-style-type: none"> - Agosto: similar a julio, pero hay menos profesores y el consumo de los despachos se ha considerado más reducido. Se ha considerado un máximo del 15% en las horas centrales del día y luego se reduce progresivamente después de la hora comer. - En junio y julio la universidad cierra a las 21:00.
Día cerrado	<ul style="list-style-type: none"> • Días pertenecientes: <ul style="list-style-type: none"> - Domingos - Festivos - Sábados de julio y agosto • A las 8:00 se encienden algunas zonas de tránsito común como las escaleras, pasillos, hall ... y el 10% de los despachos. • A las 12:30 se alcanza el máximo de despachos encendidos con un 15%. • Entre la 13:00 y las 15:30 baja el consumo a una tercera parte por la hora de comer. • A partir de las 19:30 el consumo de los despachos se reduce progresivamente. • A las 22:00 se cierra la universidad y se apaga todo.
Sábado estándar	<ul style="list-style-type: none"> • La universidad está abierta a los alumnos de 8:30 a 13:00. • El horario de las aulas de estudio es 8:45-12:45. • La mayoría de las aulas de clase están vacías por lo que solo se han considerado encendidas las aulas del piso 2 con las clases de Máster por la mañana. • Los despachos y las zonas de tránsito han sido considerados encendidos para los 4 pisos. • La ocupación de los despachos comienza siendo el 10% a primera hora y aumenta hasta un tope del 20% al medio día. • A partir de las 13:00 el consumo cae porque el personal va a comer, terminan las clases de Máster y las aulas de estudio se cierran. • A las 15:00 vuelve parte del personal de comer y sube el consumo de nuevo. • A partir de ese momento el consumo va disminuyendo progresivamente porque el personal abandona la universidad paulatinamente. • A las 22:00 se cierra la universidad y se apaga todo.

Otras festividades	<ul style="list-style-type: none"> • La universidad está abierta a los alumnos de 7:30 a 15:00. • El horario de las aulas de estudio es 7:45-14:45. • El resto de las consideraciones son iguales que en el caso de un sábado estándar, pero con la particularidad de que no hay clases de Máster y esas aulas permanecen consecuentemente vacías.
--------------------	---

Con todas esas consideraciones se han obtenido las siguientes curvas de demanda:



Gráfica 5 - Demanda horaria del sistema de iluminación

Para obtener la energía consumida por el sistema de iluminación en una determinada franja horaria, debemos calcular el área bajo la curva de demanda entre dichos instantes. A diferencia de lo realizado con la generación, las variaciones de demanda se han estudiado cada 30 minutos (en vez de cada hora) para obtener una mayor precisión.

El algoritmo utilizado para calcular la energía demandada cada hora ha sido el siguiente:

$$Energía\ demandada\ (kWh) = \frac{Demanda_t\ (kW) + Demanda_{t+0,5h}\ (kW)}{2} * 1h$$

Es decir, el promedio entre la energía consumida la primera media hora y la energía consumida la segunda media hora.

Se ha seguido este método para calcular el consumo horario de energía para cada tipo de día diseñado.

8.5. Energía aprovechada y excedentes

Para calcular la energía aprovechada por el sistema de iluminación y los excedentes (cuando se genera más de lo que se consume) se ha procedido de la siguiente manera:

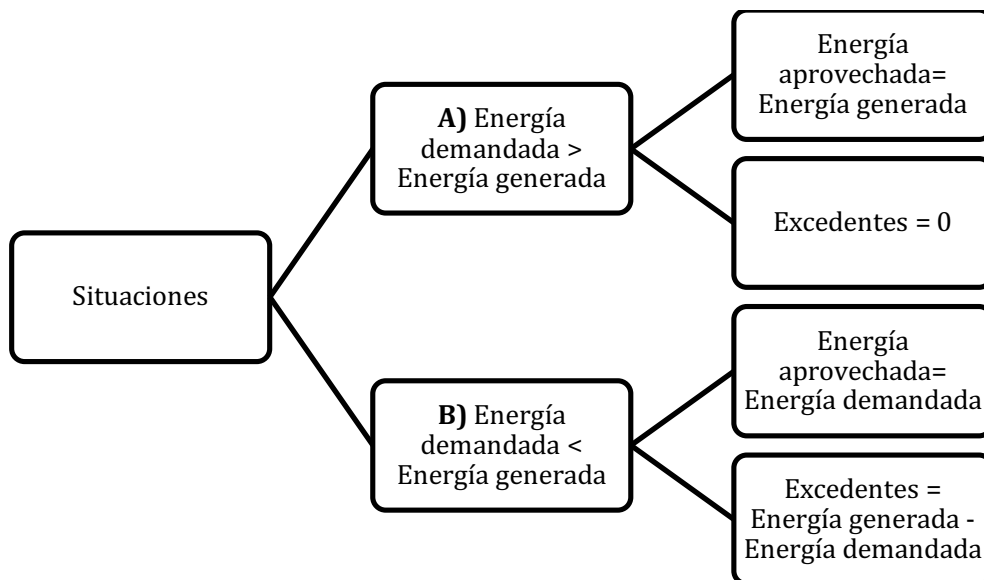


Ilustración 31 - Esquema energético

Para poder realizar este cálculo, se disponía de la energía generada y demandada en cada franja horaria obtenida por los métodos explicados anteriormente. Por otro lado, dado que las ecuaciones para la energía aprovechada y los excedentes son diferentes dependiendo de si se demanda más energía de la que se genera o no, se han introducido sentencias condicionales en la hoja Excel que permiten resolver el problema y automatizar el cálculo.

Además de lo anterior, es necesario determinar cuántos días de cada tipo hay en cada mes del año. Para ello, se ha tomado como base el año 2019 obteniendo lo siguiente:

Tabla 16 - Tipos de día -2019-

Mes	Días estándar	Días cerrado	Sábados estándar	Otras festividades
Enero	19	6	3	3
Febrero	20	4	4	0
Marzo	19	7	5	0
Abril	15	8	3	4
Mayo	22	5	4	0
Junio	20	5	5	0
Julio	22	9	0	0

Agosto	20	11	0	0
Septiembre	21	5	4	0
Octubre	23	5	3	0
Noviembre	20	5	5	0
Diciembre	14	11	3	3
TOTAL	235	81	39	10

Los cálculos han sido realizados para los 4 tipos de día y los 12 meses del año.

Por último, los resultados han sido separados por meses para poder realizar comparaciones y se han tabulado para ser comentados en el correspondiente análisis energético.

8.6. Ahorro mensual

El ahorro mensual de la universidad viene dado por dos factores:

- Energía autoconsumida: Dinero que la EIB se ahorra porque realiza autoconsumo con su instalación fotovoltaica y esa energía no necesita comprársela a la red.
- Compensación de excedentes: Dinero que se reduce de la factura eléctrica por los excedentes que la EIB ha inyectado a la red.

8.6.1. Energía autoconsumida

Para calcular el ahorro por realizar autoconsumo, se ha utilizado el precio del kWh de la tarifa PVPC. Puesto que el precio del kWh varía constantemente ya que se rige por el precio del mercado eléctrico, se han realizado los cálculos para un PVPC medio mensual.

El precio medio mensual del kWh en el año 2018 se ha obtenido de la página web de "Tarifasgasluz" y se representa en la siguiente tabla:

Tabla 17 - Precio medio mensual del kWh -2018-

PVPC MEDIO			
Mes	Término de energía	Término variable	Peaje de acceso
Enero	0,11678 €	0,07275 €	0,04403 €
Febrero	0,12144 €	0,07741 €	0,04403 €
Marzo	0,10595 €	0,06192 €	0,04403 €
Abril	0,10815 €	0,06413 €	0,04403 €
Mayo	0,12047 €	0,07644 €	0,04403 €
Junio	0,12345 €	0,07943 €	0,04403 €
Julio	0,12685 €	0,08283 €	0,04403 €
Agosto	0,13131 €	0,08729 €	0,04403 €
Septiembre	0,13759 €	0,09356 €	0,04403 €

Octubre	0,13028 €	0,08626 €	0,04403 €
Noviembre	0,12828 €	0,08426 €	0,04403 €
Diciembre	0,12956 €	0,08554 €	0,04403 €

[Fuente: Tarifasgasluz]

Debemos fijarnos en la columna denominada término de energía, la cual representa el precio del kWh y se corresponde con la suma del término variable y el peaje de acceso.

Una vez sabido el precio del kWh, el cálculo del ahorro debido a la energía autoconsumida es sencillo. Conocemos la energía aprovechada para cada tipo de día, el número de días de cada tipo que se dan en cada mes y el precio mensual del kWh.

Por todo ello, el cálculo del ahorro diario se realiza de la siguiente manera:

$$Ahorro_{autoconsumo} (\text{€}) = \sum_{i=1}^{24} E_{aprovechada}^i (\text{kWh}) * Precio (\text{€/kWh})$$

8.6.2. Compensación de excedentes

En este caso, el precio del kWh se paga bien o al precio del mercado eléctrico o a un precio acordado con la comercializadora. Al no haber contactado con ninguna comercializadora, se ha decidido realizar los cálculos con el precio del mercado eléctrico.

El problema reside en que el precio del mercado eléctrico varía todas las horas del día. Tras una ardua búsqueda, se ha accedido a la página web de OMIE donde se ha encontrado un informe que contenía los valores medios mensuales del precio del mercado eléctrico para los años 2017 y 2018 [11].

	Precio medio mensual (€/MWh)		Energía adquirida (GWh)	
	2018	2017	2018	2017
ene	51,63	71,52	4.797	4.671
feb	54,98	51,39	4.363	4.174
mar	39,75	43,95	4.781	4.348
abr	42,66	44,18	4.243	3.960
may	55,08	47,12	4.066	4.121
jun	58,48	50,22	3.971	4.093
jul	61,84	48,60	4.159	4.225
ago	64,29	47,43	4.109	4.058
sep	71,30	49,16	4.089	4.011
oct	65,38	56,97	4.227	4.137
nov	62,01	59,36	4.276	4.151
dic	61,87	59,49	4.456	4.691
año	57,45	52,48	51.537	50.640

Ilustración 32 - Precios del mercado eléctrico

[Fuente: OMIE, «Informe de precios 2018»]

Ya que los valores están en €/MWh, para obtener el precio del mercado del kWh debemos simplemente dividir dicho valor entre 1000.

Por último, el ahorro diario resultante de la compensación de excedentes de la instalación fotovoltaica se calcula como:

$$Ahorro_{excedentes}(\text{€}) = \sum_{i=1}^{24} Excedentes^i (kWh) * Precio_{mercado} (\text{€/kWh})$$

Sumando el ahorro de todos los días del mes obtendremos el ahorro mensual.

8.6.3. Coste de los excedentes

Este cálculo consiste simplemente en considerar que los excedentes se pagan a precio de la factura eléctrica y no al del mercado eléctrico. Es decir, el dinero que se pierde por tener excedentes y no consumir todo lo que produce la instalación fotovoltaica.

Por lo que el coste de los excedentes se calcula como:

$$Coste_{de\ excedentes} = \sum_i^{24} Excedentes^i (kWh) * [Precio - Precio_{mercado}] (\text{€/kWh})$$

Su valor podría reducirse si se conectasen más equipos de otros pisos aumentando así la demanda.

9. DESCRIPCIÓN DE FASES Y TAREAS

En este apartado se detallan las distintas fases y tareas que se han realizado en el proyecto.

Tabla 18 - Fases y tareas del proyecto

P.T.1	Trabajos previos
T.1.1	<p>Nombre: Estudio del estado del arte</p> <ul style="list-style-type: none"> • Descripción: Recopilación de información y aprendizaje de contenidos teóricos necesarios sobre instalaciones fotovoltaicas. • Responsable: Ingeniero. • Carga de trabajo: 15h de ingeniero y 2h de director de proyecto. • Recursos técnicos: Ordenador. • Duración: 30 días.
T.1.2	<p>Nombre: Análisis de alternativas</p> <ul style="list-style-type: none"> • Descripción: Estudio de las distintas alternativas existentes para realizar autoconsumo con la instalación fotovoltaica del EVE. • Responsable: Ingeniero. • Carga de trabajo: 10h de ingeniero y 1h de director de proyecto. • Recursos técnicos: Ordenador. • Duración: 10 días.
T.1.3	<p>Nombre: Definición de objetivos y metodología</p> <ul style="list-style-type: none"> • Descripción: Se determinan los objetivos del proyecto con el tutor, se definen la metodología a seguir y las reuniones periódicas para el seguimiento del proyecto. • Responsable: Ingeniero. • Carga de trabajo: 3h de ingeniero y 3h de director de proyecto. • Recursos técnicos: Ninguno. • Duración: 10 días.
P.T.2	Estudio de la instalación fotovoltaica existente
P.T.2.1	Módulos fotovoltaicos
T.2.1.1	<p>Nombre: Recopilación de especificaciones</p> <ul style="list-style-type: none"> • Descripción: Acceso al tejado de la EIB con el tutor y personal autorizado para ver la placa de características de los módulos y como están situados. • Responsable: Ingeniero.

	<ul style="list-style-type: none"> • <u>Carga de trabajo</u>: 1h de ingeniero y 1h de director de proyecto. • <u>Recursos técnicos</u>: Ninguno. • <u>Duración</u>: 1 día.
T.2.1.2	<p>Nombre: Contaje</p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Descripción</u>: Contaje de los módulos que componen cada fracción de la instalación fotovoltaica. • <u>Responsable</u>: Ingeniero. • <u>Carga de trabajo</u>: 1 h de ingeniero. • <u>Recursos técnicos</u>: Ordenador. • <u>Duración</u>: 1 día.
T.2.1.3	<p>Nombre: Orientación e inclinación</p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Descripción</u>: Se obtienen la inclinación y orientación de los módulos de manera aproximada. • <u>Responsable</u>: Ingeniero. • <u>Carga de trabajo</u>: 5h de ingeniero. • <u>Recursos técnicos</u>: Ordenador. • <u>Duración</u>: 4 días.
P.T.2.2	Energía solar recuperable
T.2.2.1	<p>Nombre: Acceso a bases de datos meteorológicos</p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Descripción</u>: Se accede a bases de datos meteorológicos para obtener la irradiación solar horaria. • <u>Responsable</u>: Ingeniero. • <u>Carga de trabajo</u>: 10h de ingeniero y 1h de director de proyecto. • <u>Recursos técnicos</u>: Ordenador, Microsoft Excel y PVsyst. • <u>Duración</u>: 7 días.
T.2.2.2	<p>Nombre: Cálculo de la generación</p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Descripción</u>: Se calcula la energía solar producida por la instalación horariamente. • <u>Responsable</u>: Ingeniero. • <u>Carga de trabajo</u>: 10h de ingeniero. • <u>Recursos técnicos</u>: Ordenador, Microsoft Excel. • <u>Duración</u>: 20 días.
P.T.3	Estudio de la demanda del sistema de iluminación

P.T.3.1	Equipos
T.3.1.1	<p>Nombre: Contaje</p> <ul style="list-style-type: none"> • Descripción: Se realiza un contaje de los equipos que componen el sistema de iluminación en el piso 0 del Edificio I con la ayuda del tutor. • Responsable: Ingeniero. • Carga de trabajo: 1h de ingeniero y 1h de director de proyecto. • Recursos técnicos: Ninguno. • Duración: 1 día.
T.3.1.2	<p>Nombre: Recopilación de especificaciones</p> <ul style="list-style-type: none"> • Descripción: Se acude al personal de mantenimiento del centro para consultar la potencia nominal de los equipos. • Responsable: Ingeniero. • Carga de trabajo: 1h de ingeniero y 1h de director de proyecto. • Recursos técnicos: Ninguno. • Duración: 1 día.
P.T.3.2	Curvas de demanda
T.3.2.1	<p>Nombre: Estudio previo</p> <ul style="list-style-type: none"> • Descripción: Se accede a la página web de la universidad para consultar los horarios del centro y se acude personalmente a conserjería para obtener más información por parte del personal. • Responsable: Ingeniero. • Carga de trabajo: 4h de ingeniero y 2h de director de proyecto. • Recursos técnicos: Ordenador. • Duración: 2 días.
T.3.2.2	<p>Nombre: Diseño</p> <ul style="list-style-type: none"> • Descripción: Se diseñan 4 tipos de día distintos y sus correspondientes curvas de demanda basándose en la información recopilada anteriormente y una serie de hipótesis. • Responsable: Ingeniero. • Carga de trabajo: 20h de ingeniero y 2h de director de proyecto. • Recursos técnicos: Ordenador, Microsoft Excel. • Duración: 20 días.

P.T.4	Diseño de la instalación fotovoltaica
T.4.1	<p>Nombre: Definición del inversor de autoconsumo</p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Descripción:</u> Selección del inversor más adecuado. • <u>Responsable:</u> Ingeniero. • <u>Carga de trabajo:</u> 8h de ingeniero y 4h de director de proyecto. • <u>Recursos técnicos:</u> Ordenador. • <u>Duración:</u> 7 días.
T.4.2	<p>Nombre: Definición de la conexión de los módulos</p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Descripción:</u> Se define la conexión serie-paralelo de los módulos y su conexión al inversor. • <u>Responsable:</u> Ingeniero • <u>Carga de trabajo:</u> 5h de ingeniero y 1h de director de proyecto. • <u>Recursos técnicos:</u> Ordenador. • <u>Duración:</u> 4 días.
T.4.3	<p>Nombre: Definición del Smart power meter</p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Descripción:</u> Selección del Smart power meter. • <u>Responsable:</u> Ingeniero. • <u>Carga de trabajo:</u> 2h de ingeniero y 1h de director de proyecto. • <u>Recursos técnicos:</u> Ordenador. • <u>Duración:</u> 3 días.
T.4.4	<p>Nombre: Definición del Smart logger</p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Descripción:</u> Selección del Smart logger. • <u>Responsable:</u> Ingeniero. • <u>Carga de trabajo:</u> 2h de ingeniero y 1h de director de proyecto • <u>Recursos técnicos:</u> Ordenador. • <u>Duración:</u> 3 días.
T.4.5	<p>Nombre: Definición del cableado</p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Descripción:</u> Selección del cableado necesario. • <u>Responsable:</u> Ingeniero. • <u>Carga de trabajo:</u> 2h de ingeniero y 1h de director de proyecto. • <u>Recursos técnicos:</u> Ordenador. • <u>Duración:</u> 2 días.
P.T.5	Análisis energético
T.5.1	<p>Nombre: Construcción de las gráficas</p>

	<ul style="list-style-type: none"> • <u>Descripción:</u> Se elaboran las gráficas que comparan la generación y el consumo para todos los meses y tipos de día. • <u>Responsable:</u> Ingeniero. • <u>Carga de trabajo:</u> 3h de ingeniero y 1h de director de proyecto. • <u>Recursos técnicos:</u> Ordenador, Microsoft Excel. • <u>Duración:</u> 1 día.
T.5.2	<p>Nombre: Energía aprovechada y excedentes</p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Descripción:</u> Se calcula la energía que aprovecha la EIB y los excedentes que habría. • <u>Responsable:</u> Ingeniero. • <u>Carga de trabajo:</u> 10h de ingeniero y 1h de director de proyecto. • <u>Recursos técnicos:</u> Ordenador, Microsoft Excel. • <u>Duración:</u> 5 días.
P.T.6	Análisis económico
T.6.1	<p>Nombre: Estudio del precio de la energía</p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Descripción:</u> Se estudia el precio del kWh en internet. • <u>Responsable:</u> Ingeniero. • <u>Carga de trabajo:</u> 8h de ingeniero y 1h de director de proyecto. • <u>Recursos técnicos:</u> Ordenador. • <u>Duración:</u> 2 días.
T.6.2	<p>Nombre: Ahorro y coste de la energía no aprovechada</p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Descripción:</u> Se calculan el ahorro por autoconsumo y compensación de excedentes. • <u>Responsable:</u> Ingeniero. • <u>Carga de trabajo:</u> 3h de ingeniero y 1h de director de proyecto. • <u>Recursos técnicos:</u> Ordenador, Microsoft Excel. • <u>Duración:</u> 2 días.
T.6.3	<p>Nombre: Análisis de rentabilidad</p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Descripción:</u> Se analiza la rentabilidad del proyecto. • <u>Responsable:</u> Ingeniero. • <u>Carga de trabajo:</u> 8h de ingeniero y 1h de director de proyecto. • <u>Recursos técnicos:</u> Ordenador, Microsoft Excel. • <u>Duración:</u> 3 días.
P.T.7	Informe del proyecto

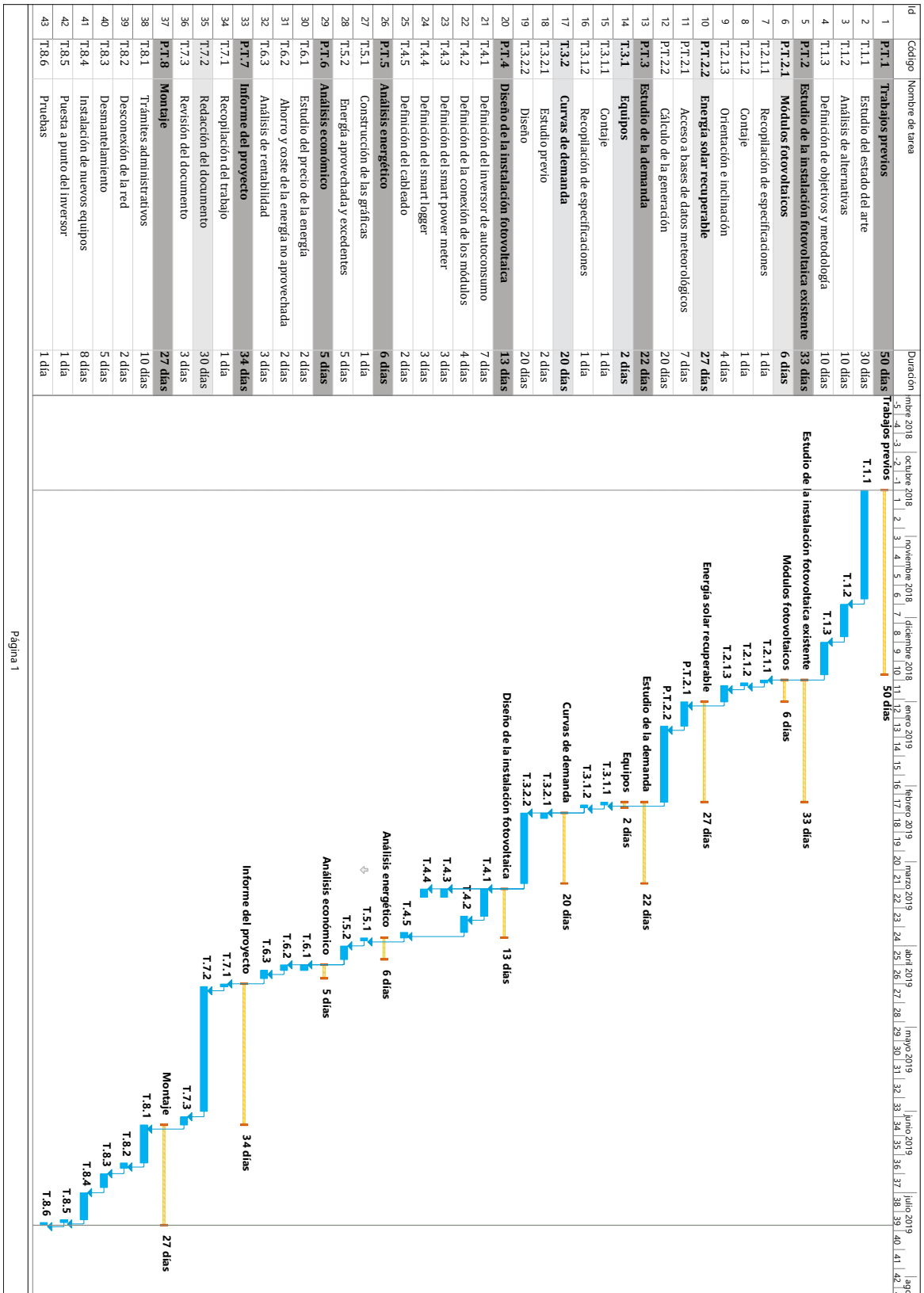
T.7.1	<p>Nombre: Recopilación del trabajo</p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Descripción:</u> Se juntan toda la información y cálculos realizados hasta el momento de cara a redactar el informe posteriormente. • <u>Responsable:</u> Ingeniero. • <u>Carga de trabajo:</u> 5h de ingeniero. • <u>Recursos técnicos:</u> Ordenador. • <u>Duración:</u> 1 día.
T.7.2	<p>Nombre: Redacción del documento</p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Descripción:</u> Se procede a redactar el informe del proyecto. • <u>Responsable:</u> Ingeniero. • <u>Carga de trabajo:</u> 60h de ingeniero. • <u>Recursos técnicos:</u> Ordenador. • <u>Duración:</u> 30 días.
T.7.3	<p>Nombre: Revisión del documento</p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Descripción:</u> Una vez redactado el documento, se revisa con ayuda del tutor para realizar las modificaciones pertinentes. • <u>Responsable:</u> Ingeniero. • <u>Carga de trabajo:</u> 3h de ingeniero y 3h de director de proyecto. • <u>Recursos técnicos:</u> Ordenador. • <u>Duración:</u> 3 días.
P.T.8	Montaje
T.8.1	<p>Nombre: Trámites administrativos</p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Descripción:</u> Se obtienen todos los permisos necesarios para realizar la obra y se llega a un acuerdo con la comercializadora para la compensación de excedentes. • <u>Responsable:</u> Director de proyecto. • <u>Carga de trabajo:</u> 4h de ingeniero y 5h de director de proyecto. • <u>Recursos técnicos:</u> Ninguno. • <u>Duración:</u> 10 días
T.8.2	<p>Nombre: Desconexión de la red</p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Descripción:</u> Se desconecta la instalación del EVE de la red para poder hacer los cambios en la instalación. • <u>Responsable:</u> Operario. • <u>Carga de trabajo:</u> 10h de operario y 2h de ingeniero.

	<ul style="list-style-type: none"> • <u>Recursos técnicos</u>: A cargo de los operarios. • <u>Duración</u>: 2 días.
T.8.3	<p>Nombre: Desmantelamiento</p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Descripción</u>: Se desmantelan los componentes y conexiones que no van a usarse en la nueva instalación. • <u>Responsable</u>: Operario. • <u>Carga de trabajo</u>: 80h de operario y 6h de ingeniero. • <u>Recursos técnicos</u>: A cargo de los operarios. • <u>Duración</u>: 5 días.
T.8.4	<p>Nombre: Instalación de nuevos equipos</p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Descripción</u>: Se instalan los nuevos equipos y se hacen todas las conexiones eléctricas y de comunicaciones necesarias. • <u>Responsable</u>: Operario. • <u>Carga de trabajo</u>: 120h de operario y 9h de ingeniero. • <u>Recursos técnicos</u>: Equipos a instalar y el cableado. • <u>Duración</u>: 8 días.
T.8.5	<p>Nombre: Puesta a punto del inversor</p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Descripción</u>: Se configura el inversor para la monitorización y gestionar los flujos de potencia. • <u>Responsable</u>: Operario. • <u>Carga de trabajo</u>: 3h de operario y 2h de ingeniero. • <u>Recursos técnicos</u>: Ordenador. • <u>Duración</u>: 1 día.
T.8.6	<p>Nombre: Pruebas y conexión a la red</p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Descripción</u>: Se realizan una serie de ensayos para ver que todo está correctamente instalado. • <u>Responsable</u>: Ingeniero. • <u>Carga de trabajo</u>: 8h de operario y 2h de ingeniero. • <u>Recursos técnicos</u>: A cargo de los operarios. • <u>Duración</u>: 1 día.

Por último, cabe destacar que la fase de montaje no podrá empezar hasta que la EIB haya adquirido la instalación fotovoltaica, en año 2023 a más tardar.

10. DIAGRAMA DE GANTT

El diagrama Gantt del proyecto es el siguiente:



A pesar de que en este diagrama Gantt el montaje aparece nada más terminar la fase “Informe del proyecto”, en realidad esta fase comenzaría en unos cuantos años cuando la EIB adquiriera la instalación fotovoltaica del EVE. Esto sucederá en 2023 como tarde.

Por lo que las fases y tareas ejecutadas en el presente TFG no incluyen la fase de montaje y sus tareas asociadas.

11. GASTO EJECUTADO Y PRESUPUESTO

En este apartado, se detallan por separado el gasto que ha sido ejecutado en el presente TFG y el presupuesto para la adaptación de la instalación fotovoltaica del EVE y realizar autoconsumo en la EIB, en ambos casos sin incluir impuestos.

Por un lado, el gasto ejecutado en el presente TFG ha consistido en las horas internas del estudiante (ingeniero jr.) y de su tutor (director de proyecto) y las amortizaciones de los distintos equipos y herramientas software utilizados en el trabajo, además de los costes indirectos correspondientes.

El gasto ejecutado en el presente TFG ha sido el siguiente:

Tabla 19 - Gasto ejecutado

Concepto	Unidades	Nº unidades	Coste Unitario	Coste
Horas internas				9.800,00 €
Ingeniero jr.	h	200	40,00 €	8.000,00 €
Director de proyecto	h	30	60,00 €	1.800,00 €
Amortizaciones				164,40 €
Ordenador	h	220	0,30 €	66,00 €
Licencia PVsyst	h	7	1,20 €	8,40 €
Licencia Microsoft Office	h	180	0,50 €	90,00 €
COSTES DIRECTOS				9.964,40 €
Costes Indirectos	4%			398,48 €
TOTAL				10.362,98 €

Por otro lado, el presupuesto para la adaptación de la instalación fotovoltaica del EVE para realizar autoconsumo incluye las siguientes partidas:

- Horas internas: Costes derivados de las horas de trabajo de los operarios, del ingeniero y del director de proyecto.
- Amortizaciones: Se trata de los activos fijos con una determinada vida útil que se utilizan en el proyecto. En este caso son las licencias de las herramientas software empleadas y el uso del ordenador personal.

- Gastos: Gastos incurridos en los nuevos equipos que son adquiridos para el proyecto.
- Costes indirectos: Se trata de los costes del agua, la luz, el servicio de la limpieza, el servicio de seguridad etc.
- Imprevistos: Se calculan para prevenir posibles desviaciones en el presupuesto.
- Costes financieros: Costes derivados de conseguir la financiación necesaria para poder llevar a cabo el proyecto.

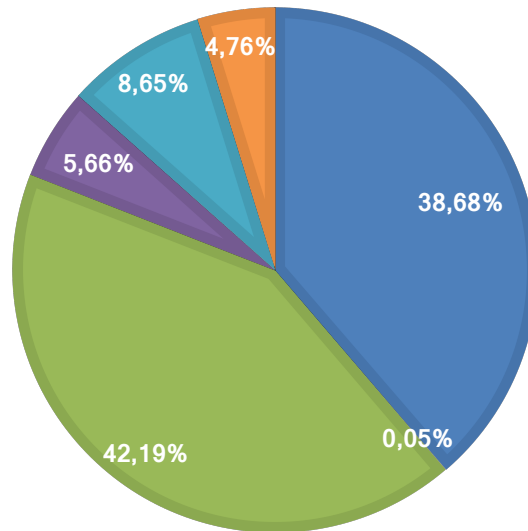
Con todo ello, el presupuesto para la adaptación es el siguiente:

Tabla 20 - Presupuesto para la adaptación de la instalación fotovoltaica

Concepto	Unidades	Nº unidades	Coste Unitario	Coste
Horas internas				7.075,00 €
Ingeniero	h	25	50,00 €	1.250,00 €
Director de proyecto	h	5	60,00 €	300,00 €
Operario	h	221	25,00 €	5.525,00 €
Amortizaciones				9,50 €
Ordenador	h	15	0,30 €	4,50 €
Licencia Microsoft Office	h	10	0,50 €	5,00 €
Gastos				7.716,71 €
Inversor de autoconsumo	-	1	5.523,71 €	5.523,71 €
Smart power meter	-	1	180,00 €	180,00 €
Smart logger	-	1	344,00 €	344,00 €
Cable módulos-inversor	m	1400	0,28 €	392,00 €
Cable inversor-cuadro	m	100	12,77 €	1.277,00 €
COSTES DIRECTOS				14.791,71 €
Costes Indirectos	7%			1.035,42 €
SUBTOTAL 1				15.827,13 €
Imprevistos	10%			1.582,71 €
SUBTOTAL 2				17.409,84 €
Costes financieros	5%			870,49 €
TOTAL				18.280,33 €

Adicionalmente, se ha elaborado un gráfico circular con el objetivo de analizar que partidas representan un coste más importante en dicho presupuesto:

■ Horas internas ■ Amortizaciones ■ Gastos ■ Costes Indirectos ■ Imprevistos ■ Costes financieros



Gráfica 6 - Presupuesto por partidas

Se puede comprobar como el coste más representativo es el gasto incurrido en los distintos equipos que deben adquirirse (principalmente el inversor), seguido de las horas internas de los trabajadores que participan en el proyecto. Sin embargo, si no se contase con parte de la infraestructura del EVE, los gastos superarían a las horas internas en una proporción bastante superior.

Por último, se ha elaborado una tabla que recoge el presupuesto total del proyecto, teniendo en cuenta tanto los gastos ya ejecutados como el presupuesto para la adaptación de la instalación fotovoltaica.

Tabla 21 - Presupuesto total del proyecto

Gasto ejecutado	10.362,98 €
Presupuesto adaptación	18.280,33 €
PRESUPUESTO TOTAL	28.643,31 €

Por lo que el presupuesto total del proyecto si se lleva a cabo la adaptación de la instalación fotovoltaica del EVE ascendería a veintiocho mil seiscientos cuarenta y tres euros con treinta y un céntimos.

12. ANÁLISIS ECONÓMICO

En este apartado se analizan los beneficios económicos que se espera obtener con el proyecto y su rentabilidad. Adicionalmente, se ha realizado un estudio de cómo afectan los excedentes al ahorro mensual.

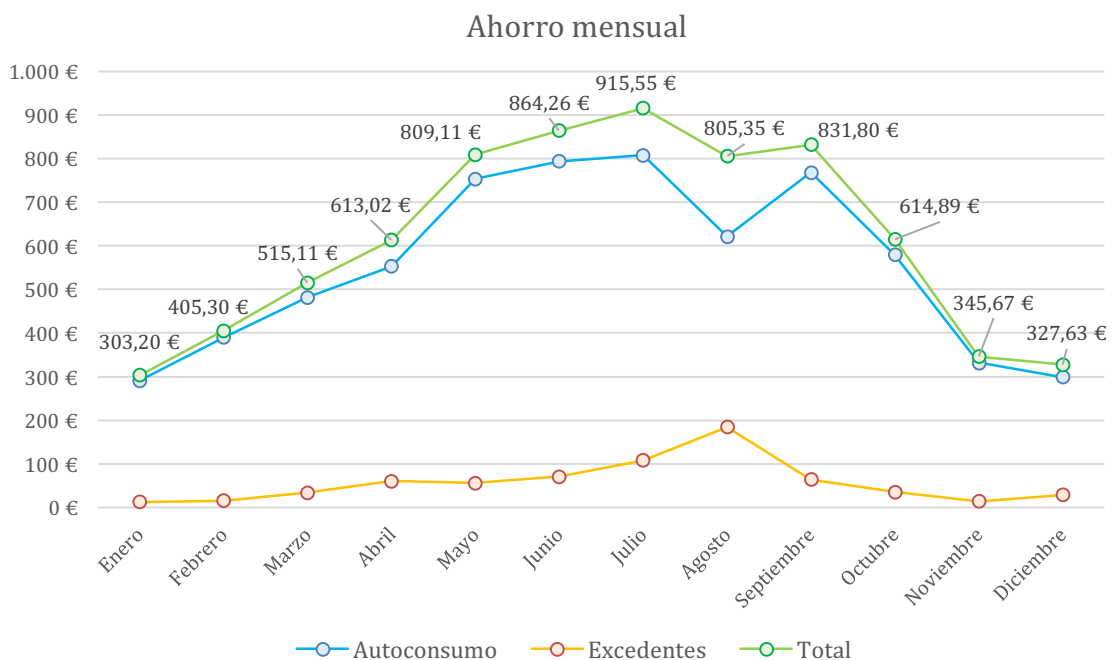
12.1. Ahorro mensual

Para este análisis, se ha calculado cuánto dinero ahorra mensualmente la EIB gracias a la utilización de la instalación fotovoltaica.

Para ello, se ha separado el ahorro en dos factores:

- **Autoconsumo:** Se trata del ahorro por consumir la energía producida por la instalación fotovoltaica, de tal manera que esa cantidad de energía no debe comprarse a la red.
- **Excedentes:** Se trata del ahorro por compensación en la factura eléctrica de los excedentes inyectados a la red eléctrica. Para este cálculo se ha supuesto que todos los excedentes producidos se inyectan a la red en vez de optar por inyección cero.

Una vez realizados los cálculos correspondientes, se ha construido una gráfica con los valores mensuales de ambos factores de cara a sacar conclusiones:



Gráfica 7 - Ahorro mensual

Se ha observado lo siguiente:

- El ahorro es bastante superior en los meses centrales del año, tal como era de esperar.
- Su valor máximo se da julio con 915,55 € y su valor mínimo en enero con 303,20 €.
- El ahorro se debe principalmente al autoconsumo y no a la compensación de excedentes. Esto se debe a que los excedentes no son muy elevados y el precio al que se pagan los excedentes (precio del mercado eléctrico) es bastante inferior al precio que la comercializadora vende la energía (la mitad aproximadamente).
- El ahorro debido a los excedentes puede no ser demasiado elevado, pero desperdiciar dicha energía no es lo óptimo, no solo económicamente sino también medioambientalmente.

Posteriormente, se ha obtenido el ahorro anual sumando el ahorro de cada mes:

Tabla 22 - Ahorro anual

Autoconsumo	6.666,84 €
Excedentes	684,04 €
TOTAL	7.350,88 €

El ahorro total anual ha resultado ser de 7.350,88 €, valor para nada despreciable y que permite amortizar el proyecto rápidamente, ya que no hay que comprar muchos componentes porque pertenecen a la instalación del EVE.

Además, el ahorro total por compensación de excedentes ha resultado ser de 684,08 €, representando aproximadamente un 10% de los ingresos totales.

De todos modos, debe tenerse en cuenta que los paneles se van degradando y este valor va disminuyendo progresivamente aproximadamente un 0,5% por año.

12.2. Rentabilidad

En este subapartado, se han calculado el periodo de amortización de la inversión, el VAN y el TIR para una duración de proyecto de 15 años.

Se ha decidido considerar esta duración de proyecto porque como la instalación del EVE se instaló en 2008, cuando la EIB la adquiera en 2023 tendrá una antigüedad de 15 años, que es la mitad de la vida útil de las instalaciones fotovoltaicas (ronda los 30 años).

Consecuentemente, si se adquiere la instalación en el año 2023, en el año 2038 los paneles estarán ya al final de su vida útil. Una vez llegados a este punto, habría que analizar si es

rentable comprar nuevos módulos fotovoltaicos para sustituir los ya envejecidos, cuyo rendimiento habrá caído notablemente.

Por todo ello, se ha realizado el análisis de rentabilidad únicamente para la citada duración de proyecto de 15 años y sin tener en cuenta ningún impuesto en dicho análisis.

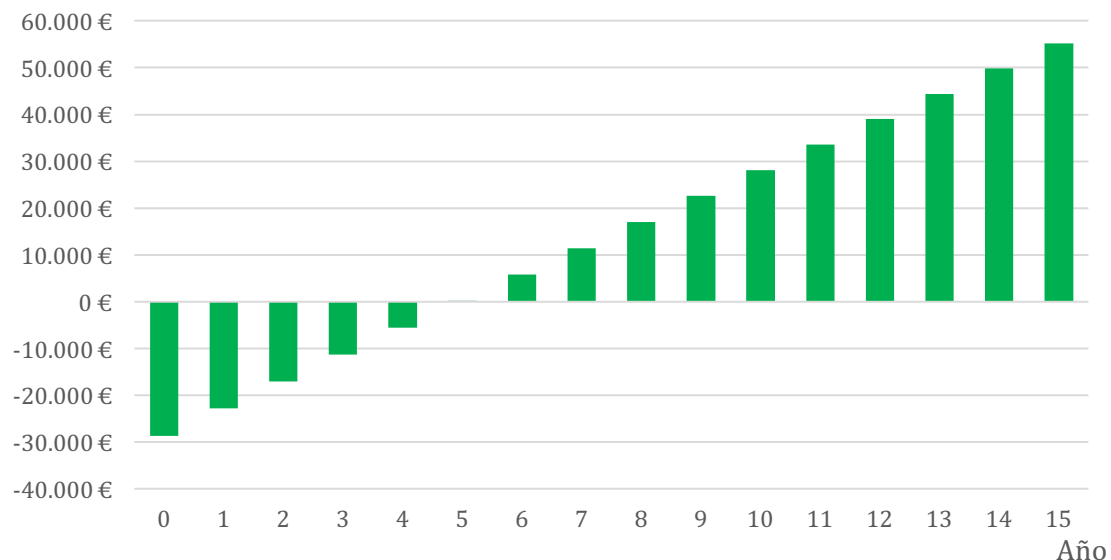
Los datos adicionales que se han utilizado para este análisis han sido los siguientes:

Tabla 23 - Parámetros para el cálculo de la rentabilidad

Inversión inicial (sin impuestos)	28.643,31 €
Beneficio (primer año)	7.350,88 €
Gastos anuales de explotación	1500 €
Pérdida anual de rendimiento	0,5%
Coste de capital (k)	4%

Además, se debe tener en cuenta que el rendimiento de los paneles va bajando un 0,5% cada año hasta el final de su vida útil, quedando con un rendimiento cercano al 80%. Como consecuencia, la producción anual cae año a año y el beneficio anual disminuye progresivamente.

Teniendo todo lo anterior en cuenta, el flujo de caja acumulado durante la duración del proyecto puede graficarse de la siguiente manera:



Gráfica 8 – Flujo de caja acumulado

Se puede observar como la inversión inicial se amortiza para el quinto año de proyecto. La razón principal para ello es que no es necesario comprar ni módulos ni soportes, abaratando

enormemente la inversión inicial que se acomete. Además, no se han tenido en cuenta los impuestos, los cuales elevarían la inversión inicial reduciendo la rentabilidad del proyecto.

En cuanto al VAN y al TIR del proyecto, los resultados obtenidos han sido los siguientes:

Tabla 24 - VAN y TIR del proyecto

VAN	33.846,00€
TIR	17,93%

Por lo que, en principio podemos decir que el proyecto es realmente interesante y totalmente rentable para los parámetros que han sido considerados.

Este elevado valor del TIR se debe, una vez más, a que no es necesario comprar los 270 módulos fotovoltaicos (54 kWp) y sus soportes correspondientes. El coste aproximado de los paneles es de 21.600 € a un precio de 0,4 €/Wp y el de los soportes podría rondar unos 8000 € en total. Además, también se ahorra el coste asociado al transporte e instalación de dichos componentes.

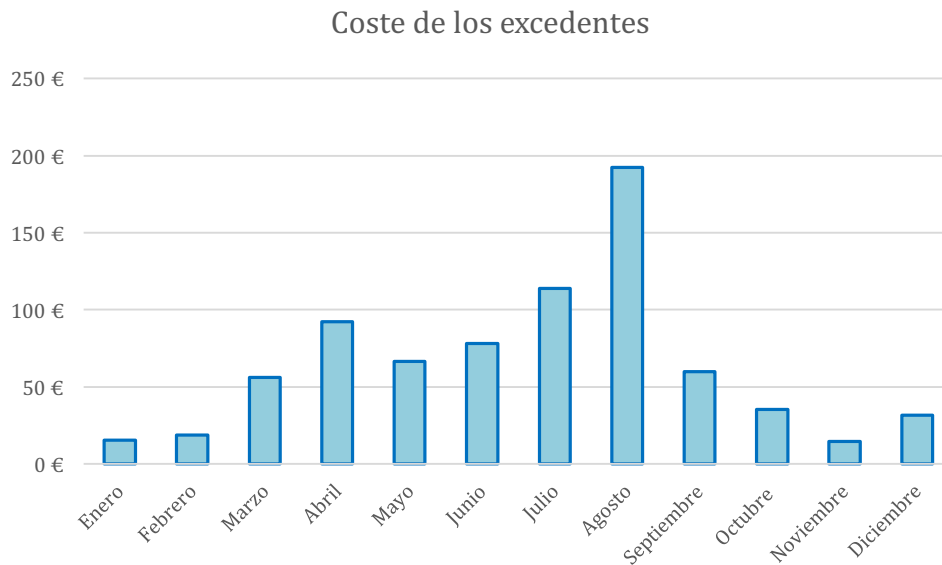
Por último, aunque la producción anual de la instalación sea realmente algo inferior a lo calculado, porque los datos de PVGIS eran poco conservadores comparados con los de Meteonorm, no habrá problemas en amortizar la inversión y ser un proyecto rentable.

12.3. Coste de los excedentes

Tal como se ha comentado con anterioridad, los excedentes retribuyen menos beneficios a la EIB que la energía autoconsumida. Por lo tanto, cuanto más reducidos sean los excedentes el ahorro será consecuentemente mayor.

En este subapartado, se ha calculado el dinero que se habría ahorrado mensualmente si toda la energía producida fuese autoconsumida y no hubiese ningún excedente. Para que esto fuese posible el consumo debería ser suficientemente elevado durante todo el año, hecho que en las universidades no sucede.

Se ha definido como “coste de los excedentes” a la diferencia entre el ahorro en esta nueva situación (sin excedentes) y el ahorro del caso real (con excedentes).



Gráfica 9 - Coste de los excedentes

Tal como podemos observar, en agosto se pierden unos 200 € aproximadamente por los excedentes respecto al caso sin ellos. En el resto de meses el valor no es tan elevado, pero tampoco es despreciable.

El coste anual de los excedentes asciende a 775,81€, lo cual implica que los ingresos anuales si se aprovechara toda la energía producida serían 8.126,70 €. Este valor podría utilizarse para analizar si saldría rentable instalar unas pocas baterías en un estudio posterior, pero en este trabajo no se contempla.

13. CONCLUSIONES

Las conclusiones finales que se han podido extraer de la realización del presente TFG han sido las siguientes:

- La reciente entrada en vigor del Real Decreto 244/2019 hace que la modalidad de autoconsumo con excedentes sea más rentable que nunca e impulsa el autoconsumo sin aislarse de la red.
- El realizar el autoconsumo conectado a la red permite un ahorro mensual en la factura eléctrica sin la necesidad de independizarse totalmente de la red. De este modo, no es necesario sobredimensionar la instalación como en el caso de los sistemas aislados, ya que estos se dimensionan teniendo en cuenta el peor mes del año y durante el resto del año el sistema está sobredimensionado.
- Para que el autoconsumo sin almacenamiento conectado a la red sea verdaderamente rentable, es necesario dimensionar la instalación fotovoltaica correctamente para el autoconsumo de manera que los excedentes sean reducidos. Por ello, dado que la irradiación solar se concentra en las horas centrales del día, un autoconsumo con estas características es más aplicable a aquellos lugares que consuman mucho durante dichas horas. Por ejemplo: polideportivos, colegios, universidades, oficinas, supermercados ...
- El hecho de prescindir de la utilización de baterías es una gran ventaja ya que evita los inmensos costes que estas acarrearán, dado su alto precio y el mantenimiento necesario.
- El proyecto es bastante rentable porque se adquiere la instalación fotovoltaica del EVE a coste 0 y eso ahorra gran parte de la inversión inicial que habría realizar. Además, la instalación heredada del EVE cumple con las características necesarias para acogerse a la modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación.
- Antes de llevar a cabo el proyecto sería recomendable estudiar la demanda horaria real del sistema de iluminación utilizando contadores inteligentes que proporcionen la curva real y así obtener resultados más precisos.
- Además del ahorro en la factura eléctrica, la otra razón principal para llevar a cabo el proyecto debe ser contribuir a frenar el cambio climático utilizando una fuente de energía renovable.

14. REFERENCIAS

- [1] Greenpeace, «Así nos afecta el cambio climático» Madrid, 28 de Noviembre 2018. [En línea]. Available: <https://es.greenpeace.org/es/sala-de-prensa/informes/informe-asi-nos-afecta-el-cambio-climatico/> [Último acceso: 10 de Mayo 2019].
- [2] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030» Madrid, Febrero 2019. [En línea]. Available: <https://www.idae.es/informacion-y-publicaciones/plan-nacional-integrado-de-energia-y-clima-pniec-2021-2030> [Último acceso: 15 Abril 2019].
- [3] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), «Guía de Tramitación del Autoconsumo (versión preliminar)» Madrid, 10 de Abril 2019. [En línea]. Available: <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/autoconsumo> [Último acceso: 15 de Mayo 2019].
- [4] Bilbao Turismo, «Clima en Bilbao» [En línea]. Available: <http://www.bilbaoturismo.net/BilbaoTurismo/es/clima> [Último acceso: 2 de Febrero 2019]
- [5] Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). [En línea]. Available: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/> [Último acceso: 30 de Marzo 2019]
- [6] Página web oficial de Huawei Solar [En línea]. Available: <https://solar.huawei.com/es/commercial> [Último acceso: 18 de Junio 2019]
- [7] Página web oficial de Sumsol [En línea]. Available: <http://www.sumsol.es/productos/inversores-autoconsumo/inversores-autoconsumo.html> [Último acceso: 14 de Junio 2019]
- [8] Javier Mazón Sainz-Maza, «Dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos aislados» Bilbao, Asignatura “Generación Solar” del Máster Universitario en Integración de las Energías renovables en el Sistema Eléctrico, Curso 2016-2017.
- [9] Javier Mazón Sainz-Maza, «Dimensionamiento de sistemas conectados a red» Bilbao, Asignatura “Generación Solar” del Máster Universitario en Integración de las Energías renovables en el Sistema Eléctrico, Curso 2016-2017.
- [10] Tarifasgasluz, «¿Cuánto vale el kilovatio hora de luz en España», Abril 2019. [En línea]. Available: <https://tarifasgasluz.com/faq/precio-kwh> [Último acceso: 20 de Mayo 2019]
- [11] Operador del Mercado Ibérico de la Electricidad (OMIE), «Informe de precios 2018», 2019 [En línea]. Available: http://www.omie.es/files/omie_informe_precios_2018.pdf [Último acceso: 13 de Junio 2019]

ANEXO I: NORMATIVA APLICABLE

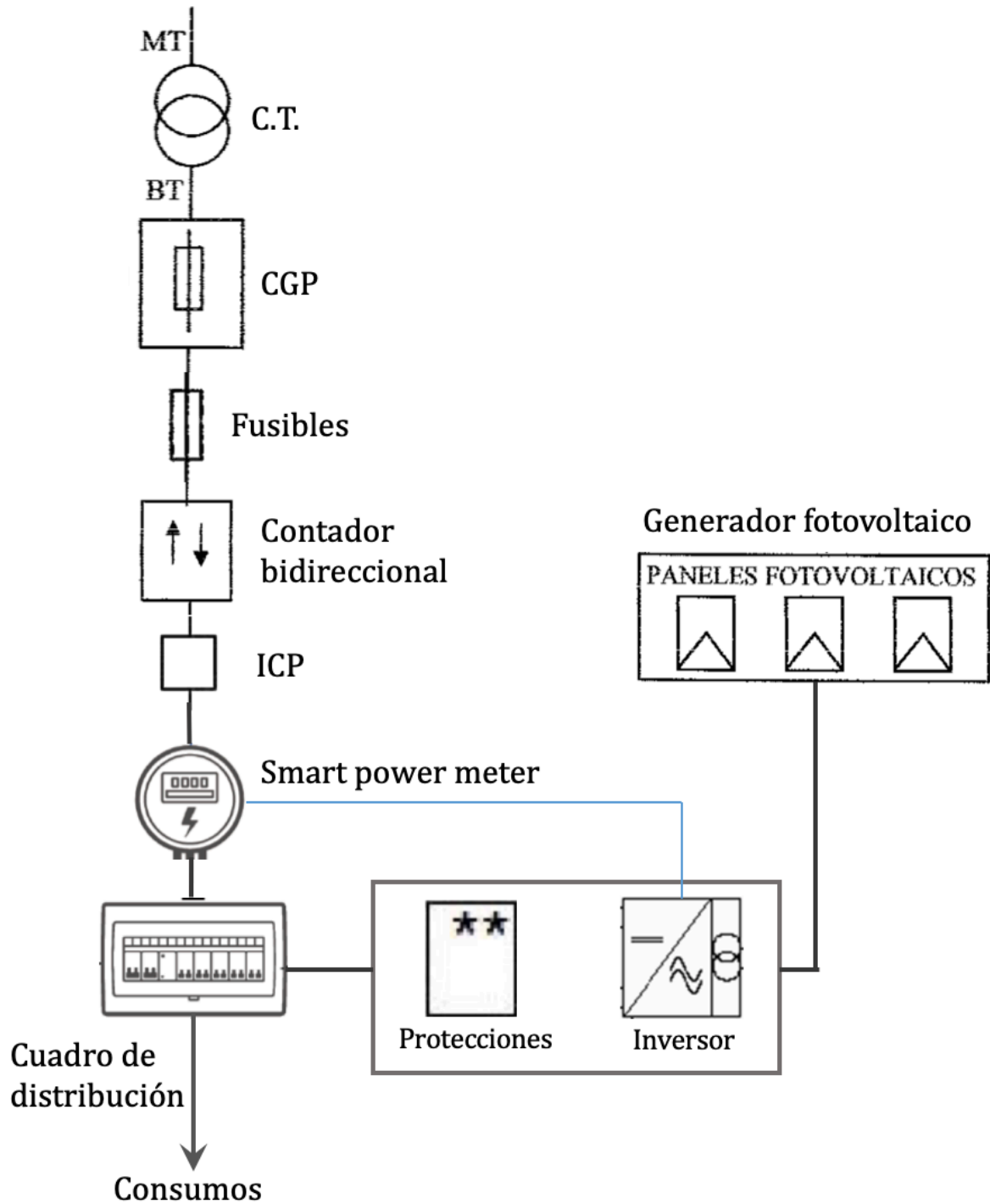
La normativa de aplicación de ámbito estatal es la siguiente [3]:

- **Ley 24/2013** del Sector Eléctrico.
- **Real Decreto-ley 15/2018** de medidas urgentes para la transición energética y la protección de consumidores.
- **Real Decreto 900/2015** por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y producción de autoconsumo.
- **Real Decreto 1955/2000** por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- **Real Decreto 1699/2011** por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- **Real Decreto 222/2008** por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica.
- **Real Decreto 842/2002** por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico de baja tensión.
- **Real Decreto 337/2014** por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- **Real Decreto 1110/2007** por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- **Real Decreto Legislativo 2/2004** por el que se aprueba el texto refundido de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales.
- **Ley 49/1960** sobre la propiedad horizontal.

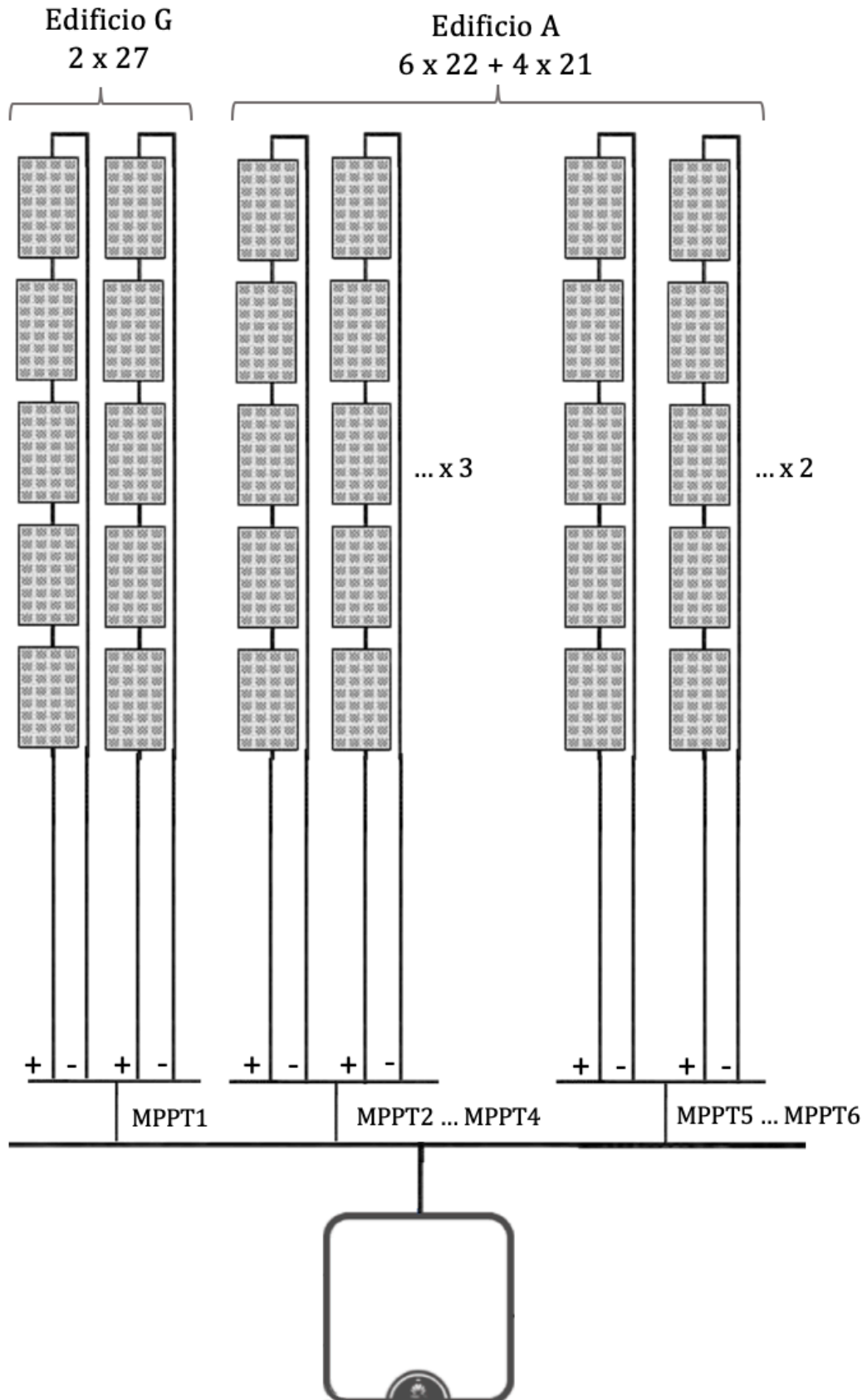
Por último, podemos destacar especialmente el reciente **Real Decreto 244/2019** en el cual se definen las nuevas modalidades de autoconsumo, incluyendo el nuevo concepto de autoconsumo colectivo, y por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de dichas modalidades de autoconsumo de energía eléctrica.

ANEXO II: PLANOS DEL CONJUNTO

Plano general:

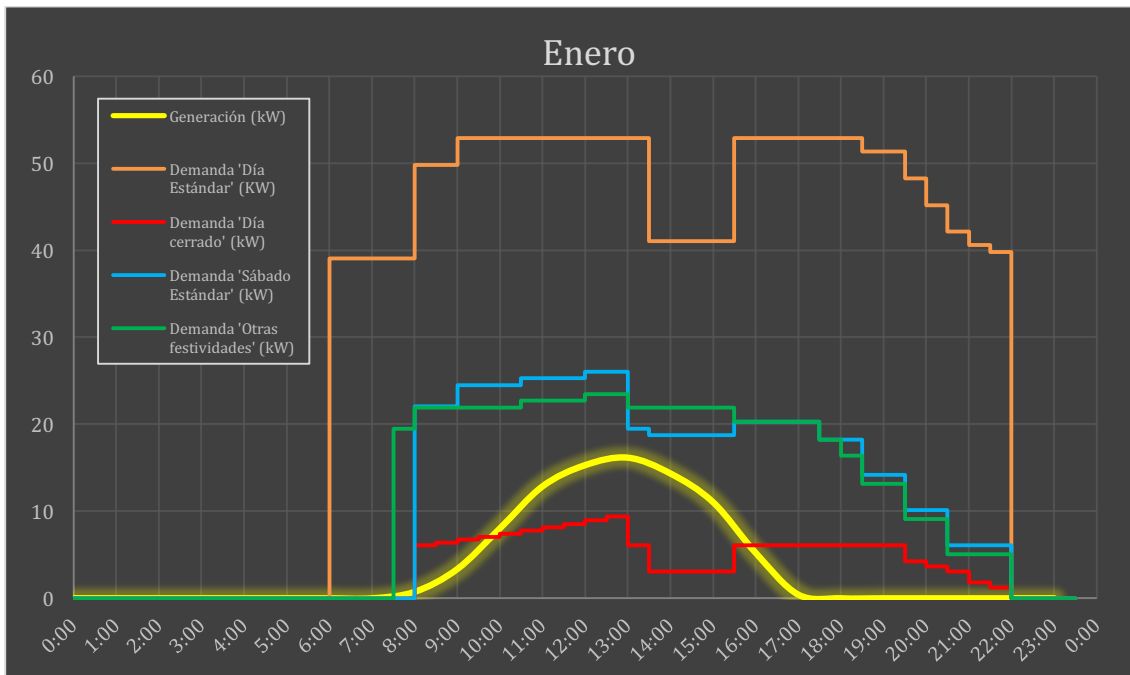


Generador fotovoltaico:



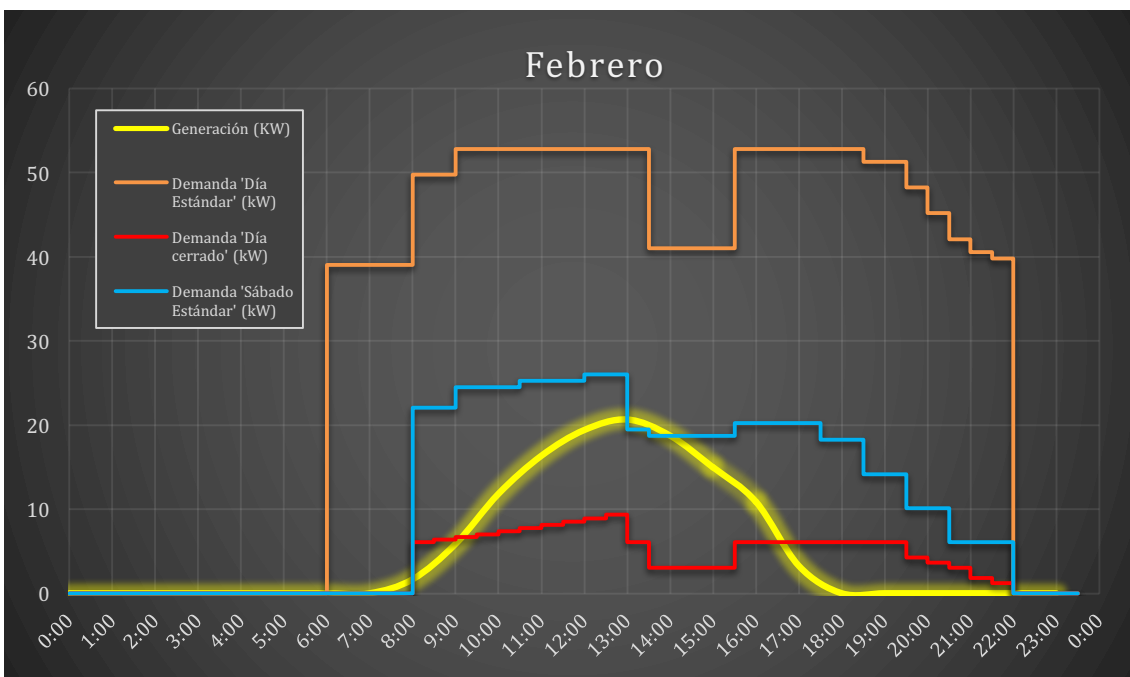
ANEXO III: GRÁFICAS GENERACIÓN VS. CONSUMO

Enero



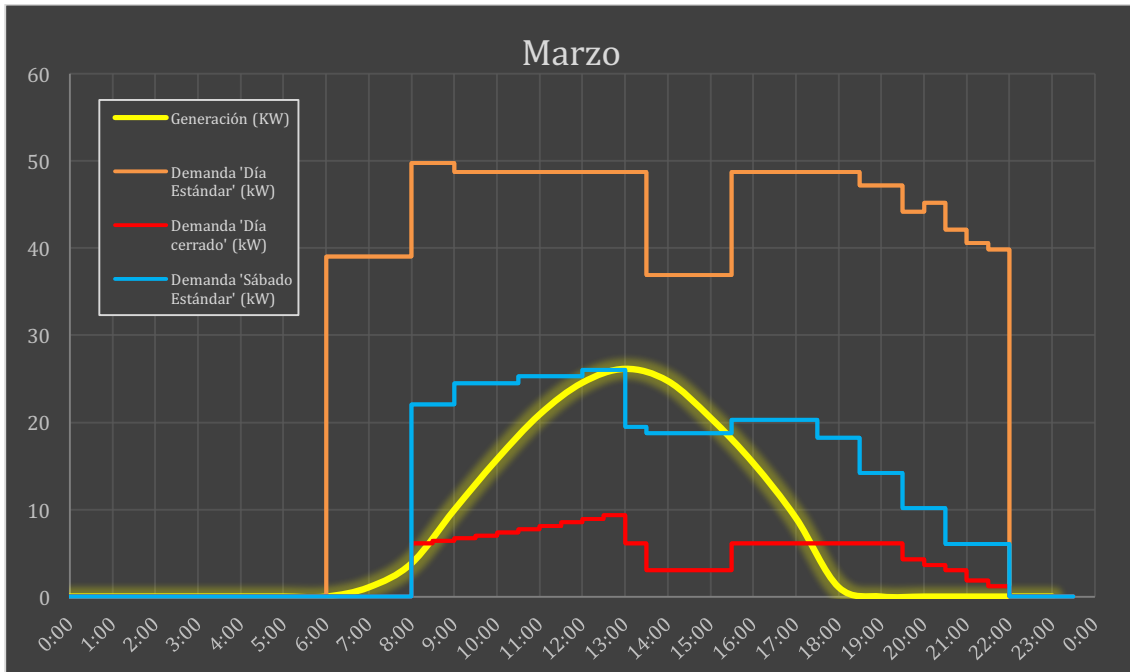
Gráfica 1 - Generación vs. consumo -Enero-

Febrero



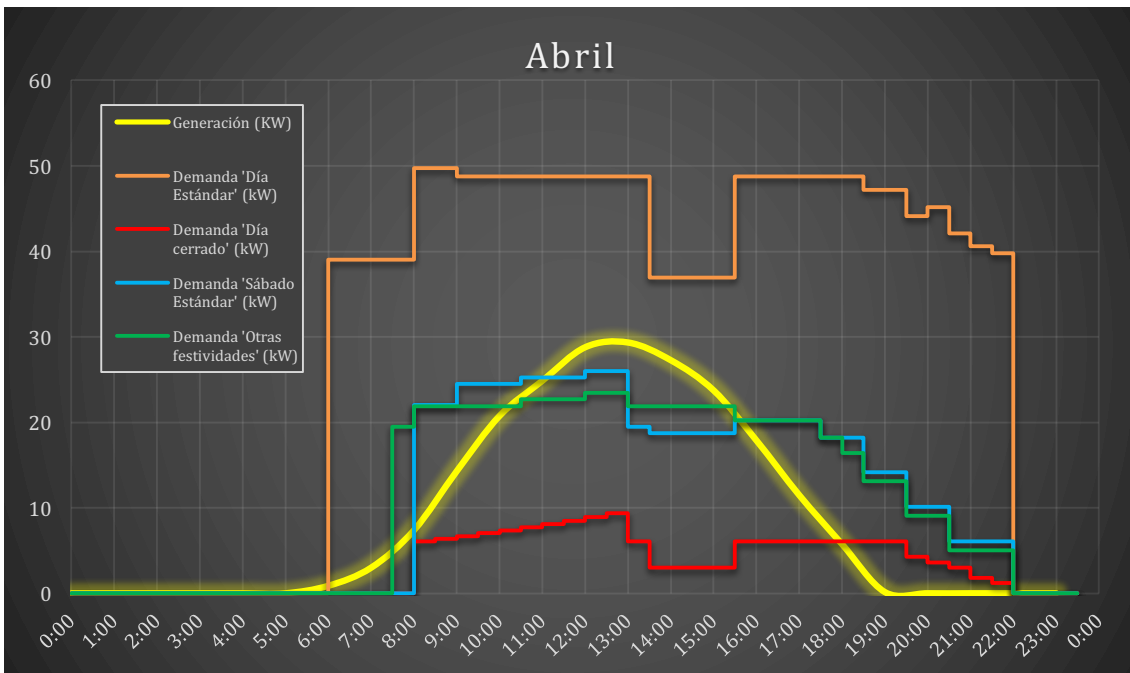
Gráfica 10 - Generación vs. consumo -Febrero-

Marzo



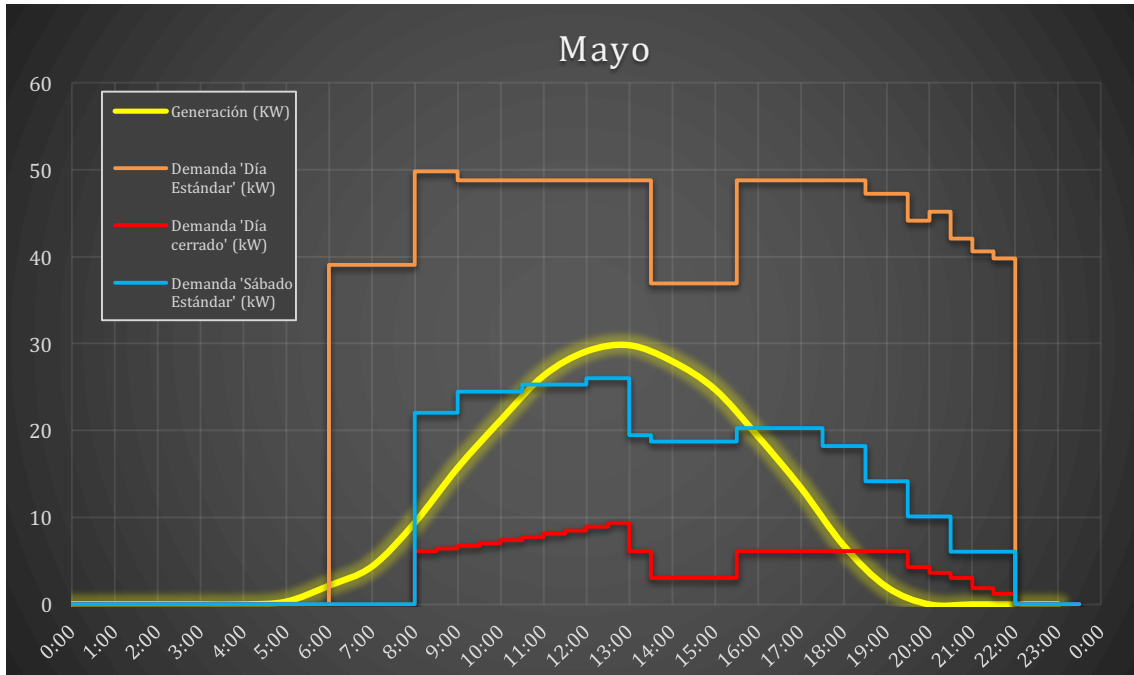
Gráfica 11 - Generación vs. consumo -Marzo-

Abril



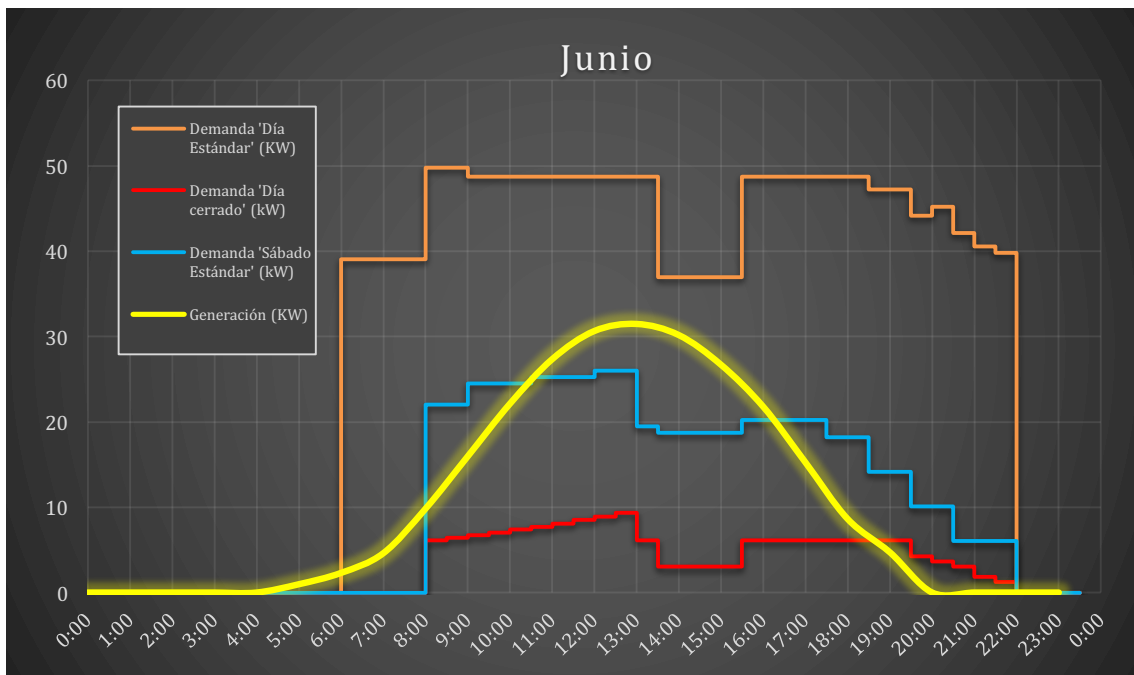
Gráfica 12 - Generación vs. consumo -Abril-

Mayo



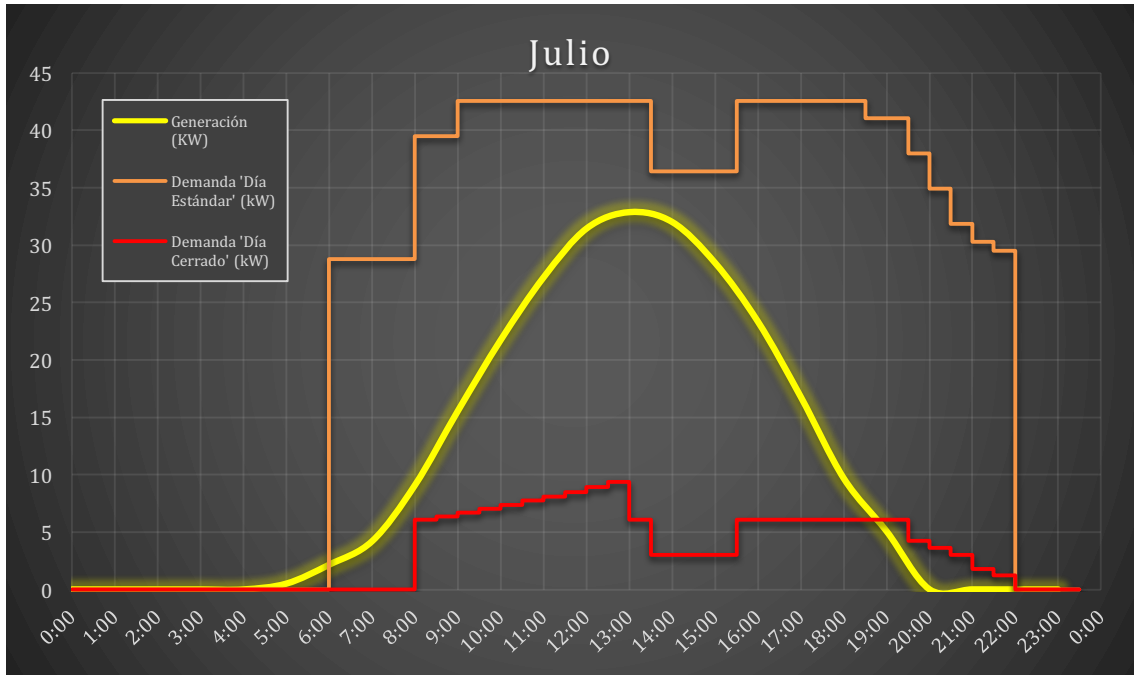
Gráfica 13 - Generación vs. consumo -Mayo-

Junio



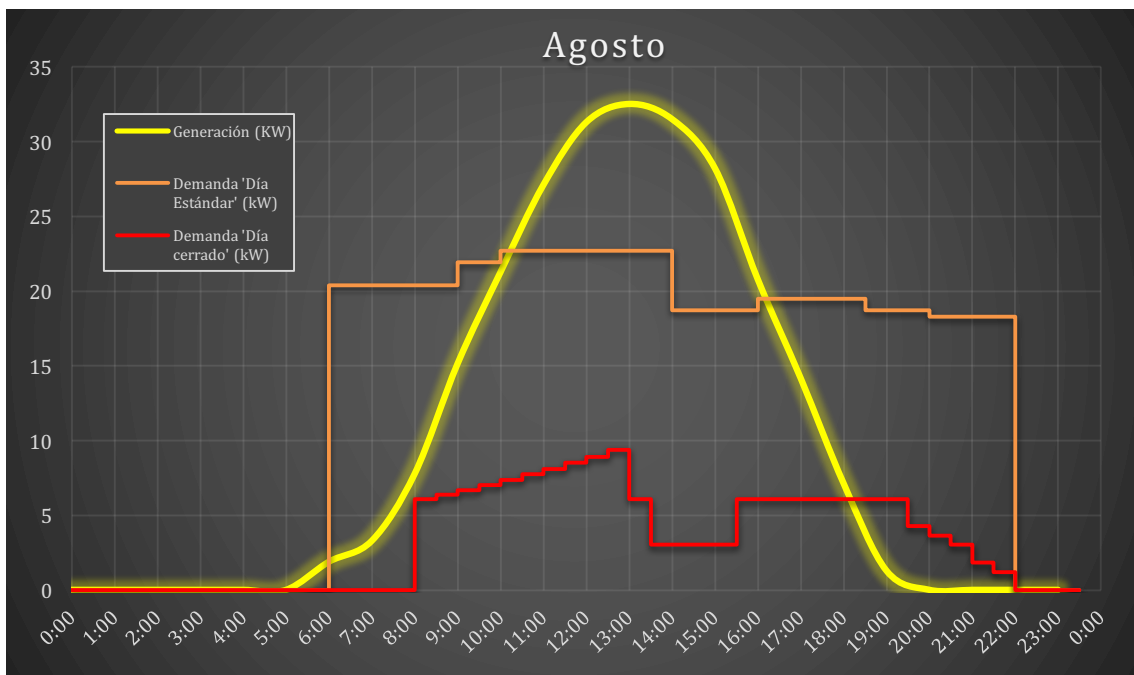
Gráfica 14 - Generación vs. consumo -Junio-

Julio



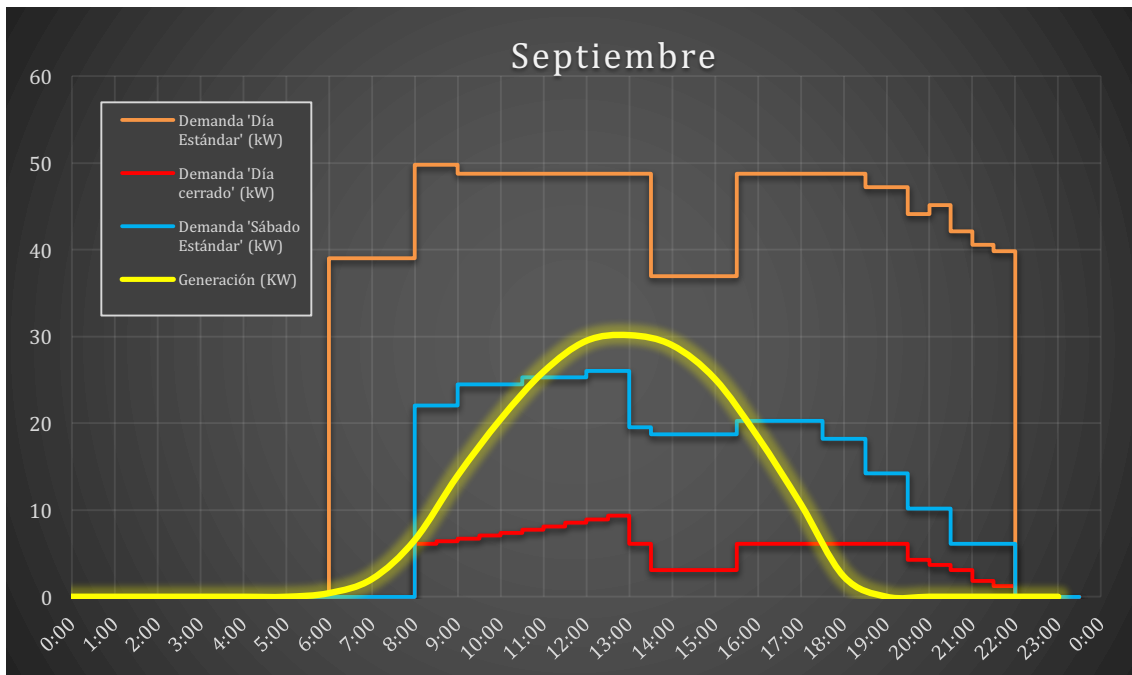
Gráfica 15 - Generación vs. consumo -Julio-

Agosto



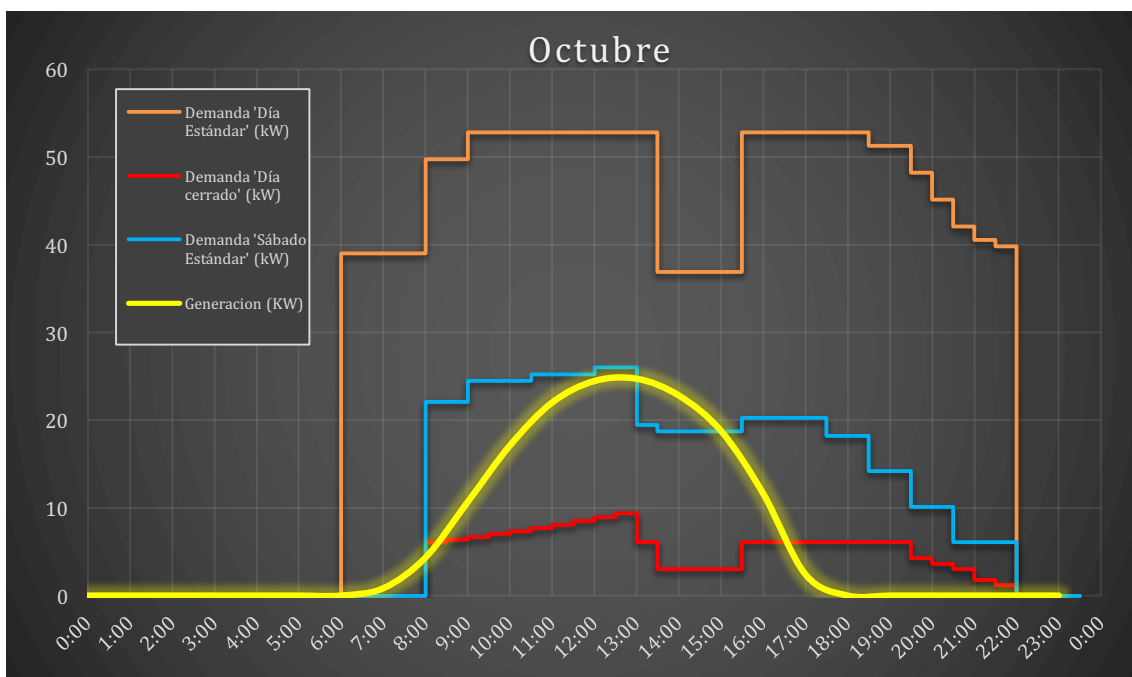
Gráfica 16 - Generación vs. consumo -Agosto-

Septiembre



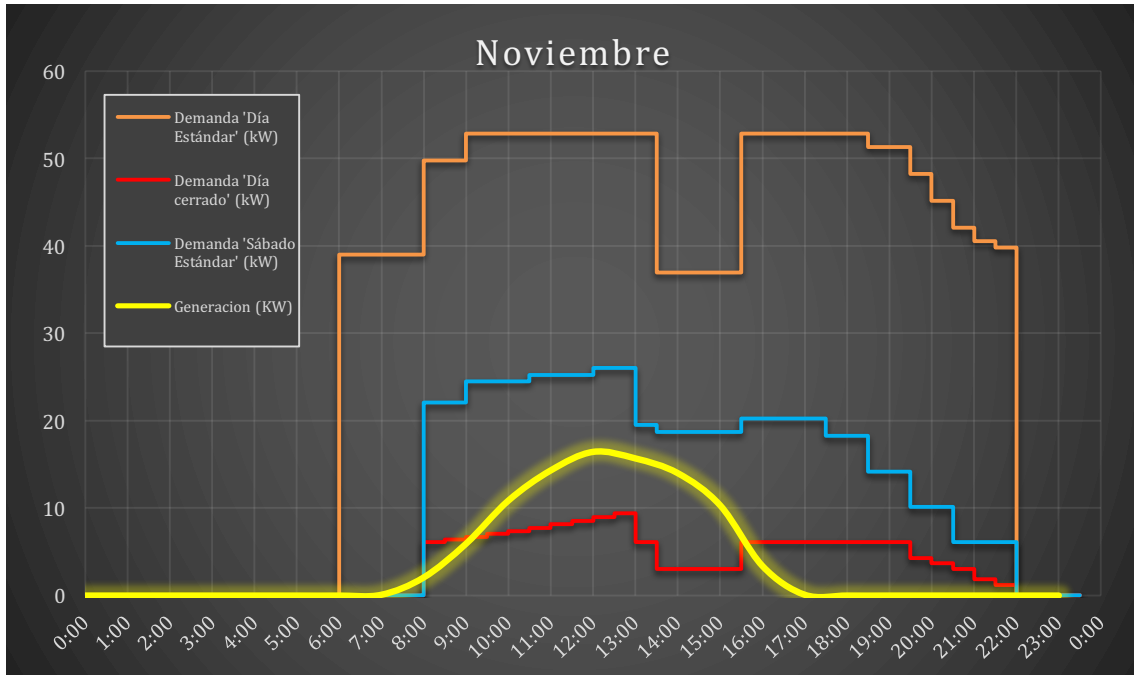
Gráfica 17 - Generación vs. consumo -Septiembre-

Octubre



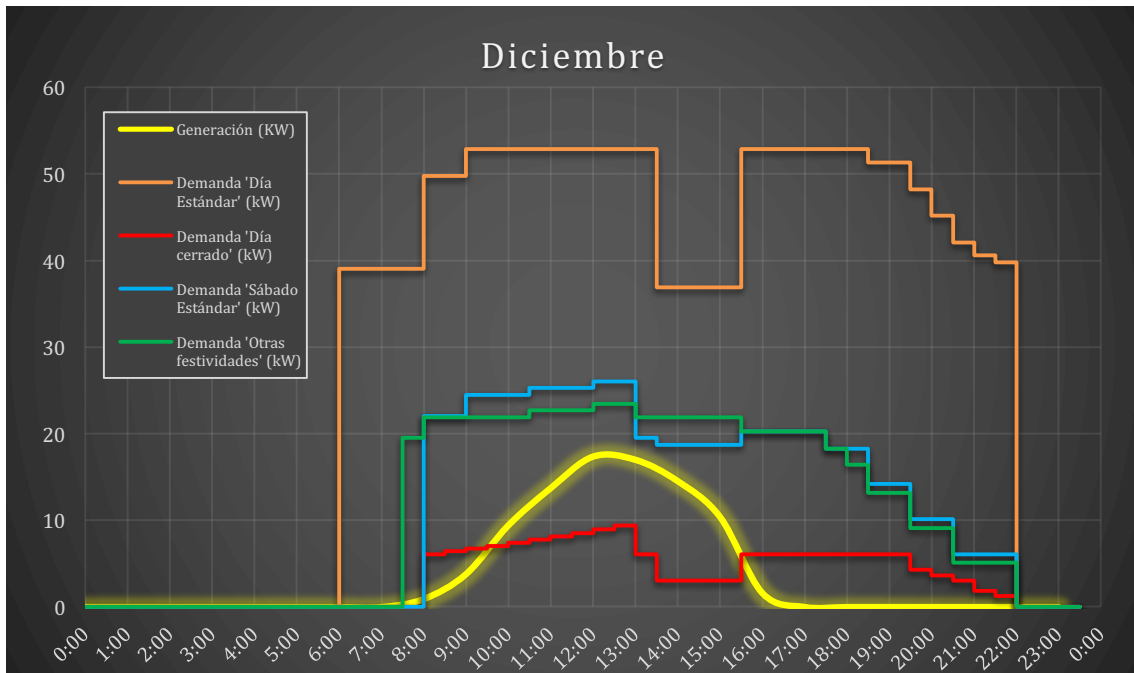
Gráfica 18 - Generación vs. consumo -Octubre-

Noviembre



Gráfica 19 - Generación vs. consumo -Noviembre-

Diciembre



Gráfica 20 - Generación vs. consumo -Diciembre-

ANEXO IV: HOJAS DE ESPECIFICACIONES



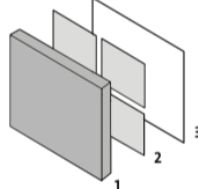
Versión de 24 V

Comportamiento bajo condiciones estándar de prueba

Potencia en el punto de máx. potencia (Pmax)	200 Wp	210 Wp	220 Wp
Tensión a potencia máxima (Vmpp)	28,6 V	29,2 V	29,8 V
Corriente a potencia máxima (Impp)	7,0 A	7,2 A	7,4 A
Tensión en circuito abierto (Voc)	36,2 V	36,4 V	36,6 V
Corriente de corto circuito (Isc)	7,6 A	7,8 A	8,0 A

SolarWorld Module SW 200/210/220 poly

Estructura



- 1] Parte anterior: vidrio reforzado
- 2] 60 células solares policristalinas 156 mm x 156 mm incorporadas en EVA (Acetato de Vinilo-Etileno)
- 3] Parte posterior: lámina de Tedlar

Materiales empleados

Células por módulo	60
Tipo de célula	Silicio policristalino
Medidas de la célula	156 x 156 mm

Parámetros característicos del comportamiento térmico

TK Isc	0,03 %/K
TK Voc	-0,35 %/K

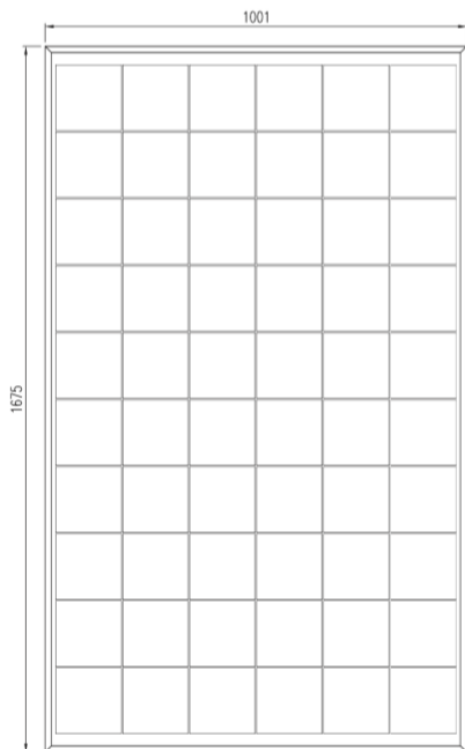
Parámetros característicos para la integración óptima en el sistema

Tensión máxima del sistema	1.000 V
Carga máxima de corriente inversa	No aplicar tensiones externas al módulo mayores que el valor de Voc.

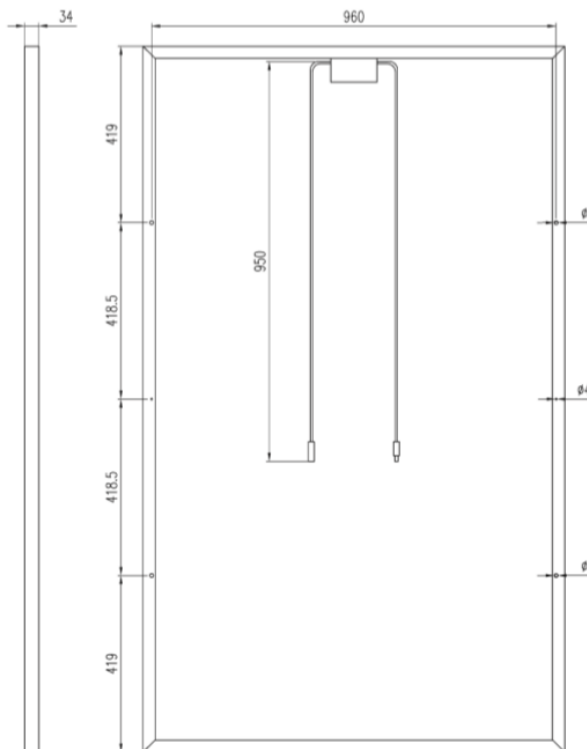
Datos sobre potencia y desviaciones límites de manufactura

Potencia nominal	200/210/220 Wp +/- 3 %
Caja de conexión	IP 65
Enchufe	MC tipo 4

Parte anterior



Parte posterior



Smart Power Sensor



Accurate

- Measurement accuracy: class 1

Simple & Easy

- Standard din-rail mounting of DIN 35 mm
- Small volume, 1P2W 36 mm, 3P4W 72 mm
- LCD display, convenient for users to set and check
- Coupling connection for installation
- CT and RS485 cables included in accessories

Energy-efficient

- Overall power consumption ≤ 1 W

Technical Specification	DDSU666-H	DTSU666-H
General Specification		
Dimension (H * W * D)	100 * 36 * 65.5 mm (3.9 * 1.4 * 2.6 inch)	100 * 72 * 65.5 mm (3.9 * 2.8 * 2.6 inch)
Mounting type	DIN35 Rail	
Weight (including cables)	1.2 kg (2.6 lb)	1.5 kg (3.3 lb)
Power Supply		
Power grid type	1P2W	3P4W
Input power (phase voltage)	176 Vac ~ 288 Vac	
Power consumption	≤ 0.8 W	≤ 1 W
Measurement Range		
Line voltage	/	304 Vac ~ 499 Vac
Phase voltage	176 Vac ~ 288 Vac	
Current	0 ~ 100 A	
Measurement Accuracy		
Voltage	± 0.5 %	
Current / Power / Energy	± 1 %	
Frequency	± 0.01 Hz	
Communication		
Interface	RS485	
Baud rate	9,600 bps	
Communication protocol	Modbus-RTU	
Environment		
Operating temperature range	-25 °C ~ 60 °C	
Storage temperature range	-40 °C ~ 70 °C	
Operating humidity	5 %RH ~ 95 %RH (non-condensing)	
Others		
Accessories	RS485 Cable (10 m / 33 ft.)	
	1 CT 100 A / 40 mA (6 m / 19 ft.)	3 CT 100 A / 40 mA (6 m / 19 ft.)

The text and figures reflect the current technical state at the time of printing. Subject to technical changes. Errors and omissions excepted. Huawei assumes no liability for mistakes or printing errors. For more information, please visit solar.huawei.com. Version No.:05-20180811

SmartLogger 1000



Smart

Active & reactive power control



Simple

Including up to 80 inverters



Reliable

Max. communication range 1,000m

Technical Specification	SmartLogger 1000
Device Management	
Max. Number of Manageable Devices	80
Max. Number of Manageable Smart Inverters	80
Communication Interface	
Electrical Ethernet	ETH x 1, 10 / 100 Mbps
RS485	COM x 3, 2400 / 4800 / 9600 / 19200 / 115200 bps
Digital / Analog Input / Output	DI x 4, DO x 3, AI x 2
Communication Protocol	
Ethernet	Modbus-TCP, IEC 60870-5-104
RS485	Modbus-RTU, IEC 60870-5-103 (standard), DL / T645
Interaction	
LCD	3.5 inch Graphic LCD
LED	LED Indicator x 3
WEB	Embedded WEB
USB	USB 2.0 x 1
Environment	
Operating Temperature Range	-20°C ~ 60°C (-4°F ~ 140°F)
Relative Humidity (Non-condensing)	5% ~ 95%
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Electrical	
Power Supply	100 V ~ 240 V, 50 Hz / 60 Hz
Power Consumption	Typical 3 W, Max. 7 W
General Data	
Dimensions (W x H x D)	225 x 140 x 50 mm (8.9 x 5.5 x 2.0 inch)
Weight	0.5 kg (1.1 lb.)
Degree of Protection	IP20
Installation Options	Wall Mounting, DIN Rail Mounting, Tabletop Mounting

Version No.:02-(20190512)

SOLAR.HUAWEI.COM/EU/

SUN2000-60KTL-M0 Smart String Inverter



Smart

12 strings intelligent monitoring



Efficient

Max. efficiency 98.7%



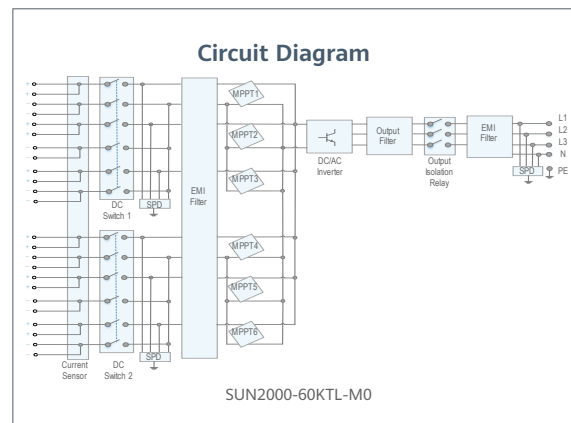
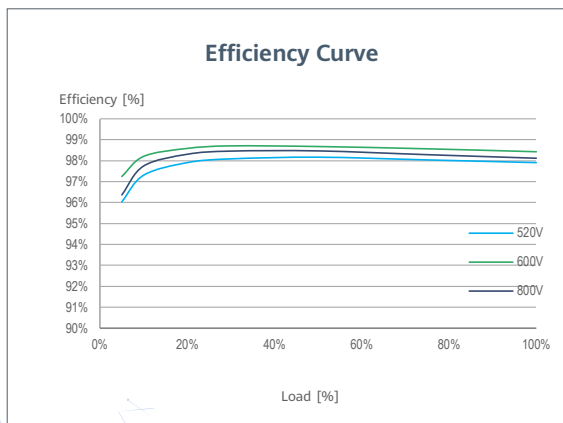
Safe

Fuse free design



Reliable

Type II surge arresters for DC & AC



SOLAR.HUAWEI.COM/EU/

SUN2000-60KTL-M0
Technical Specification

Technical Specification	SUN2000-60KTL-M0
Efficiency	
Max. efficiency	98.9% @480 V; 98.7% @380 V / 400 V
European efficiency	98.7% @480 V; 98.5% @380 V / 400 V
Input	
Max. Input Voltage	1,100 V
Max. Current per MPPT	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	30 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range	200 V ~ 1,000 V
Rated Input Voltage	600 V @380 Vac / 400 Vac; 720 V @480 Vac
Number of Inputs	12
Number of MPP Trackers	6
Output	
Rated AC Active Power	60,000 W
Max. AC Apparent Power	66,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	66,000 W
Rated Output Voltage	220 V / 380 V, 230 V / 400 V, default 3W + N + PE; 3W + PE optional in settings; 277 V / 480 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	91.2 A @380 V, 86.7 A @400 V, 72.2 A @480 V
Max. Output Current	100 A @380 V, 95.3 A @400 V, 79.4 A @480 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 leading ~ 0.8 lagging
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, Bluetooth + APP
RS485	Yes
USB	Yes
Monitoring BUS (MBUS)	Yes
General Data	
Dimensions (W x H x D)	1,075 x 555 x 300 mm (42.3 x 21.9 x 11.8 inch)
Weight (with mounting plate)	74 kg (163.1 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Natural Convection
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Amphenol Helios H4
AC Connector	Waterproof PG Terminal + Terminal Clamp
Protection Degree	IP65
Topology	Transformerless
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Grid Connection Standards	IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, VDE 4120, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11

ANEXO V: RESUMEN DE RESULTADOS

Energía aprovechada y excedentes mensuales:

Tabla 25 - Energía aprovechada y excedentes mensuales

kWh	Energía aprovechada	Excedentes	Excedentes (%)
Enero	2489,61	241,48	8,84%
Febrero	3209,39	282,82	8,10%
Marzo	4542,31	851,53	15,79%
Abril	5112,87	1407,95	21,59%
Mayo	6250,91	1017,86	14,00%
Junio	6429,75	1205,64	15,79%
Julio	6364,01	1750,82	21,58%
Agosto	4729,63	2866,73	37,74%
Septiembre	5578,13	901,95	13,92%
Octubre	4445,01	547,42	10,96%
Noviembre	2586,04	224,67	7,99%
Diciembre	2305,45	467,74	16,87%
TOTAL	54043,11	11766,60	17,88%

Ahorro mensual:

Tabla 26 - Ahorro mensual

Ahorro				
Mes	Autoconsumo	Excedentes	Excedentes (%)	TOTAL
Enero	290,74 €	12,47 €	4,11%	303,20 €
Febrero	389,75 €	15,55 €	3,84%	405,30 €
Marzo	481,26 €	33,85 €	6,57%	515,11 €
Abril	552,96 €	60,06 €	9,80%	613,02 €
Mayo	753,05 €	56,06 €	6,93%	809,11 €
Junio	793,75 €	70,51 €	8,16%	864,26 €
Julio	807,27 €	108,27 €	11,83%	915,55 €
Agosto	621,05 €	184,30 €	22,88%	805,35 €
Septiembre	767,49 €	64,31 €	7,73%	831,80 €
Octubre	579,10 €	35,79 €	5,82%	614,89 €
Noviembre	331,74 €	13,93 €	4,03%	345,67 €
Diciembre	298,69 €	28,94 €	8,83%	327,63 €
TOTAL	6.666,84 €	684,04 €	9,31%	7.350,88 €

Coste mensual de los excedentes:

Tabla 27 - Coste mensual de los excedentes

Mes	Ahorro		Coste de los excedentes
	Con excedentes	Sin excedentes	
Enero	303,20 €	318,94 €	15,73 €
Febrero	405,30 €	424,09 €	18,80 €
Marzo	515,11 €	571,48 €	56,37 €
Abril	613,02 €	705,23 €	92,21 €
Mayo	809,11 €	875,67 €	66,56 €
Junio	864,26 €	942,59 €	78,33 €
Julio	915,55 €	1.029,37 €	113,82 €
Agosto	805,35 €	997,48 €	192,13 €
Septiembre	831,80 €	891,59 €	59,79 €
Octubre	614,89 €	650,41 €	35,53 €
Noviembre	345,67 €	360,56 €	14,89 €
Diciembre	327,63 €	359,29 €	31,66 €
TOTAL	7.350,88 €	8.126,70 €	775,81 €

Flujos de caja:

Tabla 28 - Flujos de caja

Año	Rendimiento	Ingresos	Gastos	Flujo (Q)	Flujo acumulado
0	-	- €	28.643,31 €	-28.643,31 €	-28.643,31 €
1	90,00%	7.350,88 €	1.500 €	5.850,88 €	-22.792,43 €
2	89,50%	7.314,13 €	1.500 €	5.814,13 €	-16.978,30 €
3	89,00%	7.277,38 €	1.500 €	5.777,38 €	-11.200,92 €
4	88,50%	7.240,62 €	1.500 €	5.740,62 €	-5.460,30 €
5	88,00%	7.203,87 €	1.500 €	5.703,87 €	243,57 €
6	87,50%	7.167,11 €	1.500 €	5.667,11 €	5.910,68 €
7	87,00%	7.130,36 €	1.500 €	5.630,36 €	11.541,04 €
8	86,50%	7.093,60 €	1.500 €	5.593,60 €	17.134,64 €
9	86,00%	7.056,85 €	1.500 €	5.556,85 €	22.691,49 €
10	85,50%	7.020,09 €	1.500 €	5.520,09 €	28.211,58 €
11	85,00%	6.983,34 €	1.500 €	5.483,34 €	33.694,92 €
12	84,50%	6.946,59 €	1.500 €	5.446,59 €	39.141,51 €
13	84,00%	6.909,83 €	1.500 €	5.409,83 €	44.551,34 €
14	83,50%	6.873,08 €	1.500 €	5.373,08 €	49.924,42 €
15	83,00%	6.836,32 €	1.500 €	5.336,32 €	55.260,74 €