

# PATRIMONIO SOLAR

POTENCIAL FOTOVOLTAICO DEL CAMPUS UPM EN MONCLOA

Jesús Sobaler Rodríguez

PATRIMONIO SOLAR:

POTENCIAL FOTOVOLTAICO DEL CAMPUS UPM EN MONCLOA

Estudiante

*Jesús Sobaler Rodríguez*

*Expediente: 14439*

Tutor

*Lorenzo Olivieri*

*Departamento de Construcción y Tecnología Arquitectónicas*

Aula TFG 2

*Gema Ramírez Pacheco, coordinadora*

*Graziella Trovato, adjunta*

Escuela Técnica Superior de Arquitectura de Madrid

Universidad Politécnica de Madrid

Primavera 2019

Este Trabajo de Fin de Grado ha sido financiado por la Universidad Politécnica de Madrid y el Banco Santander en el marco de la Convocatoria de Campus Sostenible en la UPM para el año 2019.



## RESUMEN

Este trabajo aborda el estudio de la viabilidad económica de la instalación de generadores fotovoltaicos de energía eléctrica en el Campus UPM de Moncloa. El objetivo es comprobar si resulta rentable la implantación de este tipo de instalaciones con el fin de reducir el balance energético de los centros del Campus.

Siguiendo la estela de anteriores proyectos de rehabilitación energética en edificios existentes y el estudio del potencial solar, se aplica una metodología que tiene en cuenta parámetros como la irradiación solar, el sombreado en los módulos y la geometría de las cubiertas, así como distintas hipótesis de instalación.

Esta metodología es aplicada en ocho centros distintos para lograr un análisis concluyente del conjunto del Campus.

A la vista de los resultados obtenidos, se puede determinar que la instalación de módulos fotovoltaicos resulta rentable a lo largo de la vida útil de éstos y, aunque no se cubra toda la demanda, el ahorro conseguido por la producción de energía fotovoltaica es beneficioso durante este periodo.

**Palabras clave:** ahorro energético, campus UPM, energía fotovoltaica, potencial solar, rehabilitación energética, sostenibilidad.

# ÍNDICE

<b>RESUMEN</b> .....	<b>3</b>
<b>ÍNDICE</b> .....	<b>4</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b> .....	<b>6</b>
<b>1 INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>9</b>
1.1 MOTIVACIÓN.....	9
1.2 OBJETIVO.....	9
<b>2 ESTADO DE LA TÉCNICA</b> .....	<b>11</b>
2.1 REHABILITACIÓN ENERGÉTICA.....	11
2.2 ESTUDIO DEL POTENCIAL SOLAR .....	12
<b>3 METODOLOGÍA</b> .....	<b>14</b>
3.1 DATOS INICIALES .....	14
3.2 DISEÑO DE LAS INSTALACIONES.....	14
3.2.1 <i>Criterios previos de diseño</i> .....	14
3.2.2 <i>Cálculo de la potencia nominal del generador fotovoltaico</i> .....	16
3.2.3 <i>Cálculo de la irradiación global anual en el plano de captación</i> .....	16
3.2.4 <i>Cálculo del factor de sombra</i> .....	17
3.2.5 <i>Estudio de la distribución</i> .....	18
3.2.6 <i>Cálculo de la generación anual esperable</i> .....	18
3.2.7 <i>Estudio de la distribución</i> .....	19
3.3 EVALUACIÓN ECONÓMICA .....	19
<b>4 ANÁLISIS ENERGÉTICO</b> .....	<b>21</b>
4.1 ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE ARQUITECTURA.....	21
4.2 ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE EDIFICACIÓN.....	25
4.3 ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA AERONÁUTICA Y DEL ESPACIO .....	29
4.4 ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS DE CAMINOS, CANALES Y PUERTOS.....	33
4.5 ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS DE TELECOMUNICACIÓN .....	37
4.6 ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS NAVALES .....	41
4.7 FACULTAD DE CIENCIAS DE LA ACTIVIDAD FÍSICA Y DEL DEPORTE (INEF) .....	45
4.8 RECTORADO .....	49
4.9 CAMPUS UPM .....	55
<b>5 ANÁLISIS ECONÓMICO</b> .....	<b>56</b>

---

5.1	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE ARQUITECTURA.....	56
5.2	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE EDIFICACIÓN.....	58
5.3	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA AERONÁUTICA Y DEL ESPACIO .....	60
5.4	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS DE CAMINOS, CANALES Y PUERTOS.....	62
5.5	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS DE TELECOMUNICACIÓN .....	64
5.6	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS NAVALES .....	66
5.7	FACULTAD DE CIENCIAS DE LA ACTIVIDAD FÍSICA Y DEL DEPORTE (INEF) .....	68
5.8	RECTORADO .....	70
5.9	CAMPUS UPM .....	72
<b>6</b>	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>74</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>75</b>

# ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Fig. 3.1 Dimensiones del modelo SunPower X22-360-COM</i> .....	15
<i>Fig. 3.2. Casos de estudio de instalación del módulo</i> .....	15
<i>Fig. 3.3. Datos de irradiación promedio diario mensual sobre superficie horizontal de las fuentes utilizadas.</i> .....	16
<i>Fig. 3.4. Perfil de obstáculos (a) y diagrama de trayectoria solares con las porciones de cielo (b), utilizado para estimar el factor de sombra anual.</i> .....	18
<i>Fig. 4.1. Plano de cubiertas ETSAM</i> .....	21
<i>Fig. 4.2. Cuadro de distribuciones 1 ETSAM</i> .....	22
<i>Fig. 4.3. Cuadro de distribuciones 2 ETSAM</i> .....	22
<i>Fig. 4.4. . Instalación hipótesis 1 ETSAM</i> .....	23
<i>Fig. 4.5. . Instalación hipótesis 2 ETSAM</i> .....	23
<i>Fig. 4.6. Relación energía consumida / producidas anual ETSAM</i> .....	24
<i>Fig. 4.7. Relación energía consumida / producidas mensual ETSAM</i> .....	24
<i>Fig. 4.8. Plano de cubiertas ETSE</i> .....	25
<i>Fig. 4.9. Cuadro de distribuciones 1 ETSE</i> .....	26
<i>Fig. 4.10. Cuadro de distribuciones 2 ETSE</i> .....	26
<i>Fig. 4.11. Instalación hipótesis 1 ETSE</i> .....	27
<i>Fig. 4.12. Instalación hipótesis 2 ETSE</i> .....	27
<i>Fig. 4.13. Relación energía consumida / producidas anual ETSE</i> .....	28
<i>Fig. 4.14. Relación energía consumida / producidas mensual ETSE</i> .....	28
<i>Fig. 4.15. Plano de cubiertas ETSIAE</i> .....	29
<i>Fig. 4.16. Cuadro de distribuciones 1 ETSIAE</i> .....	30
<i>Fig. 4.17. Cuadro de distribuciones 2 ETSIAE</i> .....	30
<i>Fig. 4.18. Instalación hipótesis 1 ETSIAE</i> .....	31
<i>Fig. 4.19. Instalación hipótesis 2 ETSIAE</i> .....	31
<i>Fig. 4.20. Relación energía consumida / producidas anual ETSIAE</i> .....	32
<i>Fig. 4.21. Relación energía consumida / producidas mensual ETSIAE</i> .....	32
<i>Fig. 4.22. Plano de cubiertas ETSICCP</i> .....	33
<i>Fig. 4.23. Cuadro de distribuciones 1 ETSICCP</i> .....	34
<i>Fig. 4.24. Cuadro de distribuciones 2 ETSE</i> .....	34
<i>Fig. 4.25. Instalación hipótesis 1 ETSICCP</i> .....	35
<i>Fig. 4.26. Instalación hipótesis 2 ETSICCP</i> .....	35

<i>Fig. 4.27. Relación energía consumida / producidas anual ETSICCP</i> .....	36
<i>Fig. 4.28. Relación energía consumida / producidas mensual ETSICCP</i> .....	36
<i>Fig. 4.29. Plano de cubiertas ETSIT</i> .....	37
<i>Fig. 4.30. Cuadro de distribuciones 1 ETSIT</i> .....	38
<i>Fig. 4.31. Cuadro de distribuciones 2 ETSIT</i> .....	38
<i>Fig. 4.32. Instalación hipótesis 1 ETSIT</i> .....	39
<i>Fig. 4.33. Instalación hipótesis 2 ETSIT</i> .....	39
<i>Fig. 4.34. Relación energía consumida / producidas anual ETSIT</i> .....	40
<i>Fig. 4.35. Relación energía consumida / producidas mensual ETSIT</i> .....	40
<i>Fig. 4.36. Plano de cubiertas ETSIN</i> .....	41
<i>Fig. 4.37. Cuadro de distribuciones 1 ETSIN</i> .....	42
<i>Fig. 4.38. Cuadro de distribuciones 2 ETSIN</i> .....	42
<i>Fig. 4.39. Instalación hipótesis 1 ETSIN</i> .....	43
<i>Fig. 4.40. Instalación hipótesis 2 ETSIN</i> .....	43
<i>Fig. 4.41. Relación energía consumida / producidas anual ETSIN</i> .....	44
<i>Fig. 4.42. Relación energía consumida / producidas mensual ETSIN</i> .....	44
<i>Fig. 4.43. Plano de cubiertas INEF</i> .....	45
<i>Fig. 4.44. Cuadro de distribuciones 1 INEF</i> .....	46
<i>Fig. 4.45. Cuadro de distribuciones 2 INEF</i> .....	46
<i>Fig. 4.46. Instalación hipótesis 1 INEF</i> .....	47
<i>Fig. 4.47. Instalación hipótesis 2 INEF</i> .....	47
<i>Fig. 4.48. Relación energía consumida / producidas anual INEF</i> .....	48
<i>Fig. 4.49. Relación energía consumida / producidas mensual INEF</i> .....	48
<i>Fig. 4.50. Plano de cubiertas Rectorado Edificio A</i> .....	49
<i>Fig. 4.51. Plano de cubiertas Rectorado Edificio B</i> .....	49
<i>Fig. 4.52. Cuadro de distribuciones 1 Rectorado Edificio A</i> .....	50
<i>Fig. 4.53. Cuadro de distribuciones 2 Rectorado Edificio A</i> .....	50
<i>Fig. 4.54. Instalación hipótesis 1 Rectorado Edificio A</i> .....	51
<i>Fig. 4.55. Instalación hipótesis 2 Rectorado Edificio A</i> .....	51
<i>Fig. 4.56. Cuadro de distribuciones 1 Rectorado Edificio B</i> .....	52
<i>Fig. 4.57. Cuadro de distribuciones 2 Rectorado Edificio B</i> .....	52
<i>Fig. 4.58. Instalación hipótesis 1 ETSE</i> .....	53
<i>Fig. 4.59. Instalación hipótesis 2 ETSE</i> .....	53

<i>Fig. 4.60. Relación energía consumida / producidas anual Rectorado</i> .....	54
<i>Fig. 4.61. Relación energía consumida / producidas anual Rectorado</i> .....	54
<i>Fig. 4.62. Relación energía consumida / producidas anual Campus</i> .....	55
<i>Fig. 4.63. Porcentaje de energía cubierta por la producida</i> .....	55
<i>Fig. 4.64. Relación energía consumida / producidas anual Campus</i> .....	55
<i>Fig. 5.1. Gasto mensual energía eléctrica ETSAM</i> .....	56
<i>Fig. 5.2. Flujo de caja 1 ETSAM</i> .....	56
<i>Fig. 5.3. Flujo de caja 2 ETSAM</i> .....	57
<i>Fig. 5.4. Gasto mensual energía eléctrica ETSE</i> .....	58
<i>Fig. 5.5. Flujo de caja 1 ETSE</i> .....	58
<i>Fig. 5.6. Flujo de caja 2 ETSE</i> .....	59
<i>Fig. 5.7. Gasto mensual energía eléctrica ETSIAE</i> .....	60
<i>Fig. 5.8. Flujo de caja 1 ETSIAE</i> .....	60
<i>Fig. 5.9. Flujo de caja 2 ETSIAE</i> .....	61
<i>Fig. 5.10. Gasto mensual energía eléctrica ETSICCP</i> .....	62
<i>Fig. 5.11. Flujo de caja 1 ETSICCP</i> .....	62
<i>Fig. 5.12. Flujo de caja 2 ETSICCP</i> .....	63
<i>Fig. 5.13. Gasto mensual energía eléctrica ETSIT</i> .....	64
<i>Fig. 5.14. Flujo de caja 1 ETSIT</i> .....	64
<i>Fig. 5.15. Flujo de caja 2 ETSIT</i> .....	65
<i>Fig. 5.16. Gasto mensual energía eléctrica ETSIN</i> .....	66
<i>Fig. 5.17. Flujo de caja 1 ETSIN</i> .....	66
<i>Fig. 5.18. Flujo de caja 2 ETSIN</i> .....	67
<i>Fig. 5.19. Gasto mensual energía eléctrica INEF</i> .....	68
<i>Fig. 5.20. Flujo de caja 1 INEF</i> .....	68
<i>Fig. 5.21. Flujo de caja 2 INEF</i> .....	69
<i>Fig. 5.22. Gasto mensual energía eléctrica Rectorado</i> .....	70
<i>Fig. 5.23. Flujo de caja 1 Rectorado</i> .....	70
<i>Fig. 5.24. Flujo de caja 2 Rectorado</i> .....	71
<i>Fig. 5.25. Gasto mensual energía eléctrica Campus</i> .....	72
<i>Fig. 5.26. Flujo de caja 1 Campus</i> .....	72
<i>Fig. 5.27. Flujo de caja 2 Campus</i> .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>

# 1 INTRODUCCIÓN

## 1.1 Motivación

Desde la revolución industrial, el desarrollo de la sociedad ha estado basado en el consumo cada vez mayor de energía. Hasta la crisis del petróleo de 1973, no existía conciencia de que la energía fuera un recurso limitado, y desde entonces se han estado buscando soluciones para optimizar la energía generada, ya sea mejorando los procesos de generación y aprovechamiento como reduciendo el consumo que hacemos de ella.

A partir de los años noventa del siglo pasado, la sociedad ha ido desarrollando un sentimiento de preocupación hacia la conservación del medio ambiente y el impacto producido por la extracción de los recursos y fuentes energéticas. Esta *conciencia ambiental* ha llevado a numerosas instituciones gubernamentales y organizaciones internacionales a incluirlo dentro de sus objetivos y actuaciones.

La Organización de las Naciones Unidas (ONU), siguiendo la estela de los Objetivos de Desarrollo del Milenio comenzados en los años noventa y ratificados en el año 2000, aprobó en 2015 la *Agenda 2030 de Desarrollo Sostenible*, impulsando una iniciativa llamada Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) en donde están involucrados 193 estados miembros de la ONU. Se trata de una serie de principios en los que se adoptan medidas para desarrollar con el fin de lograr erradicar la pobreza, proteger el planeta y garantizar que todas las personas gocen de paz y prosperidad.<sup>1</sup>

A diferencia de otras medidas aprobadas por la ONU, los ODS nacieron bajo el concepto de involucrar a la mayor cantidad de agentes posibles, desde gobiernos hasta individuos, intentando llegar a todos los componentes de la sociedad civil.

En este sentido, se cree interesante involucrar a la Universidad Politécnica de Madrid dentro de este marco, aprovechando su carácter oficial, como parte de la Academia, y también su carácter innovador, siendo una de las instituciones más importantes en España en el desarrollo de tecnología I+D+i.

## 1.2 Objetivo

El objetivo de este trabajo es el estudio del potencial fotovoltaico de las cubiertas de los edificios de la Universidad Politécnica de Madrid en el campus de Moncloa con el fin de proponer una solución que logre mejorar el balance energético de cada centro.

La razón por la cual se estudia la posible mejora del balance energético mediante la instalación de paneles fotovoltaicos es por el creciente desarrollo de

1. <https://www.un.org/sustainable-development/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>

2. <https://www.ies.upm.es/>

3. Real Decreto 244/2019, de 5 de abril

esta tecnología experimentado en la última década, así como su mayor competitividad debida a la reducción de costes, mejora de la producción e incremento en su vida útil. En este sentido, la UPM cuenta con un organismo propio, el Instituto de Energía Solar, que ha contribuido de forma significativa a este desarrollo.<sup>2</sup>

Además, la energía fotovoltaica ha sido beneficiada por los últimos cambios legislativos que regulan el mercado energético y la producción de energía para autoconsumo en el Real Decreto 244/2019, que define las modalidades de autoconsumo y simplifica la tramitación de permisos para las instalaciones<sup>3</sup>.

Este Real Decreto establece dos modalidades de autoconsumo, sin excedentes y con excedentes, esta última dividida en dos grupos: tipo a, con instalaciones con una potencia total menor a 100 kWp; y tipo b, englobando el resto de casos. Adicionalmente se contempla también la posibilidad de instalar sistemas de almacenamiento.

Además, quedan definidos los tipos de autoconsumidores: individual y colectivo, lo que permite asociarse a comunidades de individuos para la optimización de los recursos. También se simplifican los trámites de acceso y conexión para instalaciones sin excedentes o con excedentes menores a 15 kWp, así como la regulación del régimen económico de venta a la red y compensación.

Por otra parte, dentro del marco de los ODS, este trabajo integraría los siguientes objetivos:

- ODS 7: *Energía asequible y no contaminante*: en este estudio se aborda el ahorro que producirían los módulos fotovoltaicos, así como el tiempo de amortización.
- ODS 11: *Ciudades y comunidades sostenibles*: este estudio propone un modelo de institución pública que produce la energía que consume, así como en un eventual momento, lograr abastecer a parte de la ciudad en la que se integra.
- ODS 13: *Acción por el clima*: el modelo de producción de energía estudiado es un modelo renovable que no utiliza fuentes que contribuyen al efecto invernadero.

De este modo, la situación para realizar un estudio de este tipo es ventajosa debido al interés que se encuentra por parte de la sociedad y las instituciones con el objetivo de lograr una transición hacia un modelo energético más sostenible.

## 2 ESTADO DE LA TÉCNICA

### 2.1 Rehabilitación energética

La rehabilitación energética de edificios existentes ha ido desarrollándose en los últimos años debido a diversas ayudas de fondos estatales y europeos. Programas como PAREER-CRECE o RENOVE, del Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE), han permitido un auge en este sector para la recuperación y conservación del parque inmobiliario español.

Las principales acciones para la rehabilitación energética consisten en medidas pasivas que reduzcan el consumo de los edificios. Por ejemplo, el programa de certificación energética para edificación existente CE3X, desarrollado por Efinovatic y el Centro Nacional de Energías Renovables (CENER), ofrece como primeras actuaciones para la mejora en la eficiencia energética medidas relacionadas con la renovación de la envolvente del edificio, mediante sistemas de aislamiento por el exterior (SATE), cambio de acristalamiento convencional a uno con carpintería con rotura del puente térmico o vidrios dobles o triples con cámara de aire o argón, e incluso cambios en el cajón de las persianas.

Existen otro tipo de medidas destinadas a la reducción del consumo energético basadas en el cambio de las instalaciones por otras con mayor eficiencia. Ejemplos de estas medidas son el uso de lámparas de bajo consumo, con tecnología halógena, fluorescencia, de vapor o tipo LED, o la renovación de equipamiento doméstico por otro más eficiente, destinado a los electrodomésticos y calderas.

#### **Rehabilitación energética mediante producción fotovoltaica**

Cuando por las circunstancias propias de cada edificio no se pueda tomar alguna de las medidas pasivas anteriormente descritas, se puede optar por mejorar la eficiencia energética de manera activa, es decir, produciendo energía. De esta manera, el balance energético global puede llegar a ser positivo si el edificio produce más energía de la que consume.

Una manera de conseguir que el edificio produzca energía es mediante la instalación de módulos fotovoltaicos, los cuales transforman la energía que reciben del sol en energía eléctrica, que puede usarse para autoconsumo, almacenarse en baterías o ser vertida a la red.

Existen diversos estudios e intervenciones en edificación existente que recurren a esta opción para la mejora del comportamiento energético del edificio. La Agencia Internacional de la Energía (*International Energy Agency, IEA*) ha desarrollado varios programas<sup>1</sup> con el objetivo de investigar sobre la energía solar. Entre ellos se encuentra el *Solar Heating and Cooling Technology Collaboration Programme*, en el que están enmarcados varios estudios, de los cuales el *Task 41* estudia varios proyectos de rehabilitación energética en edificios

1. <https://www.iea-shc.org/tasks-number>

existentes mediante la instalación de módulos fotovoltaicos, de los cuales se destacan:

- *Bauhaus*, Dessau: el emblemático edificio diseñado por W. Gropius fue objeto de una mejora de su eficiencia energética en 2009. En este caso, al tratarse de un edificio protegido, las modificaciones en la envolvente no estaban permitidas, por lo que se optó por la producción de energía a través de módulos fotovoltaicos. La instalación de 272 m<sup>2</sup> cuenta con una potencia de 22 kWp y produce anualmente 19 MWh.
- *Campkin Court*, Cambridge: se trata de un edificio de tres plantas construido en 1966 destinado a alquileres sociales en el que se hizo una reforma en 2004 que incorporó aislamiento térmico y producción de energía fotovoltaica, con el fin de reducir la pobreza energética de los inquilinos. La instalación final cuenta con una potencia de 22 kWp y produce anualmente 16 MWh.
- *Friedenskirche*, Tübingen: esta iglesia al sur de Alemania sufrió una remodelación de sus equipamientos en 2003 para la mejora del confort de sus visitantes. Una de las decisiones que se tomó fue renovar la cubierta con módulos fotovoltaicos, manteniendo la geometría original de la cubierta inclinada. La instalación final cuenta con una potencia de 13 kWp y produce anualmente 11 MWh.

Estos tres ejemplos son una muestra de la implantación de instalaciones de generación de energía fotovoltaica que se están realizando en los últimos años para la mejora del comportamiento energético en edificación existente.

## 2.2 Estudio del potencial solar

Igualmente, existen varios trabajos y proyectos académicos que estudian la rehabilitación energética y el aprovechamiento del potencial solar de las cubiertas para los edificios a escala urbana. Ejemplos de este tipo son los estudios de potencial solar de los municipios de Alpedrete<sup>2</sup> o Vitoria<sup>3</sup>, en los cuales se estudia la radiación que llega a las cubiertas de los edificios y su posterior aprovechamiento, para lograr definir unas pautas a seguir a la hora del planeamiento de la ciudad.

- *Estudio del potencial solar en Alpedrete*, CIEMAT: en este estudio se abordó el análisis general del conjunto de cubiertas del municipio y un análisis más detallado de los edificios municipales. Los resultados obtenidos descubrieron que se podían instalar 23 MWp en el municipio y éstos serían capaces de producir anualmente 33 GWh, que frente a los 34 GWh consumidos al año, demostrarían que la energía producida sería capaz de cubrir casi la totalidad de la energía demanda.
- *Estudio del potencial solar en Vitoria*, Proyecto POLIS: en este estudio se analizó el potencial solar del municipio en conjunto, discriminando por usos y sectores, y concluyó que es mejor generar allí donde el consumo

2. DOMÍNGUEZ, J.; et al. 2018. *Estudio del potencial fotovoltaico del municipio del Alpedrete*.

3. CAAMAÑO, E.; et al. 2012. *Acción Piloto 3: Identificación del potencial solar foto-voltaico de la ciudad de Vitoria-Gasteiz*.

4. ASENJO, J. 2018. *Estudio de la viabilidad técnico-económica de un sistema solar fotovoltaico para el suministro de la energía a los edificios A y D de la ETSI de Telecomunicación (UPM)*

es mayor, destacando las oportunidades que existen en las cubiertas de las grandes superficies de uso productivo-industrial.

Ambos estudios usaron herramientas informáticas de procesamiento de datos georreferenciados como ArcGIS y simuladores de instalaciones, como PVsyst, capaz de simular una instalación mediante la introducción de datos como la localización, la geometría del edificio, los módulos a usar, el tiempo de uso, etc. Además, este programa permite hacer un análisis económico de la instalación diseñada.

Por último, merece la pena destacar un estudio basado en los principios descritos en los anteriores puntos es el producido en un Trabajo de Fin de Grado por Jorge Asenjo en 2018, en el cual estudia la viabilidad de una instalación de módulos fotovoltaicos en la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicación de la UPM, con el fin de aumentar la eficiencia del comportamiento energético del edificio, y que ha servido de guía en gran parte para el presente trabajo.<sup>4</sup>

## 3 METODOLOGÍA

### 3.1 Datos iniciales

Se han utilizado tres fuentes cartográficas a lo largo del proceso:

1. Modelo Digital de Elevaciones (DEM) procedente de los vuelos LIDAR DE la segunda cobertura realizada en 2016 en superficies de 2x2 km coloreados a partir de las ortofotos del Plan Nacional de Ortografía Aérea (PNOA).  
Fuente: Centro de Descargas del Instituto Geográfico Nacional.
2. Cartografía en formato vectorial (CAD) a escala 1:1000 del Ayuntamiento de Madrid. (Biblioteca ETSAM)
3. Cartografía en formato vectorial (CAD) a escala 1:1000 del Catastro.  
Fuente: Catastro

### 3.2 Diseño de las instalaciones

#### 3.2.1 Criterios previos de diseño

*Inclinación:* se definieron tres inclinaciones distintas:

- a. 38°, por ser la inclinación que optimiza la captación solar en la latitud de Madrid;
- b. 5°, por ser la inclinación más horizontal con pendiente suficiente para permitir el desagüe de lluvia;
- c. 20°, una inclinación intermedia entre los dos casos anteriores.

El interés de estudiar tres inclinaciones distintas está en que las inclinaciones menores a la de máxima captación permiten un mejor aprovechamiento de la superficie de las cubiertas, al ser menor la separación entre filas que hay que dejar para reducir el sombreado recíproco.

*Módulo de referencia:* el panel seleccionado para realizar el estudio ha sido el "SunPower X22-360-COM", con una potencia nominal de 360 W y una eficiencia del 22,1 %. Este último factor fue el determinante para la elección de este panel, ya se encontraba como el más eficiente dentro del mercado en el momento de la realización de este estudio. Las especificaciones técnicas completas del módulo de referencia se añaden en el anexo I.

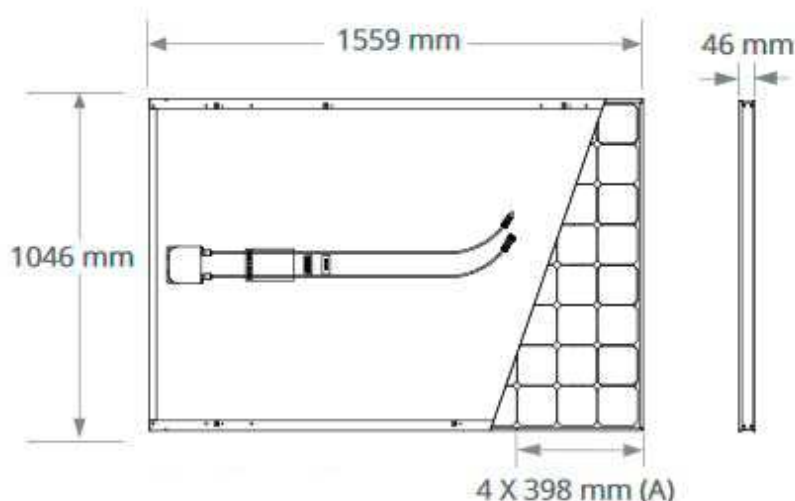
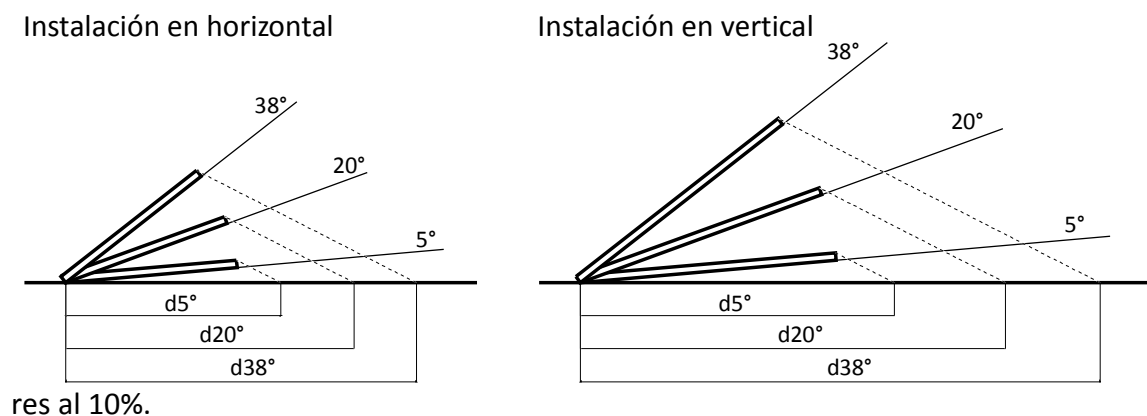


Fig. 3.1 Dimensiones del modelo SunPower X22-360-COM

*Disposición de los módulos:* aparte de las inclinaciones respecto a la superficie horizontal, se estudiaron también las sombras y la separación de filas para las dos formas de colocar el módulo: en vertical o apaisado. Como resultado, se definieron seis casos de estudio para cada cubierta, y para cada caso de estudio se calculó la potencia nominal del generador fotovoltaico y la generación eléctrica anual esperada.

*Separación entre filas:* en cada caso de estudio, se tomó el criterio de calcular la sombra que arrojaría cada configuración en el mediodía solar del solsticio de diciembre, día en el que el Sol tiene una trayectoria aparente de menor elevación. Este criterio de diseño de separación de filas garantiza la ausencia de sombras al mediodía solar en cualquier época del año. En latitudes medias como la de Madrid, esto suele limitar las pérdidas por sombra anuales a valores inferiores al 10%.

Fig. 3.2. Casos de estudio de instalación del módulo



*Sombras arrojadas por los edificios:* se estudiaron dos casos de sombreado para cada cubierta: uno con las sombras arrojadas por el edificio al mediodía solar (hipótesis 1), y otro con las sombras arrojadas en un periodo desde 3 horas antes a 3 horas después del mediodía solar (hipótesis 2).

*Criterio de diseño final de la distribución:* para cada cubierta se analizaron los resultados de las seis opciones y se eligió la configuración que proporciona la mayor generación eléctrica esperable anual.

### 3.2.2 Cálculo de la potencia nominal del generador fotovoltaico

La potencia nominal del generador fotovoltaico ( $P_{nomG}$ ) es el producto de la potencia nominal del módulo de referencia por el número de módulos que componen el generador. Para calcular cuántos módulos se pueden instalar en cada cubierta, se han tenido en cuenta los factores a continuación:

- El área disponible en la cubierta
- La orientación del eje principal del edificio
- Las dimensiones del módulo de referencia
- La disposición vertical o apaisada del módulo de referencia
- La inclinación de los módulos
- La separación entre filas necesaria para garantizar la ausencia de sombras al mediodía solar en cualquier época del año

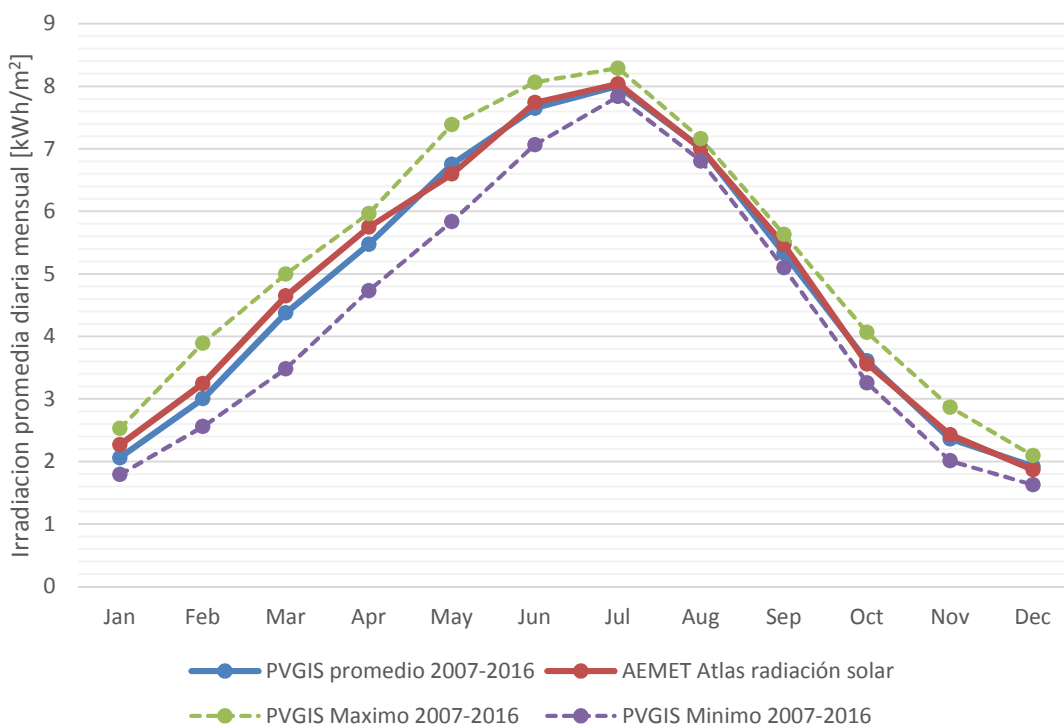
En la base de estos factores, se ha calculado el número de módulos que sería posible instalar para cada caso de estudio.

### 3.2.3 Cálculo de la irradiación global anual en el plano de captación

Para el cálculo de la irradiación global anual ( $G_a$ ) disponible en el plano de captación se ha usado una herramienta desarrollada por el Instituto de Energía Solar de la UPM.<sup>1</sup> Esta herramienta permite calcular la irradiación global anual

Fig. 3.3. Datos de irradiación promedio diario mensual sobre superficie horizontal de las fuentes utilizadas.

1. AA.VV S.f. Software tool for solar radiation and shading losses calculations



sobre una superficie de captación conocida su orientación e inclinación, y permite además estimar las pérdidas por sombra producidas por obstáculos cercanos al generador. Los datos de entrada del programa, además de la definición de la superficie de captación y del perfil de obstáculos, son los valores promedios diarios mensuales de irradiación sobre superficie horizontal en la ubicación considerada.

Para obtener estos datos, se utilizaron dos bases de datos distintas: el Atlas de Radiación Solar en España elaborado por Aemet <sup>2</sup> y la base de datos PVGIS desarrollada por la Comisión Europea <sup>3</sup>. De la base de datos PVGIS, que recoge valores desde 2007 hasta 2016, se calcularon los valores promedios y se compararon con los valores del Atlas, obteniendo una diferencia entre ambas fuentes inferior al 2%. Para realizar el estudio se utilizaron entonces los datos del Atlas.

Irradiación prom. diaria mensual [kWh/m <sup>2</sup> ]														
PAIS	Loc.	Lat. (°)	En e	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ag o	Se p	Oct	No v	Dic
AEMET Atlas	Mad	40,45	2,27	3,25	4,65	5,75	6,60	7,74	8,04	7,00	5,47	3,56	2,43	1,87
PVGIS Med. 2007-16	Mad	40,45	2,06	3,01	4,38	5,48	6,75	7,65	8,01	7,01	5,33	3,61	2,36	1,92
PVGIS Min. 2007-16	Mad	40,45	1,79	2,56	3,48	4,73	5,84	7,07	7,84	6,81	5,10	3,26	2,01	1,63
PVGIS Max. 2007-16	Mad	40,45	2,53	3,89	5,00	5,97	7,39	8,07	8,29	7,16	5,63	4,06	2,87	2,09

Con ello, se procedió a calcular la irradiación global anual para las tres inclinaciones definidas previamente y la orientación correspondientes a cada cubierta. El dato de irradiación global anual se utilizó para calcular la productividad anual de referencia ( $Y_R$  o “horas pico equivalentes”) de cada instalación.

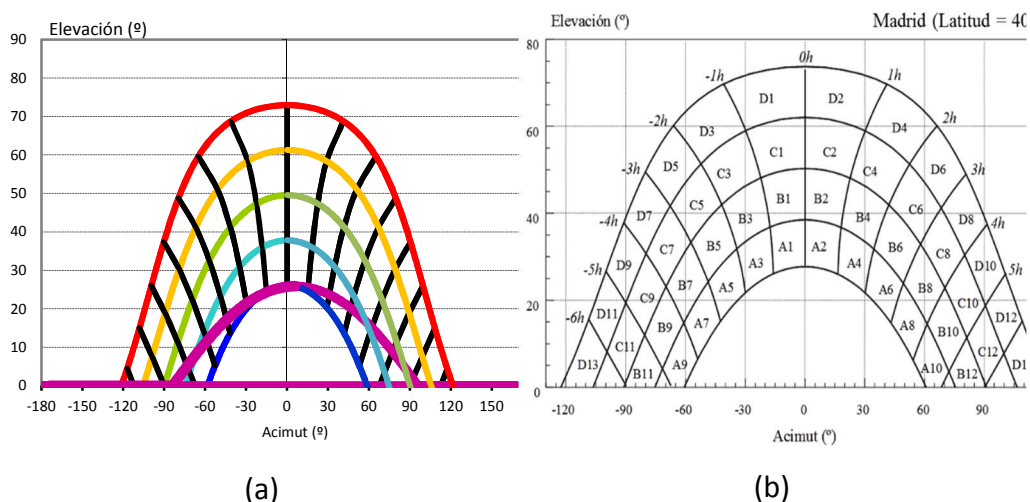
### 3.2.4 Cálculo del factor de sombra

El factor de sombra (FS) es un valor comprendido entre 0 y 1 que define las pérdidas anuales de radiación solar por sombreado. Para calcular este valor, se ha utilizado la misma herramienta utilizada para estimar la irradiación global anual. En este proyecto sólo se han tenido en cuenta las sombras recíprocas entre filas de módulos.

El cálculo consiste en hallar la separación entre filas necesaria para que no hay sombras en el mediodía solar del solsticio de diciembre, para cada caso de estudio. La figura (a) representa las trayectorias solares para la latitud en cuestión, y la curva magenta representa el perfil de obstáculos que produce las sombras. Variando la separación entre las filas se busca el valor para el cual la curva magenta intercepta la trayectoria solar del solsticio de diciembre (curva azul), en el mediodía solar (cero grados de acimut). Una vez determinada la separación que cumple con este criterio, se procede con la estimación del FS para esa

distribución. Para ello, se tiene que estimar que fracción de cada una de las porciones de cielo representadas en la figura (b) está sombreada. En el ejemplo de la las porciones de cielo A1, A2 y A3 no están sombreadas, la porción A4 tiene un sombreado parcial de un 10%, la A6 de un 45%, etc. Estos datos se introducen en la herramienta de cálculo, que como dato de salida da el factor de sombra en tanto por cien y la irradiación global anual perdida en kilovatios hora por metro cuadrado. En el ejemplo, correspondiente a un plano de captación de 5° de elevación y 6° de azimut, el FS es del 3% y la irradiación global anual perdida es de 55 kWh/m<sup>2</sup>.

Fig. 3.4. Perfil de obstáculos (a) y diagrama de trayectoria solares con las porciones de cielo (b), utilizado para estimar el factor de sombra anual.



### 3.2.5 Estudio de la distribución

Con los criterios anteriormente expuestos, se procedió al estudio de la distribución de los paneles sobre las cubiertas. Para ello se usó la cartografía vectorial sobre la que se dibujó las distintas posibilidades de instalación de los módulos.

En la mayoría de los casos se optó por colocar los paneles orientados según la dirección principal de los edificios, ya que, aun captando menos energía que en una orientación Sur de 0°, permitía un aprovechamiento mayor de la superficie de las cubiertas.

### 3.2.6 Cálculo de la generación anual esperable

Para calcular la generación anual esperable se ha utilizado la Ec. 3.1:

$$E_{FV} = P_{nomG} \cdot Y_R \cdot (1 - FS) \cdot PR \tag{Ec. 3.1}$$

En la que:

- P<sub>nomG</sub> es la potencia nominal del generador fotovoltaico [kW];

- $Y_R$  es la productividad de referencia [h];
- FS es el factor de sombra;
- PR es el Performance Ratio de la instalación.

Este último parámetro representa el rendimiento característico del sistema relativo a un sistema ideal (sin pérdidas), y permite tener en cuenta las pérdidas por temperatura, suciedad, conversión DC/AC, etc. Los valores típicos de este parámetro están entre 0,7 y 0,8; en este proyecto se ha utilizado un valor de PR de 0,75.

### 3.2.7 Estudio de la distribución

Con los criterios anteriormente expuestos, se procedió al estudio de la distribución de los paneles sobre las cubiertas. Para ello se usó la cartografía vectorial sobre la que se dibujó las distintas posibilidades de instalación de los módulos.

En la mayoría de los casos se optó por colocar los paneles orientados según la dirección principal de los edificios, ya que, aun captando menos energía que en una orientación Sur de  $0^\circ$ , permitía un aprovechamiento mayor de la superficie de las cubiertas.

Del estudio fueron excluidas la Escuela Técnica Superior de Ingeniería Agronómica, Alimentaria y de Biosistemas (ETSIAAB) por tener ya una instalación de paneles fotovoltaicos y la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Montes, Forestal y del Medio Natural (ETSIMFMN) por tener cubiertas inclinadas.

## 3.3 Evaluación económica

Para el análisis de la inversión, se usó como coste inicial 1,2 € por cada Watio instalado, y se consideró una vida útil de la instalación de 20 años, que se tomó como dato para fijar el período de análisis.

Para calcular el ahorro de cada centro se utilizaron los datos de producción hallados en el anterior apartado y se compararon con los datos de consumo publicados por la UPM. A la energía producida se le multiplicó la tarifa de cada centro para dar con el ahorro en cada caso. A esa cantidad posteriormente se le restó unos gastos de mantenimiento estimados en un 1% de la inversión inicial, con lo que se obtuvo el ahorro neto.

Como datos adicionales, se fijó un incremento anual del 2% para el precio de la electricidad, así como un aumento del 0,01% del IPC para los gastos de mantenimiento. A la generación de energía se le aplicó una reducción anual del 0,005% de su producción debido a la degradación que sufren los módulos con el tiempo.

Con estos supuestos se procedió a evaluar el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR). El VAN es un método que calcula la suma de los

rendimientos anuales esperados  $Q$  menos la inversión inicial  $A$  para un tipo de interés  $k$  que hay que pagar por utilizar financiación ajena durante un determinado período de tiempo. Si el VAN es positivo, significa que la inversión es rentable. El valor  $k$  usado fue 0,065 (6,5 %) para todos los casos del estudio.

$$VAN = -A + \frac{Q_1}{(1+k)} + \frac{Q_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{Q_n}{(1+k)^n}$$

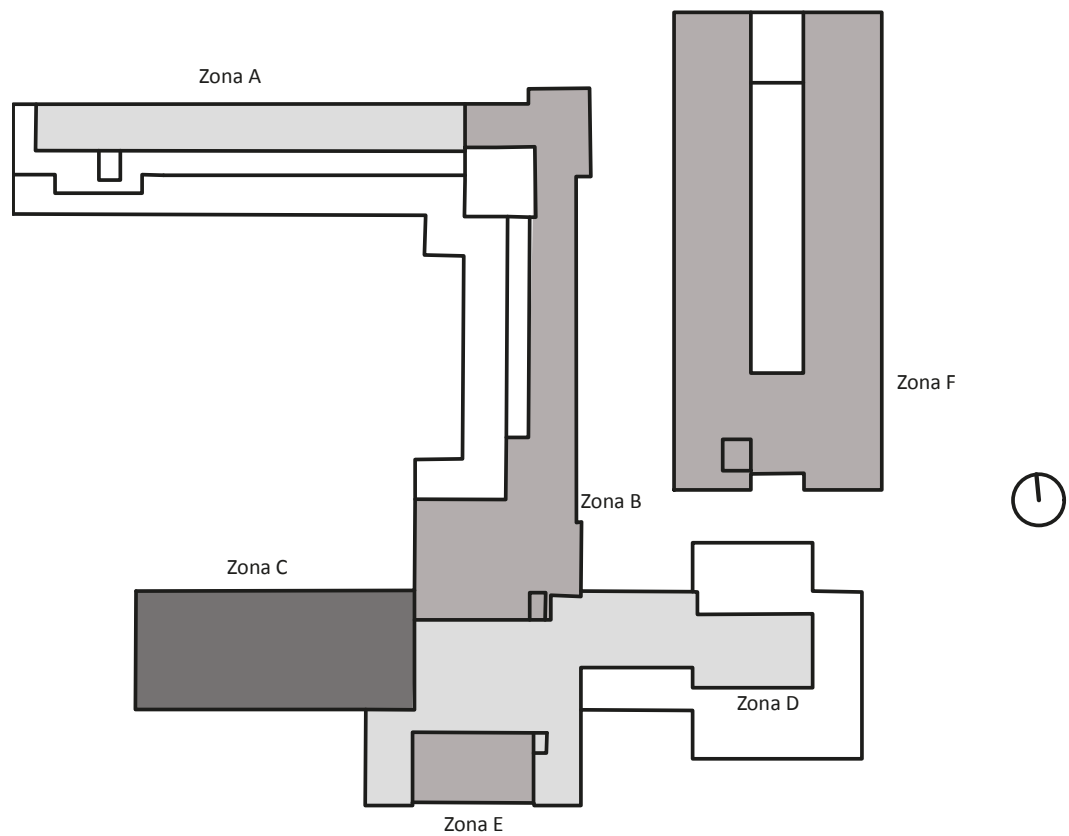
Usando la misma fórmula se calculó el TIR, que es el valor  $k$  que se necesitaría para que los rendimientos anuales igualasen la inversión inicial.

El *payback* o plazo de recuperación es el tiempo que necesitaría la instalación para amortizar la inversión inicial. Para ello se calcularon los flujos netos de caja y mediante el procedimiento de "prueba y error" se concretó el valor del *payback*.

## 4 ANÁLISIS ENERGÉTICO

### 4.1 Escuela Técnica Superior de Arquitectura

Para analizar los casos de estudio, la cubierta de la Escuela Técnica Superior de Arquitectura se ha dividido en 6 zonas.



### Hipótesis 1

A continuación, se muestra la distribución de los distintos casos de instalación de módulos para el perfil de sombras tipo 1:

	Módulos						Potencia [kW]						Energía [MWh]					
	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V
Zona A	84	124	84	124	126	124	30	45	30	45	45	45	47	69	45	67	62	61
Zona B	137	144	145	150	162	168	49	52	52	54	58	60	77	81	78	81	79	82
Zona C	144	144	144	144	170	183	52	52	52	52	61	66	81	81	78	78	83	90
Zona D	96	96	98	94	128	146	35	35	35	34	46	53	54	54	53	51	63	72
Zona E	33	32	33	32	44	48	12	12	12	12	16	17	18	18	18	17	22	24
Zona F	342	336	378	374	436	436	123	121	136	135	157	157	192	188	204	202	214	214
<b>Final</b>	<b>1081</b>						<b>389</b>						<b>549</b>					

Fig. 4.2. Cuadro de distribuciones 1 ETSAM

En el caso de la instalación en la hipótesis 1, la ETSAM tendría la distribución que se muestra en la figura 4.2. Esta distribución contaría con 1081 módulos: 268 con inclinación a 38° y 813 con inclinación a 5°, y una potencia instalada de 389 kW. La energía esperable anual en este caso sería de 549 MWh.

### Hipótesis 2

A continuación, se muestra la distribución de los distintos casos de instalación de módulos para el perfil de sombras hipótesis 2:

	Módulos						Potencia [kW]						Energía [MWh]					
	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V
Zona A	70	52	70	52	70	52	25	19	25	19	25	19	39	29	38	28	34	26
Zona B	68	80	77	84	96	95	24	29	28	30	35	34	38	45	42	45	47	47
Zona C	82	95	96	95	114	126	30	34	35	34	41	45	46	53	52	51	56	62
Zona D	89	86	89	90	111	131	32	31	32	32	40	47	50	48	48	49	54	64
Zona E	33	48	44	48	44	48	12	17	16	17	16	17	18	27	24	26	22	24
Zona F	209	241	233	241	274	288	75	87	84	87	99	104	117	135	126	130	134	141
<b>Final</b>	<b>759</b>						<b>273</b>						<b>381</b>					

Fig. 4.3. Cuadro de distribuciones 2 ETSAM

En el caso de la instalación en la hipótesis 2, la ETSAM tendría la distribución que se muestra en la figura 4.3. Esta distribución contaría con 759 módulos: 118 con inclinación a 38° y 641 con inclinación a 5°, y una potencia instalada de 273 kW. La energía esperable anual en este caso sería de 381 MWh.

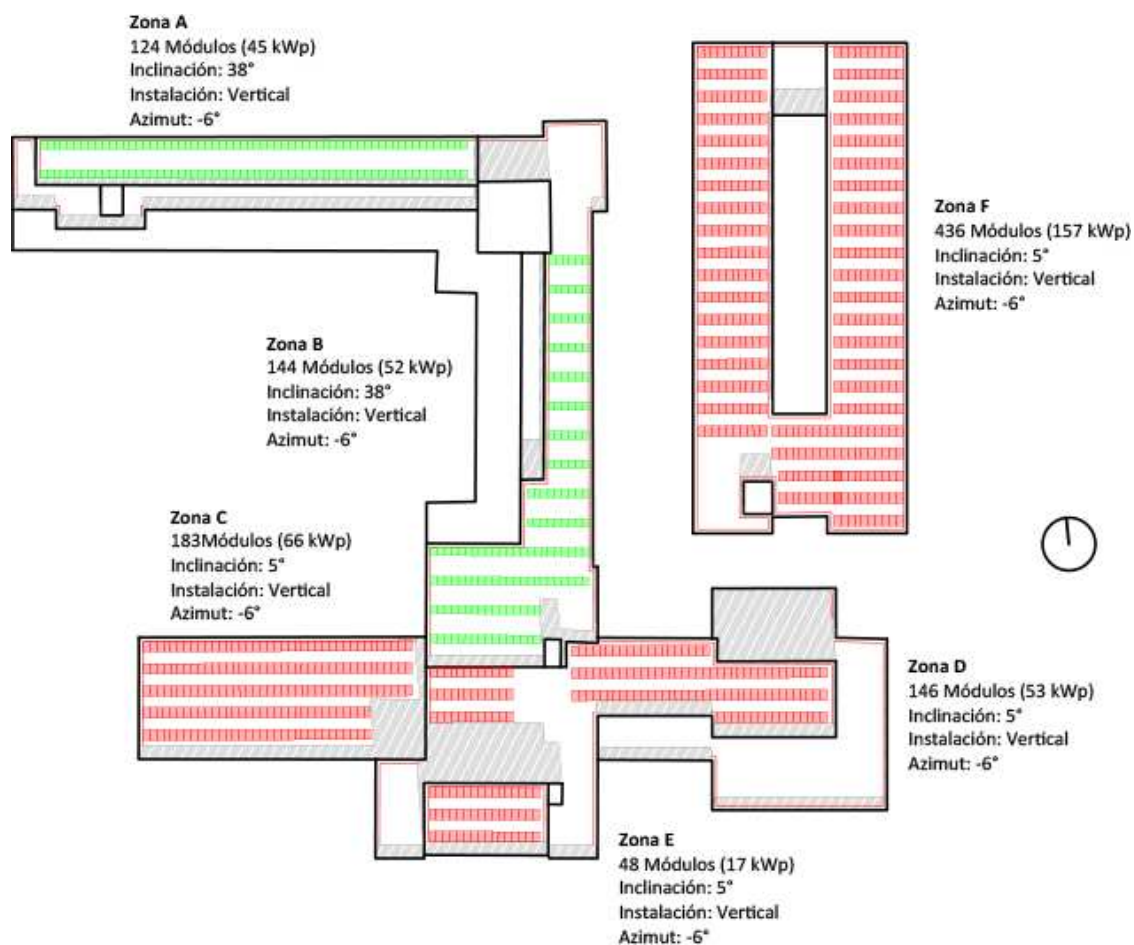


Fig. 4.4. . Instalación hipótesis 1 ETSAM

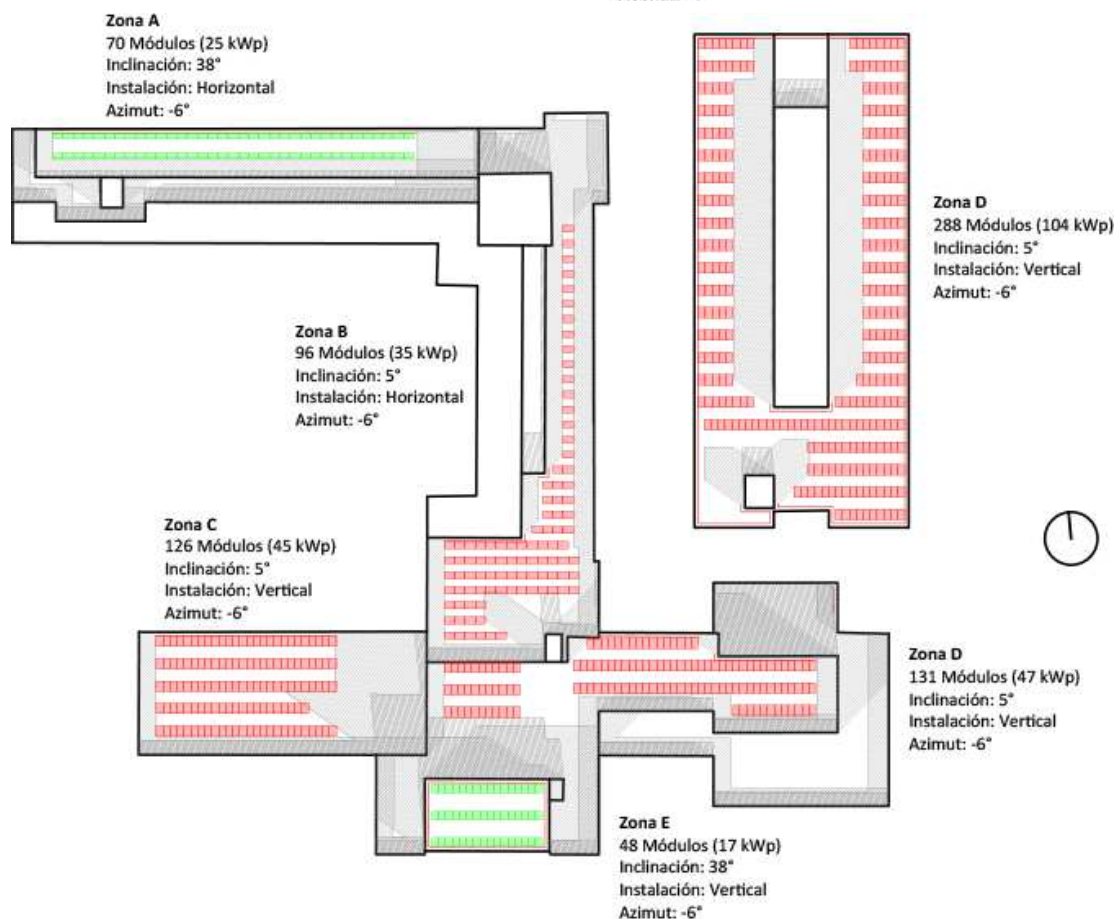


Fig. 4.5. . Instalación hipótesis 2 ETSAM

### Demanda cubierta

La ETSAM tiene un consumo medio anual de energía eléctrica de 554 MWh

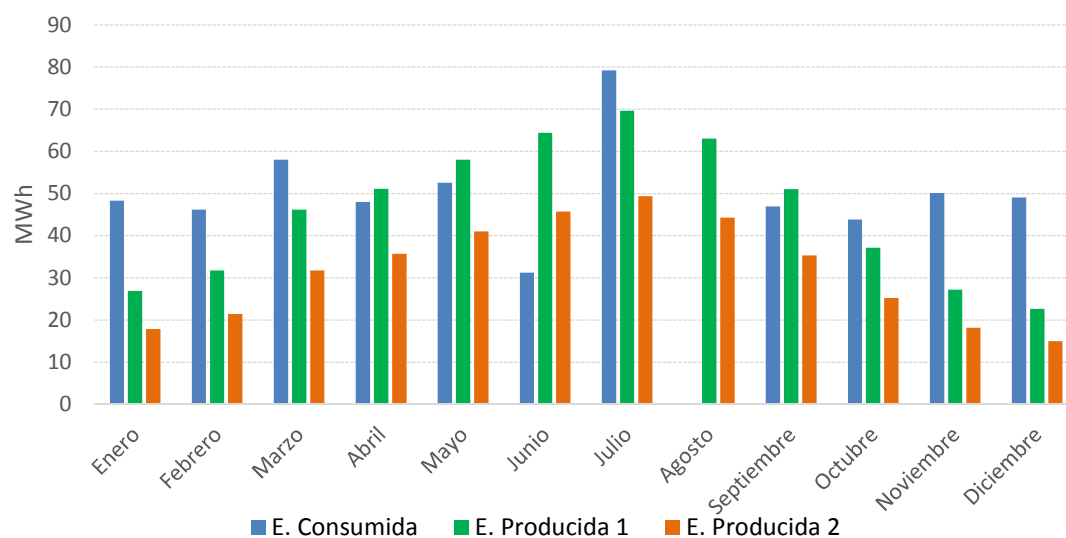


Fig. 4.6. Relación energía consumida / producidas anual ETSAM

Con el consumo actual, la demanda que se puede cubrir en términos anuales con la instalación de módulos fotovoltaicos es del 99 % en la hipótesis 1 y del 69% en la hipótesis 2.

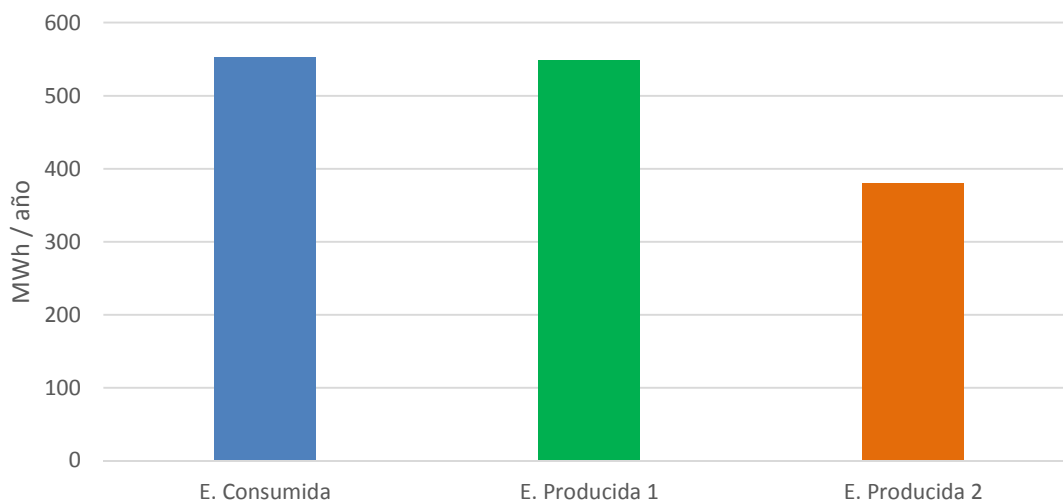


Fig. 4.7. Relación energía consumida / producidas mensual ETSAM

## 4.2 Escuela Técnica Superior de Edificación

Para analizar los casos de estudio, la cubierta de la Escuela Técnica Superior de Edificación se ha dividido en 7 zonas.

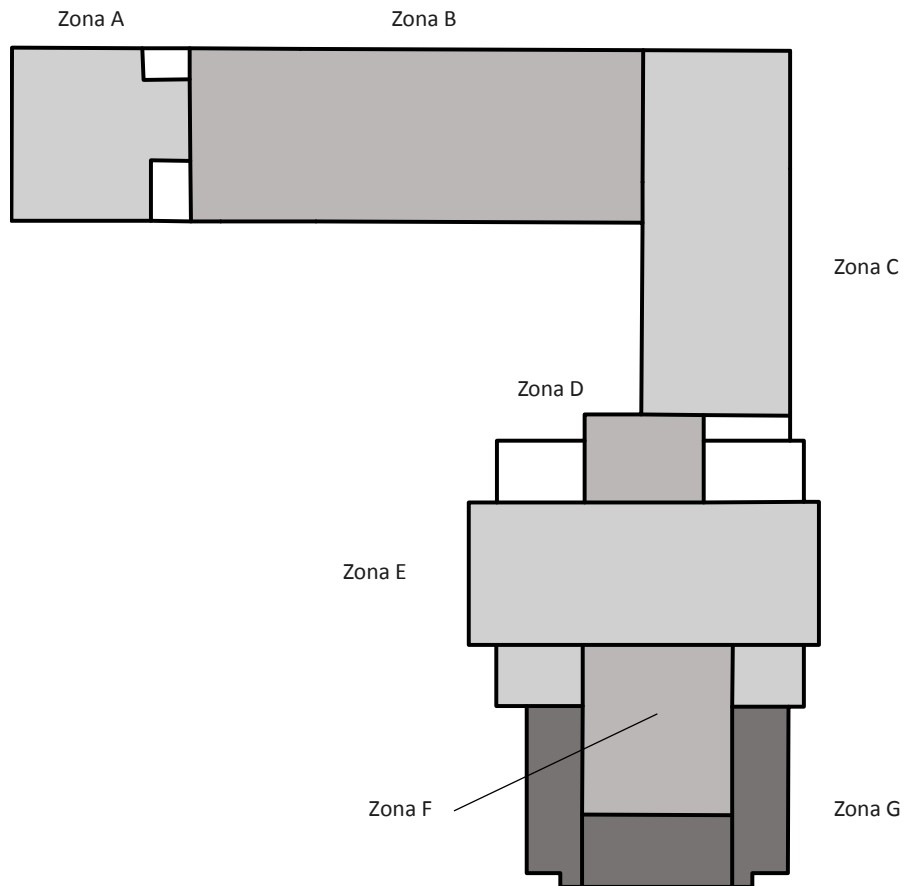


Fig. 4.8. Plano de cubiertas ETSE

### Hipótesis 1

A continuación, se muestra la distribución de los distintos casos de instalación de módulos para el perfil de sombras tipo 1:

	Módulos						Potencia [kW]						Energía [MWh]					
	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V
Zona A	45	52	52	52	61	52	16	19	19	19	22	19	25	29	28	28	30	26
Zona B	186	188	186	188	217	235	67	68	67	68	78	85	104	105	100	102	106	115
Zona C	117	129	123	129	137	152	42	46	44	46	49	55	66	72	66	70	67	75
Zona D	21	22	21	22	28	33	8	8	8	8	10	12	12	12	11	12	14	16
Zona E	138	158	128	158	171	172	50	57	46	57	62	62	77	88	69	85	84	84
Zona F	60	75	70	75	80	75	22	27	25	27	29	27	34	42	38	40	39	37
Zona G	42	50	42	50	48	50	15	18	15	18	17	18	24	28	23	27	24	25
<b>Final</b>	<b>732</b>						<b>264</b>						<b>391</b>					

Fig. 4.9. Cuadro de distribuciones 1 ETSE

En el caso de la instalación en la hipótesis 1, la ETSE tendría la distribución que se muestra en la figura 4.9. Esta distribución contaría con 732 módulos: 464 con inclinación a 38° y 268 con inclinación a 5°, y una potencia instalada de 264 kW. La energía esperable anual en este caso sería de 391 MWh.

### Hipótesis 2

A continuación, se muestra la distribución de los distintos casos de instalación de módulos para el perfil de sombras hipótesis 2:

	Módulos						Potencia [kW]						Energía [MWh]					
	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V
Zona A	23	24	27	24	30	34	8	9	10	9	11	12	13	13	15	13	15	17
Zona B	182	182	183	182	210	228	66	66	66	66	76	82	102	102	99	98	103	112
Zona C	93	105	106	102	125	123	33	38	38	37	45	44	52	59	57	55	61	60
Zona D	18	20	18	20	28	20	6	7	6	7	10	7	10	11	10	11	14	10
Zona E	84	104	105	96	126	128	30	37	38	35	45	46	47	58	57	52	62	63
Zona F	55	68	64	67	74	70	20	24	23	24	27	25	31	38	35	36	36	34
Zona G	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Final</b>	<b>591</b>						<b>213</b>						<b>302</b>					

Fig. 4.10. Cuadro de distribuciones 2 ETSE

En el caso de la instalación en la hipótesis 2, la ETSE tendría la distribución que se muestra en la figura 4.10. Esta distribución contaría con 591 módulos: 173 con inclinación a 38° y 418 con inclinación a 5°, y una potencia instalada de 213 kW. La energía esperable anual en este caso sería de 302 MWh.

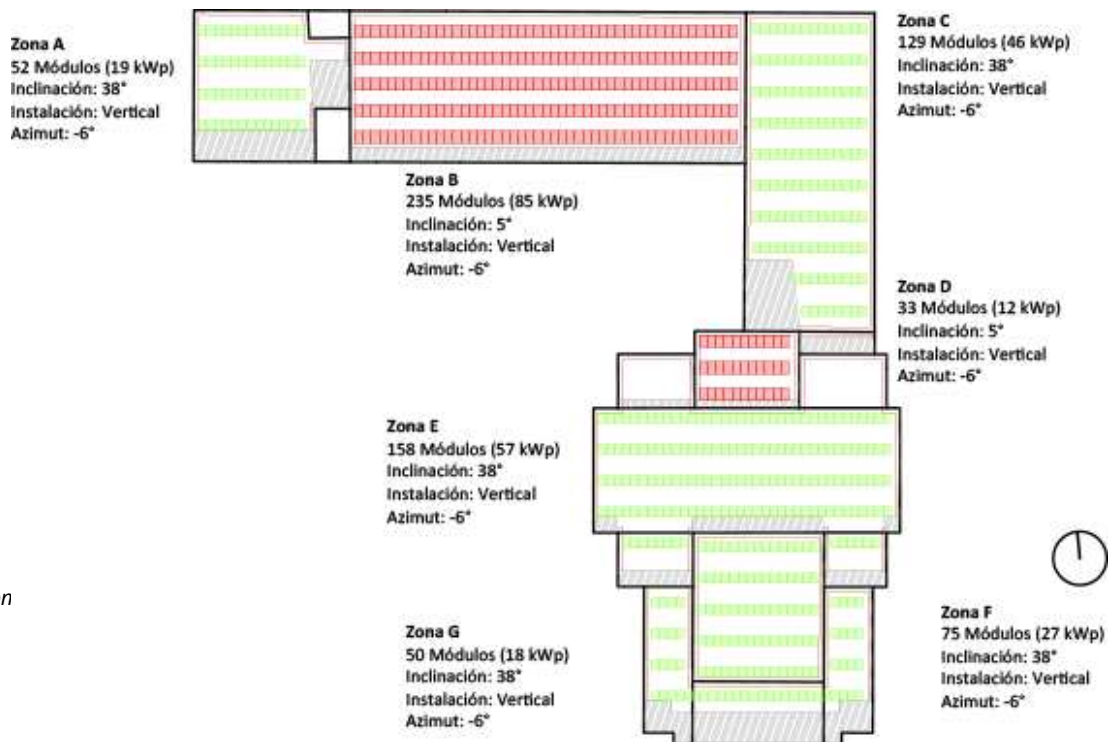


Fig. 4.11. Instalación hipótesis 1 ETSE

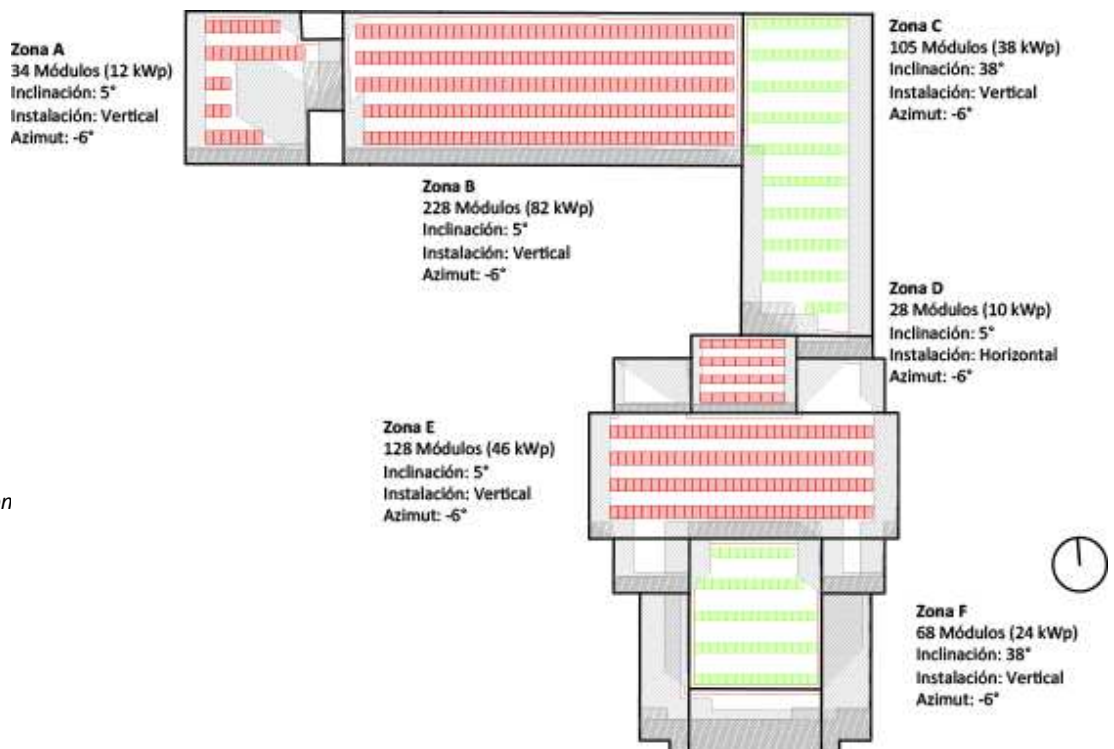


Fig. 4.12. Instalación hipótesis 2 ETSE

**Demanda cubierta**

La ETSE tiene un consumo medio anual de energía eléctrica de 470 MWh.

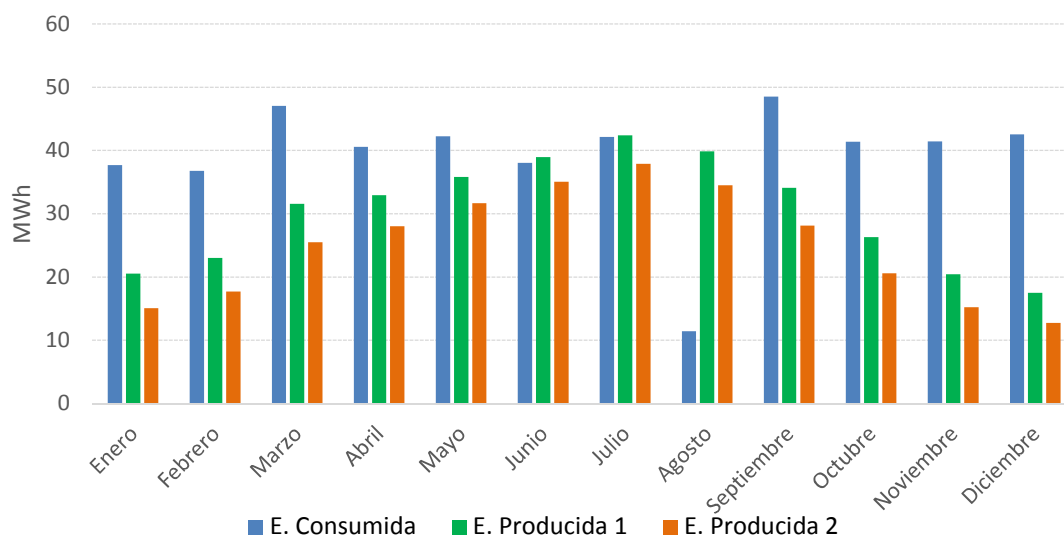


Fig. 4.13. Relación energía consumida / producidas anual ETSE

Con el consumo actual, la demanda que se puede cubrir en términos anuales con la instalación de módulos fotovoltaicos es del 83 % en la hipótesis 1 y del 64% en la hipótesis 2.

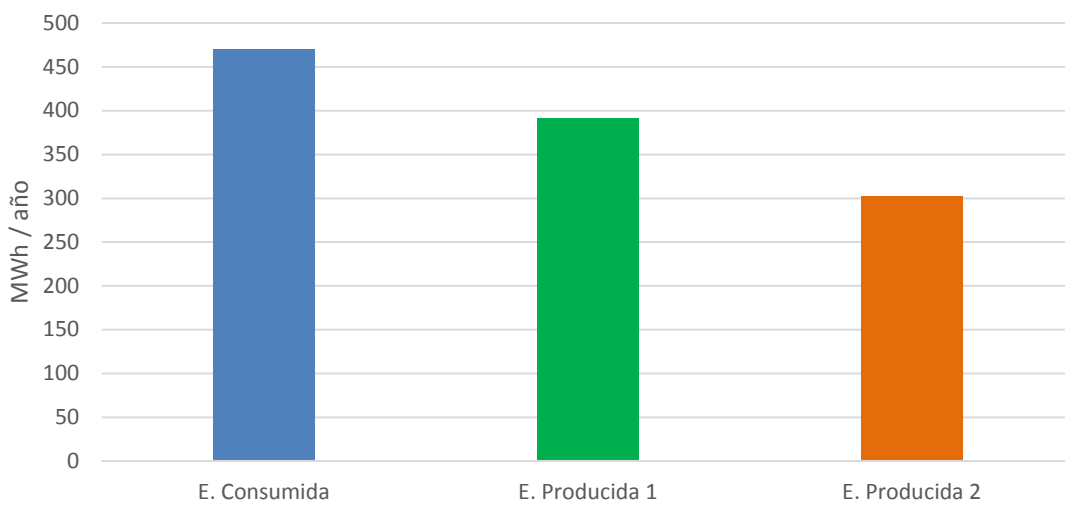
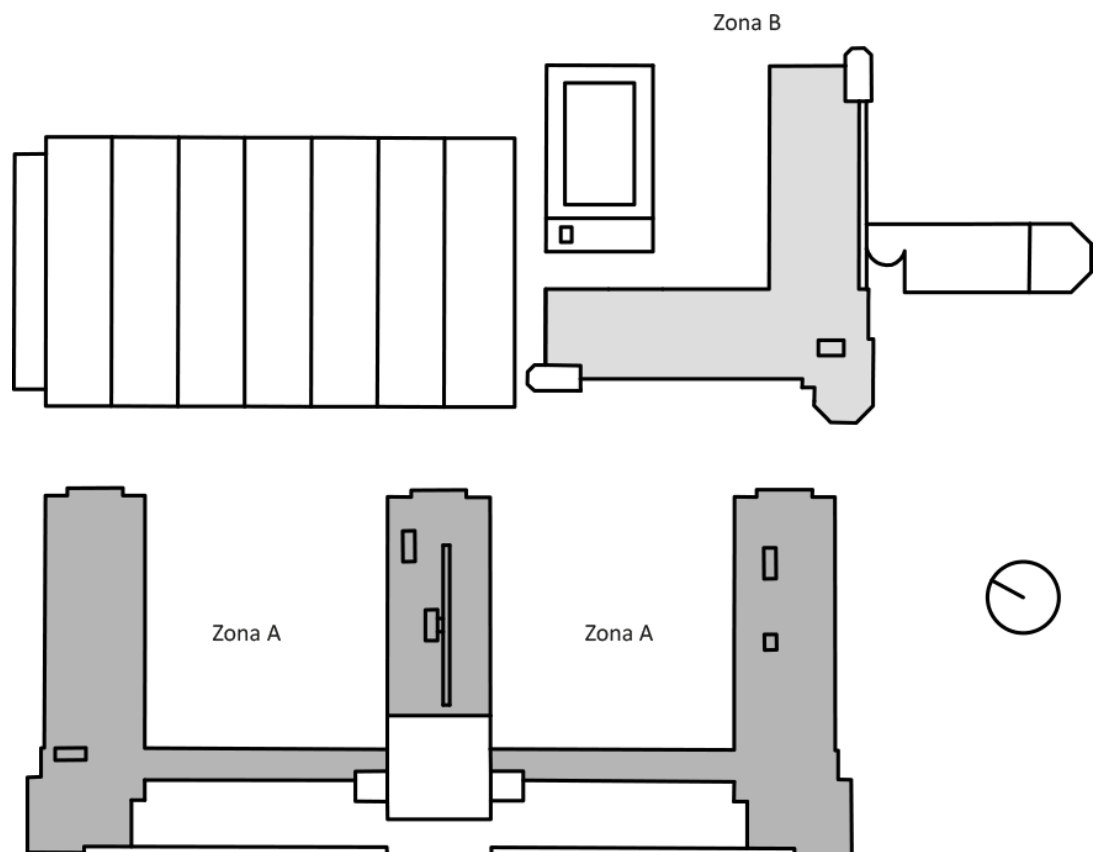


Fig. 4.14. Relación energía consumida / producidas mensual ETSE

### 4.3 Escuela Técnica Superior de Ingeniería Aeronáutica y del Espacio

Para analizar los casos de estudio, la cubierta de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería Aeronáutica y del Espacio se ha dividido en 2 zonas.



### Hipótesis 1

A continuación, se muestra la distribución de los distintos casos de instalación de módulos para el perfil de sombras hipótesis 1:

	Módulos						Potencia [kW]						Energía [MWh]					
	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V
Zona A	347	424	373	423	443	462	125	153	134	152	159	166	175	214	186	211	206	214
Zona B	197	223	222	218	265	273	71	80	80	78	95	98	100	113	110	108	123	127
<b>Final</b>	<b>697</b>						<b>251</b>						<b>341</b>					

Fig. 4.16. Cuadro de distribuciones 1 ET-SIAE

En el caso de la instalación en la hipótesis 1, la ETSIAE tendría la distribución que se muestra en la figura 4.16. Esta distribución contaría con 697 módulos: 424 con inclinación a 38° y 273 con inclinación a 5°, y una potencia instalada de 251 kW. La energía esperable anual en este caso sería de 341 MWh.

### Hipótesis 2

A continuación, se muestra la distribución de los distintos casos de instalación de módulos para el perfil de sombras hipótesis 2:

	Módulos						Potencia [kW]						Energía [MWh]					
	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V
Zona A	267	294	264	291	315	322	96	106	95	105	113	116	135	149	131	145	146	149
Zona B	163	192	187	188	204	227	59	69	67	68	73	82	82	97	93	94	95	105
<b>Total</b>	<b>521</b>						<b>188</b>						<b>254</b>					

Fig. 4.17. Cuadro de distribuciones 2 ET-SIAE

En el caso de la instalación en la hipótesis 2, la ETSIAE tendría la distribución que se muestra en la figura 4.17. Esta distribución contaría con 521 módulos: 294 con inclinación a 38° y 227 con inclinación a 5°, y una potencia instalada de 188 kW. La energía esperable anual en este caso sería de 254 MWh.

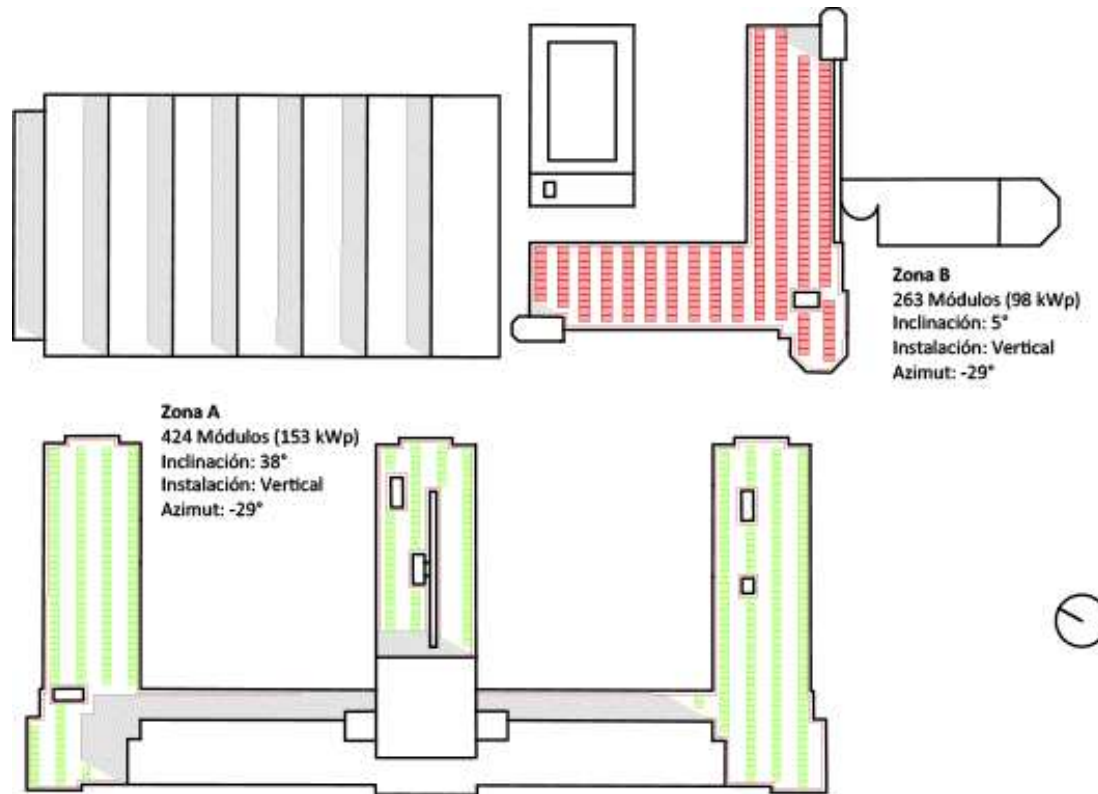


Fig. 4.18. Instalación hipótesis 1 ETSIAE

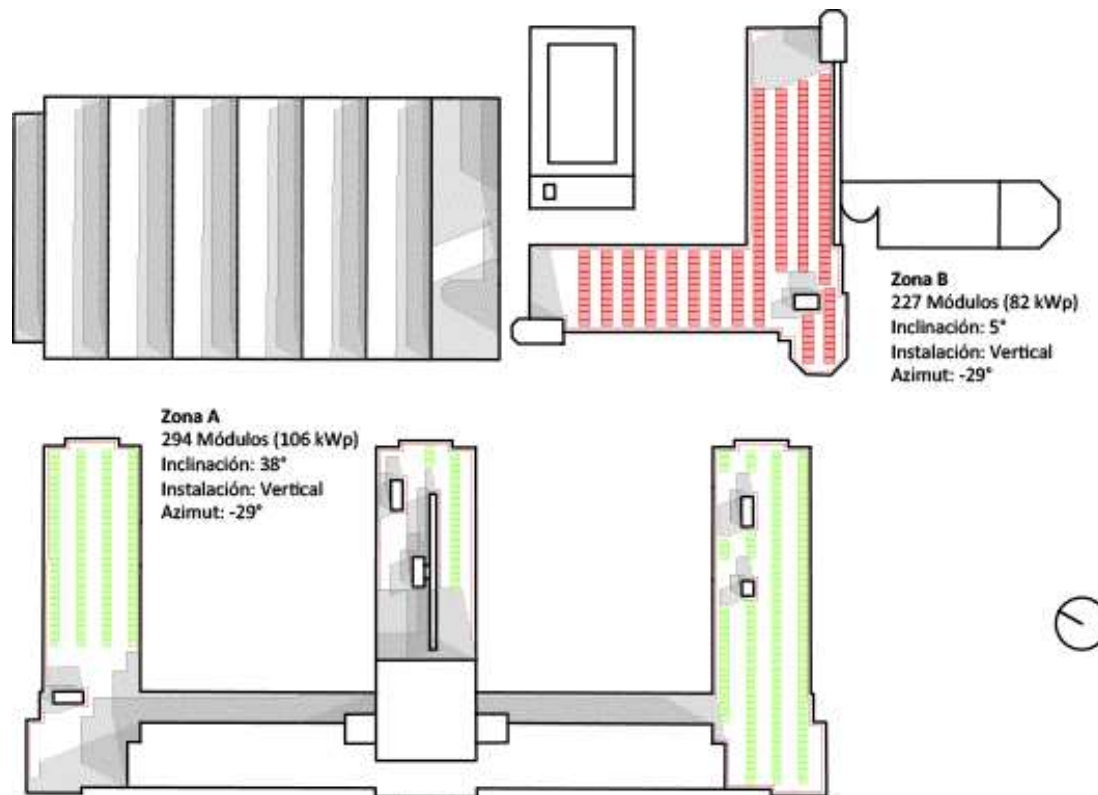


Fig. 4.19. Instalación hipótesis 2 ETSIAE

### Demanda cubierta

La ETSIAE tiene un consumo medio anual de energía eléctrica de 2.204 MWh.

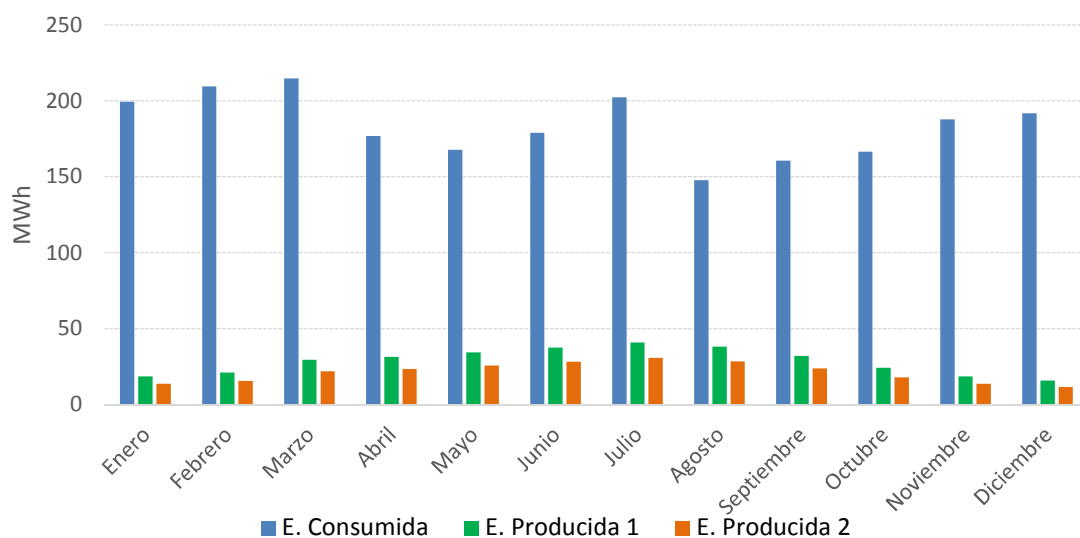


Fig. 4.20. Relación energía consumida / producidas anual ETSIAE

Con el consumo actual, la demanda que se puede cubrir en términos anuales con la instalación de módulos fotovoltaicos es del 15 % en la hipótesis 1 y del 12% en la hipótesis 2.

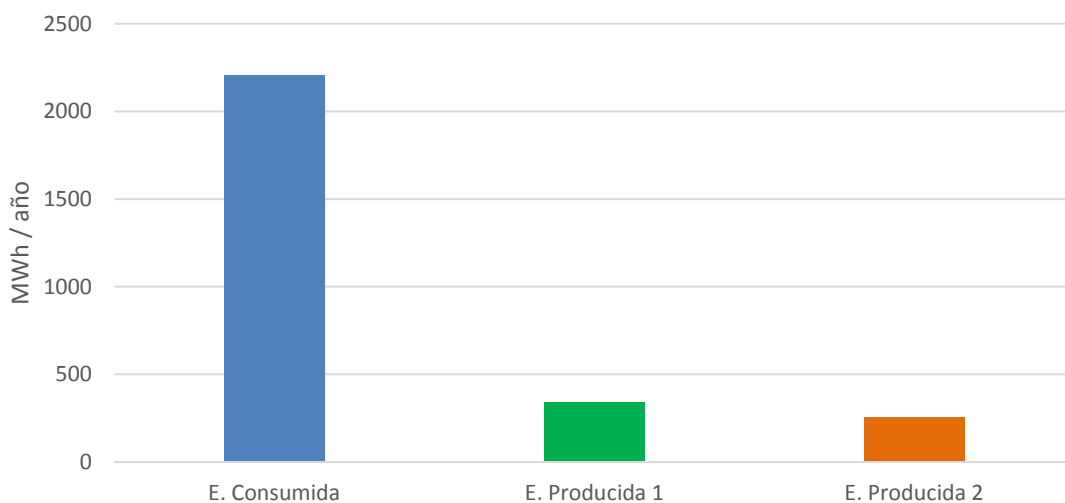


Fig. 4.21. Relación energía consumida / producidas mensual ETSIAE

#### 4.4 Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos

Para analizar los casos de estudio, la cubierta de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos se ha dividido en 13 zonas. En todas estas zonas, su orientación respecto al mediodía es de  $-34^\circ$ .

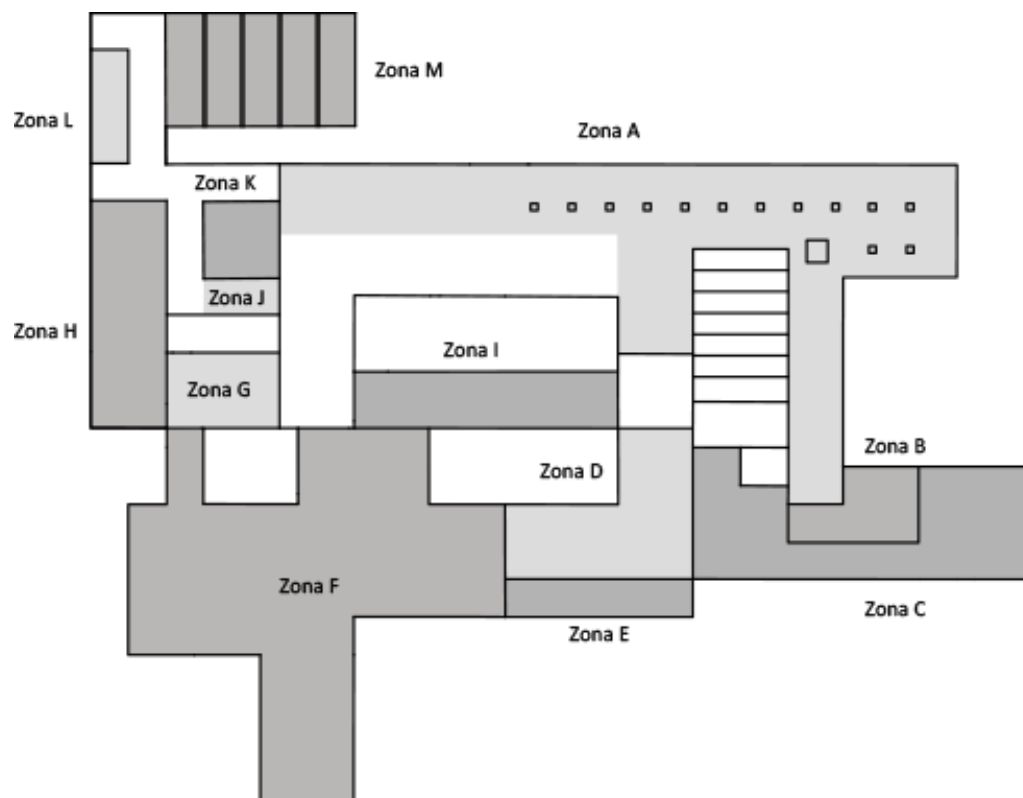


Fig. 4.22. Plano de cubiertas ETSICCP

### Hipótesis 1

A continuación, se muestra la distribución de los distintos casos de instalación de módulos para el perfil de sombras tipo 1:

	Módulos						Potencia [kW]						Energía [MWh]					
	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V
Zona A	543	531	572	637	670	<b>698</b>	195	191	206	229	241	<b>251</b>	270	264	282	314	310	<b>323</b>
Zona B	67	73	75	73	81	<b>86</b>	24	26	27	26	29	<b>31</b>	33	36	37	36	37	<b>40</b>
Zona C	174	192	211	214	229	<b>234</b>	63	69	76	77	82	<b>84</b>	87	96	104	106	106	<b>108</b>
Zona D	174	190	198	<b>204</b>	216	218	63	68	71	<b>73</b>	78	78	87	95	98	<b>101</b>	100	101
Zona E	72	<b>74</b>	72	74	72	74	26	<b>27</b>	26	27	26	27	36	<b>37</b>	35	36	33	34
Zona F	704	750	795	798	<b>935</b>	907	253	270	286	287	<b>337</b>	327	350	373	392	393	<b>433</b>	420
Zona G	57	68	67	65	<b>78</b>	66	21	24	24	23	<b>28</b>	24	28	34	33	32	<b>36</b>	31
Zona H	144	154	162	168	189	<b>196</b>	52	55	58	60	68	<b>71</b>	72	77	80	83	87	<b>91</b>
Zona I	130	<b>146</b>	130	145	160	147	47	<b>53</b>	47	52	58	53	65	<b>73</b>	64	71	74	68
Zona J	27	<b>28</b>	27	28	27	28	10	<b>10</b>	10	10	10	10	13	<b>14</b>	13	14	12	13
Zona K	45	56	54	56	63	<b>70</b>	16	20	19	20	23	<b>25</b>	22	28	27	28	29	<b>32</b>
Zona L	32	30	36	36	40	<b>42</b>	12	11	13	13	14	<b>15</b>	16	15	18	18	19	<b>19</b>
Zona M	128	130	144	156	160	<b>184</b>	46	47	52	56	58	<b>66</b>	64	65	71	77	74	<b>85</b>
<b>Final</b>	<b>2975</b>						<b>1071</b>						<b>1392</b>					

Fig. 4.23. Cuadro de distribuciones 1 ET-SICCP

En el caso de la instalación en la hipótesis 1, la ETSICCP tendría la distribución que se muestra en la figura 4.23. Esta distribución contaría con 2975 módulos: 248 con inclinación a 38°, 204 con inclinación a 20° y 2523 con inclinación a 5°, y una potencia instalada de 1071 kW. La energía esperable anual en este caso sería de 1392 MWh.

### Hipótesis 2

Fig. 4.24. Cuadro de distribuciones 2 ETSE

A continuación, se muestra la distribución de los distintos casos de instalación de módulos para el perfil de sombras hipótesis 2:

	Módulos						Potencia [kW]						Energía [MWh]					
	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V
Zona A	225	211	224	<b>269</b>	270	272	81	76	81	<b>97</b>	97	98	112	105	110	<b>133</b>	125	126
Zona B	51	50	51	50	57	<b>58</b>	18	18	18	18	21	<b>21</b>	25	25	25	25	26	<b>27</b>
Zona C	67	84	<b>90</b>	83	91	82	24	30	<b>32</b>	30	33	30	33	42	<b>44</b>	41	42	38
Zona D	174	190	198	<b>204</b>	216	218	63	68	71	<b>73</b>	78	78	87	95	98	<b>101</b>	100	101
Zona E	72	<b>74</b>	72	74	72	74	26	<b>27</b>	26	27	26	27	36	<b>37</b>	35	36	33	34
Zona F	693	692	775	783	<b>918</b>	887	249	249	279	282	<b>330</b>	319	345	345	382	386	<b>425</b>	410
Zona G	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Zona H	144	154	162	168	189	<b>196</b>	52	55	58	60	68	<b>71</b>	72	77	80	83	87	<b>91</b>
Zona I	76	<b>84</b>	71	81	85	81	27	<b>30</b>	26	29	31	29	38	<b>42</b>	35	40	39	37
Zona J	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Zona K	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Zona L	32	30	36	36	40	<b>42</b>	12	11	13	13	14	<b>15</b>	16	15	18	18	19	<b>19</b>
Zona M	72	75	81	90	90	<b>105</b>	26	27	29	32	32	<b>38</b>	36	37	40	44	42	<b>49</b>
<b>Final</b>	<b>2040</b>						<b>734</b>						<b>967</b>					

En el caso de la instalación en la hipótesis 2, la ETSICCP tendría la distribución que se muestra en la figura 4.24. Esta distribución contaría con 2040 módulos: 158 con inclinación a 38°, 563 con inclinación a 20° y 1319 con inclinación a 5°, y una potencia instalada de 734 kW. La energía esperable anual en este caso sería de 967 MWh.

Fig. 4.25. Instalación hipótesis 1 ETSICCP

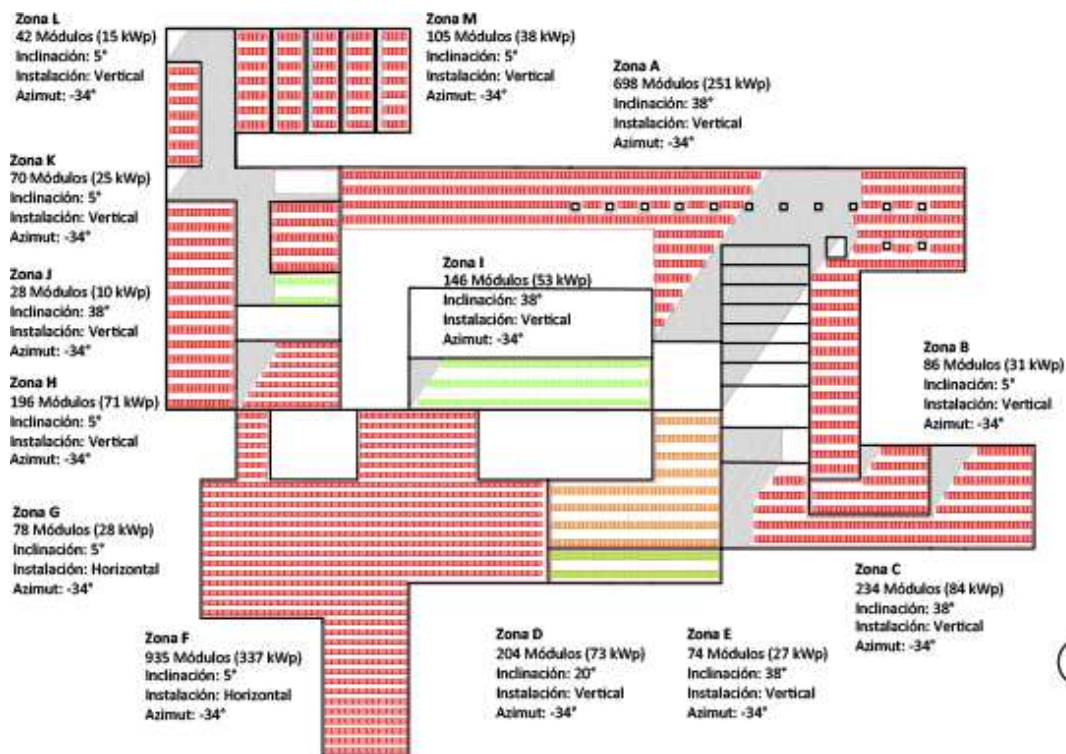
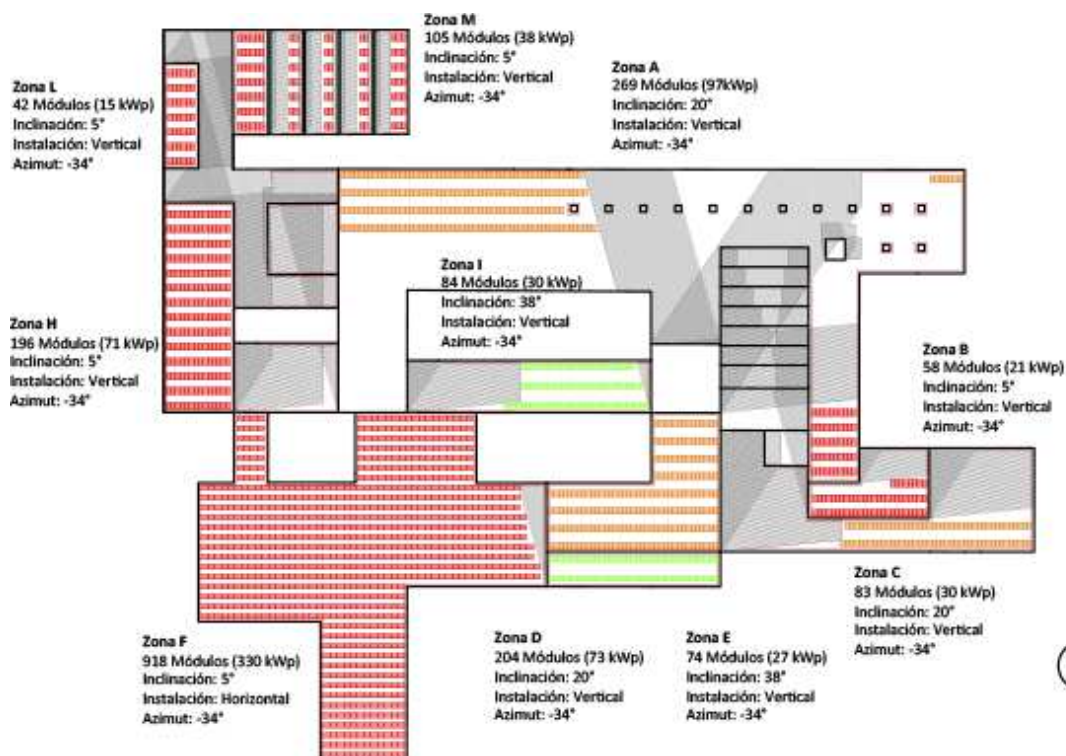


Fig. 4.26. Instalación hipótesis 2 ETSICCP



**Demanda cubierta**

La ETSICCP tiene un consumo medio anual de energía eléctrica de 1536 MWh.

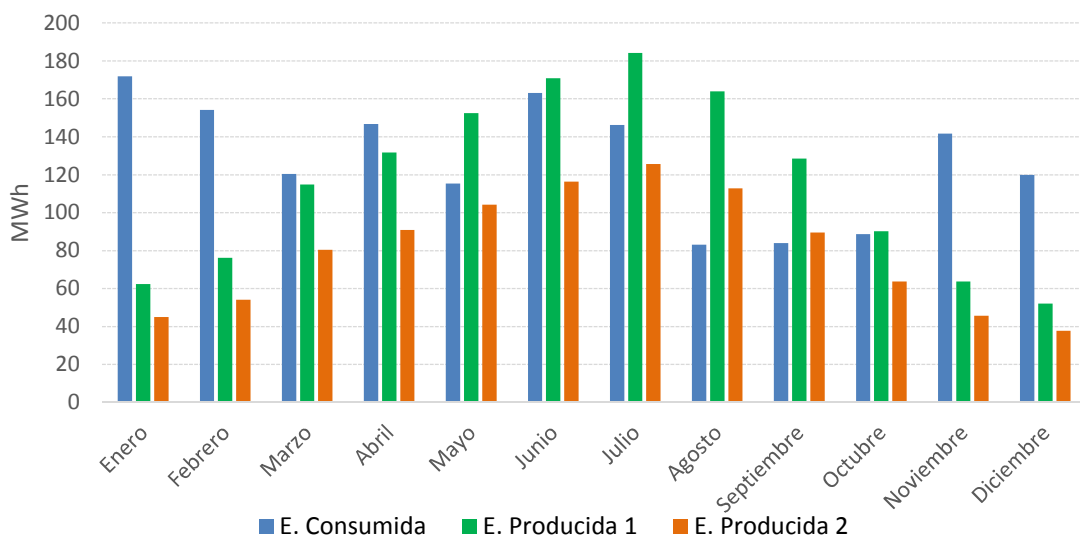


Fig. 4.27. Relación energía consumida / producidas anual ETSICCP

Con el consumo actual, la demanda que se puede cubrir en términos anuales con la instalación de módulos fotovoltaicos es del 91 % en la hipótesis 1 y del 63% en la hipótesis 2.

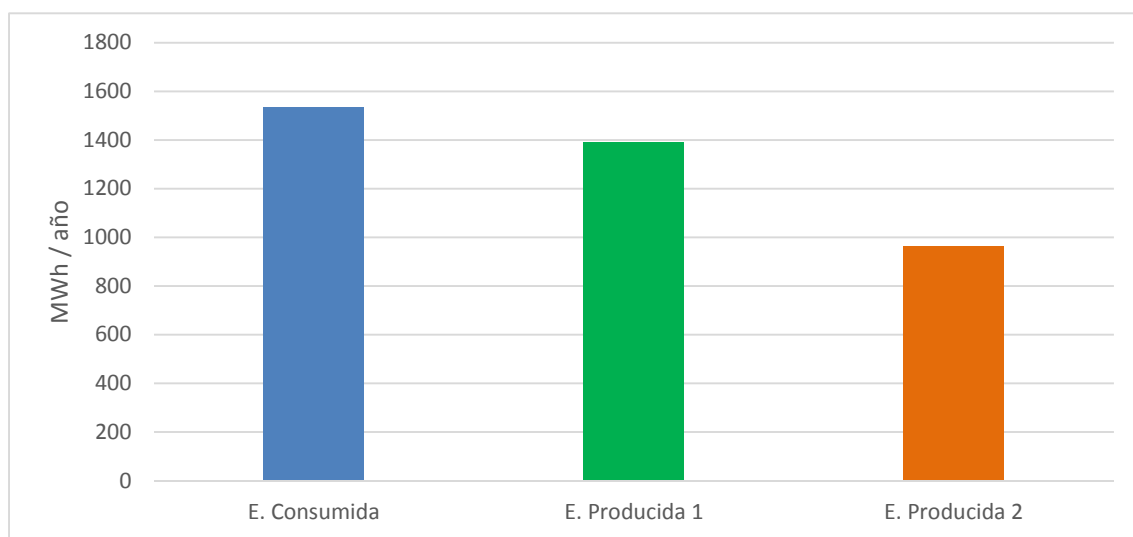
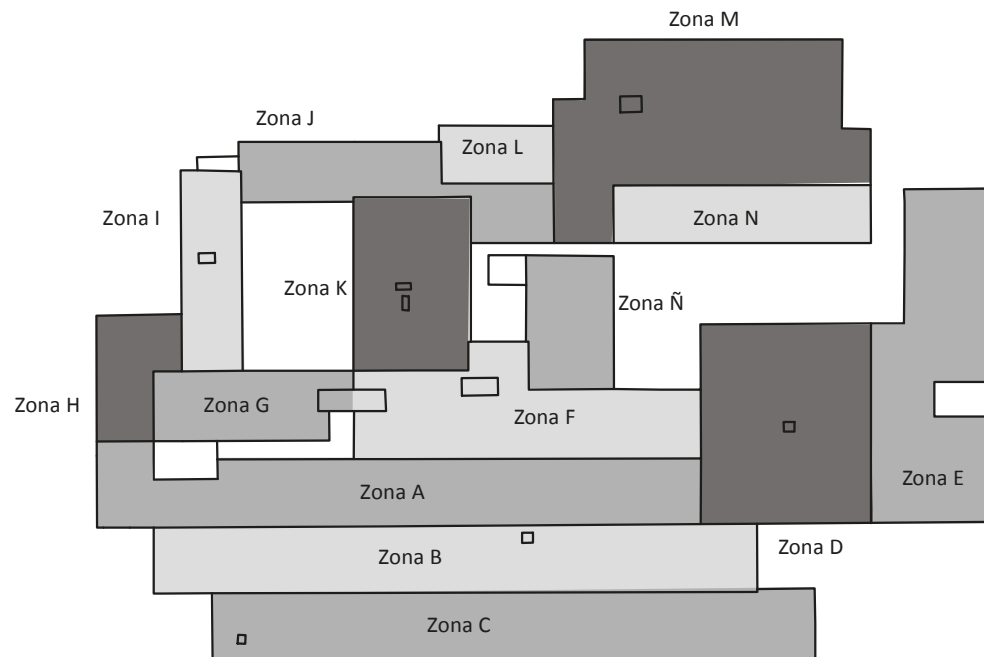


Fig. 4.28. Relación energía consumida / producidas mensual ETSICCP

## 4.5 Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicación

Para analizar los casos de estudio, la cubierta de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicación se ha dividido en 15 zonas. En todas estas zonas, su orientación respecto al mediodía es de  $-8^\circ$ .

Fig. 4.29. Plano de cubiertas ETSIT



### Hipótesis 1

A continuación, se muestra la distribución de los distintos casos de instalación de módulos para el perfil de sombras tipo 1:

	Módulos						Potencia [kW]						Energía [MWh]					
	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V
Zona A	177	<b>255</b>	231	185	237	263	64	<b>92</b>	83	67	85	95	99	<b>143</b>	125	100	116	129
Zona B	177	<b>264</b>	237	178	237	264	64	<b>95</b>	85	64	85	95	99	<b>148</b>	128	96	116	130
Zona C	177	<b>265</b>	237	175	234	264	64	<b>95</b>	85	63	84	95	99	<b>148</b>	128	94	115	130
Zona D	152	<b>183</b>	170	180	196	207	55	<b>66</b>	61	65	71	75	85	<b>102</b>	92	97	96	102
Zona E	138	<b>170</b>	162	170	187	199	50	<b>61</b>	58	61	67	72	77	<b>95</b>	87	92	92	98
Zona F	110	<b>147</b>	139	141	153	161	40	<b>53</b>	50	51	55	58	62	<b>82</b>	75	76	75	79
Zona G	48	<b>72</b>	64	72	66	71	17	<b>26</b>	23	26	24	26	27	<b>40</b>	35	39	32	35
Zona H	30	35	35	35	40	<b>44</b>	11	13	13	13	14	<b>16</b>	17	20	19	19	20	<b>22</b>
Zona I	36	42	40	45	44	<b>52</b>	13	15	14	16	16	<b>19</b>	20	24	22	24	22	<b>26</b>
Zona J	78	78	78	78	<b>95</b>	78	28	28	28	28	<b>34</b>	28	44	44	42	42	<b>47</b>	38
Zona K	44	<b>48</b>	44	48	55	48	16	<b>17</b>	16	17	20	17	25	<b>27</b>	24	26	27	24
Zona L	<b>20</b>	15	20	15	20	15	<b>7</b>	5	7	5	7	5	<b>11</b>	8	11	8	10	7
Zona M	207	<b>254</b>	231	254	289	261	75	<b>91</b>	83	91	104	94	116	<b>142</b>	125	137	142	128
Zona N	<b>74</b>	73	74	73	73	73	<b>27</b>	26	27	26	26	26	<b>41</b>	41	40	39	36	36
Zona Ñ	12	<b>29</b>	12	10	12	20	4	<b>10</b>	4	4	4	7	7	<b>16</b>	6	5	6	10
<b>Final</b>	<b>1972</b>						<b>710</b>						<b>1091</b>					

Fig. 4.30. Cuadro de distribuciones 1 ETSIT

En el caso de la instalación en la hipótesis 1, la ETSIT tendría la distribución que se muestra en la figura 4.30. Esta distribución contaría con 1972 módulos: 1781 con inclinación a 38° y 191 con inclinación a 5°, y una potencia instalada de 710 kW. La energía esperable anual en este caso sería de 1091 MWh.

### Hipótesis 2

Fig. 4.31. Cuadro de distribuciones 2 ETSIT

A continuación, se muestra la distribución de los distintos casos de instalación de módulos para el perfil de sombras hipótesis 2:

	Módulos						Potencia [kW]						Energía [MWh]					
	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V
Zona A	166	<b>243</b>	213	177	223	246	60	<b>87</b>	77	64	80	89	93	<b>136</b>	115	96	109	121
Zona B	177	<b>261</b>	235	173	237	263	64	<b>94</b>	85	62	85	95	99	<b>146</b>	127	93	116	129
Zona C	175	<b>259</b>	233	172	232	259	63	<b>93</b>	84	62	84	93	98	<b>145</b>	126	93	114	127
Zona D	63	<b>73</b>	57	68	79	83	23	<b>26</b>	21	24	28	30	35	<b>41</b>	31	37	39	41
Zona E	122	<b>140</b>	130	140	151	166	44	<b>50</b>	47	50	54	60	68	<b>78</b>	70	76	74	81
Zona F	101	<b>138</b>	126	135	138	147	36	<b>50</b>	45	49	50	53	57	<b>77</b>	68	73	68	72
Zona G	46	<b>67</b>	60	66	63	68	17	<b>24</b>	22	24	23	24	26	<b>38</b>	32	36	31	33
Zona H	6	<b>8</b>	6	7	9	9	2	<b>3</b>	2	3	3	3	3	<b>4</b>	3	4	4	4
Zona I	15	<b>16</b>	15	16	15	16	5	<b>6</b>	5	6	5	6	8	<b>9</b>	8	9	7	8
Zona J	78	78	78	78	<b>95</b>	78	28	28	28	28	<b>34</b>	28	44	44	42	42	<b>47</b>	38
Zona K	14	<b>22</b>	14	22	14	22	5	<b>8</b>	5	8	5	8	8	<b>12</b>	8	12	7	11
Zona L	<b>14</b>	11	14	11	14	11	<b>5</b>	4	5	4	5	4	<b>8</b>	6	8	6	7	5
Zona M	197	<b>250</b>	227	250	277	248	71	<b>90</b>	82	90	100	89	110	<b>140</b>	123	135	136	122
<b>Final</b>	<b>1586</b>						<b>571</b>						<b>882</b>					

En el caso de la instalación en la hipótesis 2, la ETSIT tendría la distribución que se muestra en la figura 4.31. Esta distribución contaría con 1586 módulos: 1491 con inclinación a 38° y 95 con inclinación a 5°, y una potencia instalada de 571 kW. La energía esperable anual en este caso sería de 882 MWh.

Fig. 4.32. Instalación hipótesis 1 ETSIT

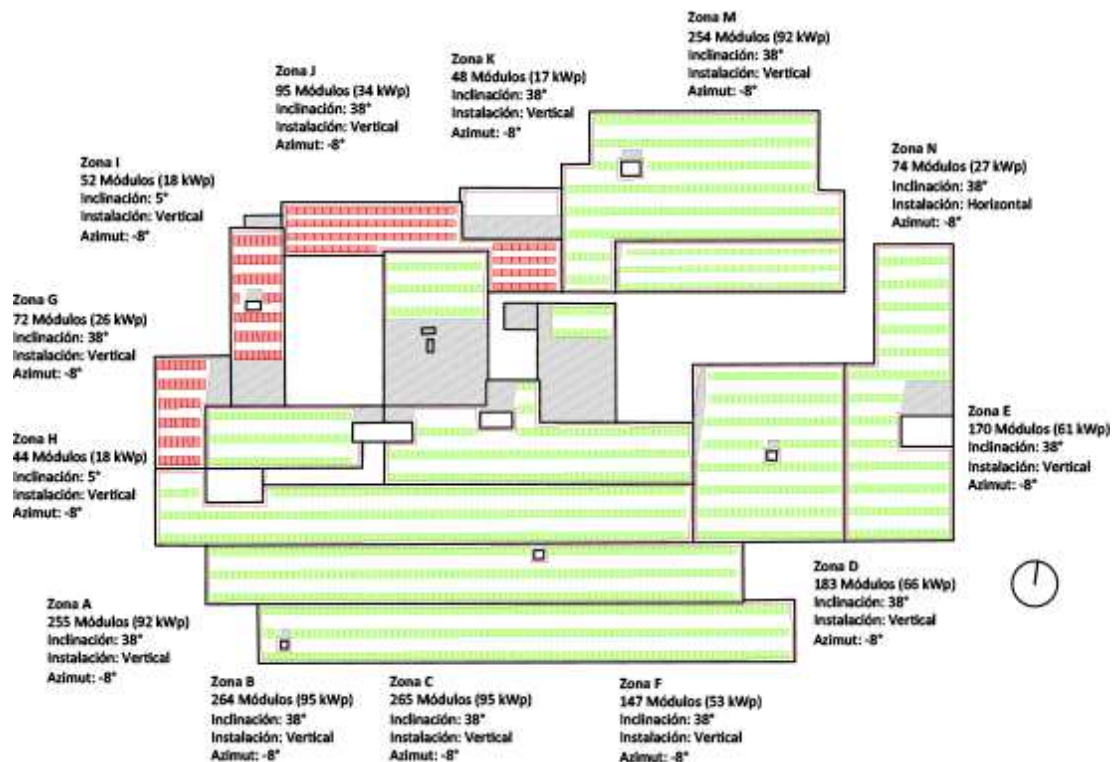
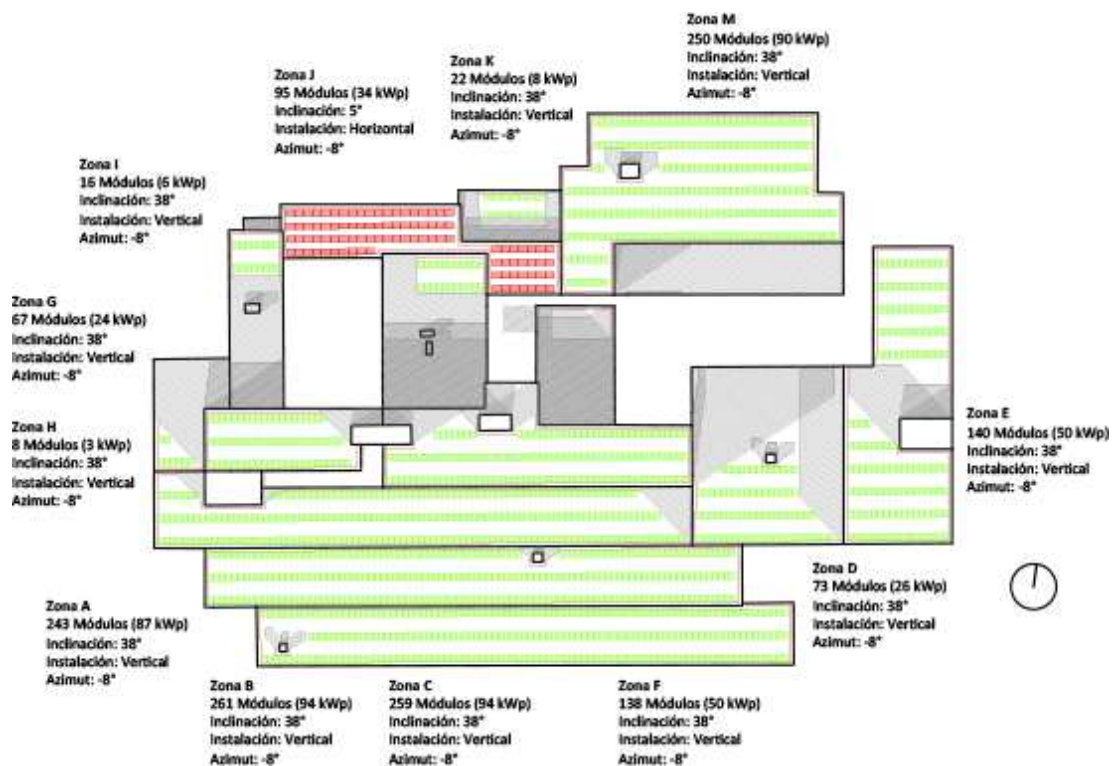


Fig. 4.33. Instalación hipótesis 2 ETSIT



**Demanda cubierta**

La ETSIT tiene un consumo medio anual de energía eléctrica de 4009 MWh.

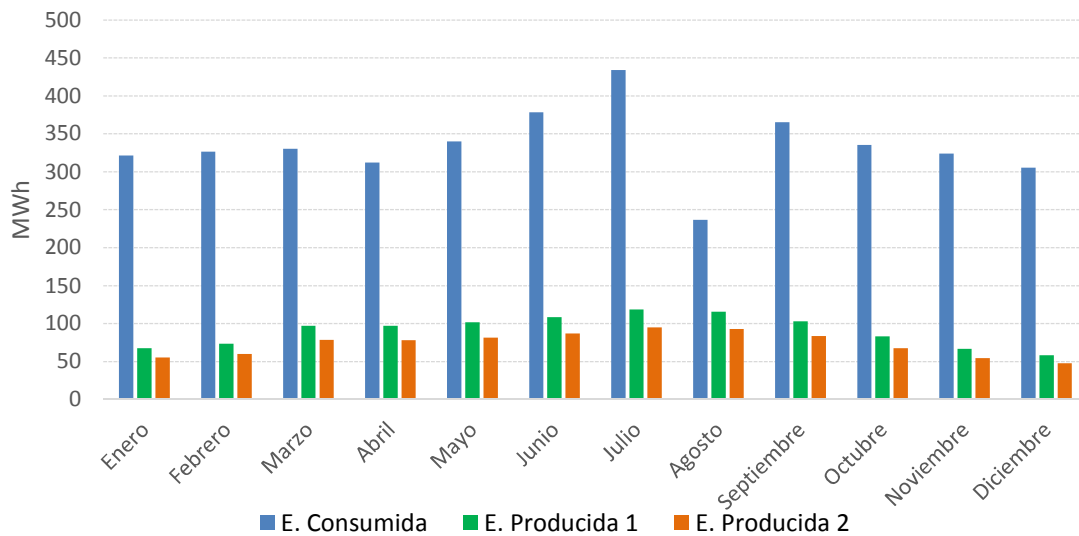


Fig. 4.34. Relación energía consumida / producidas anual ETSIT

Con el consumo actual, la demanda que se puede cubrir en términos anuales con la instalación de módulos fotovoltaicos es del 27 % en la hipótesis 1 y del 22 % en la hipótesis 2.

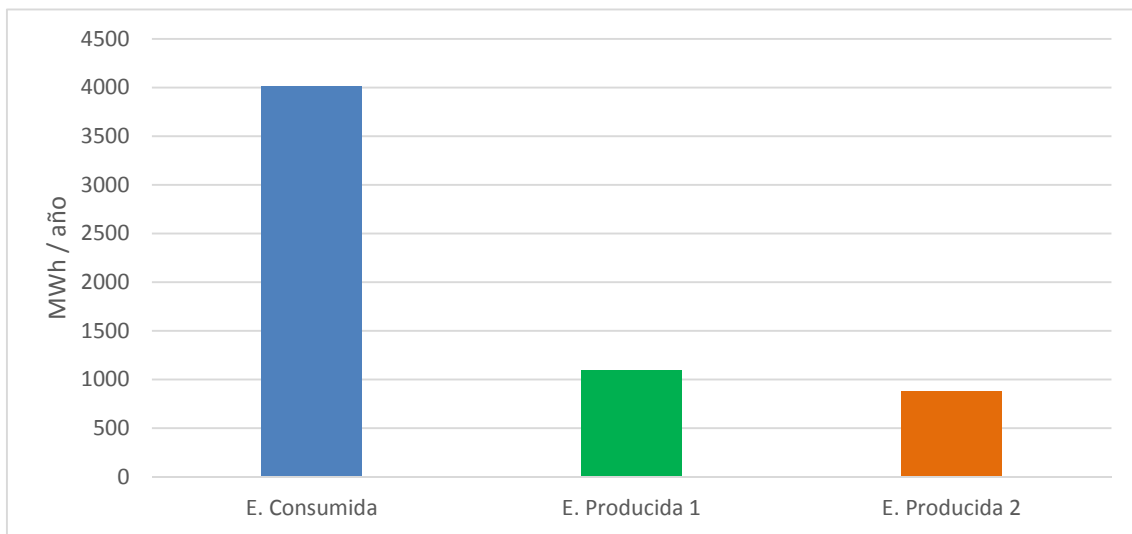
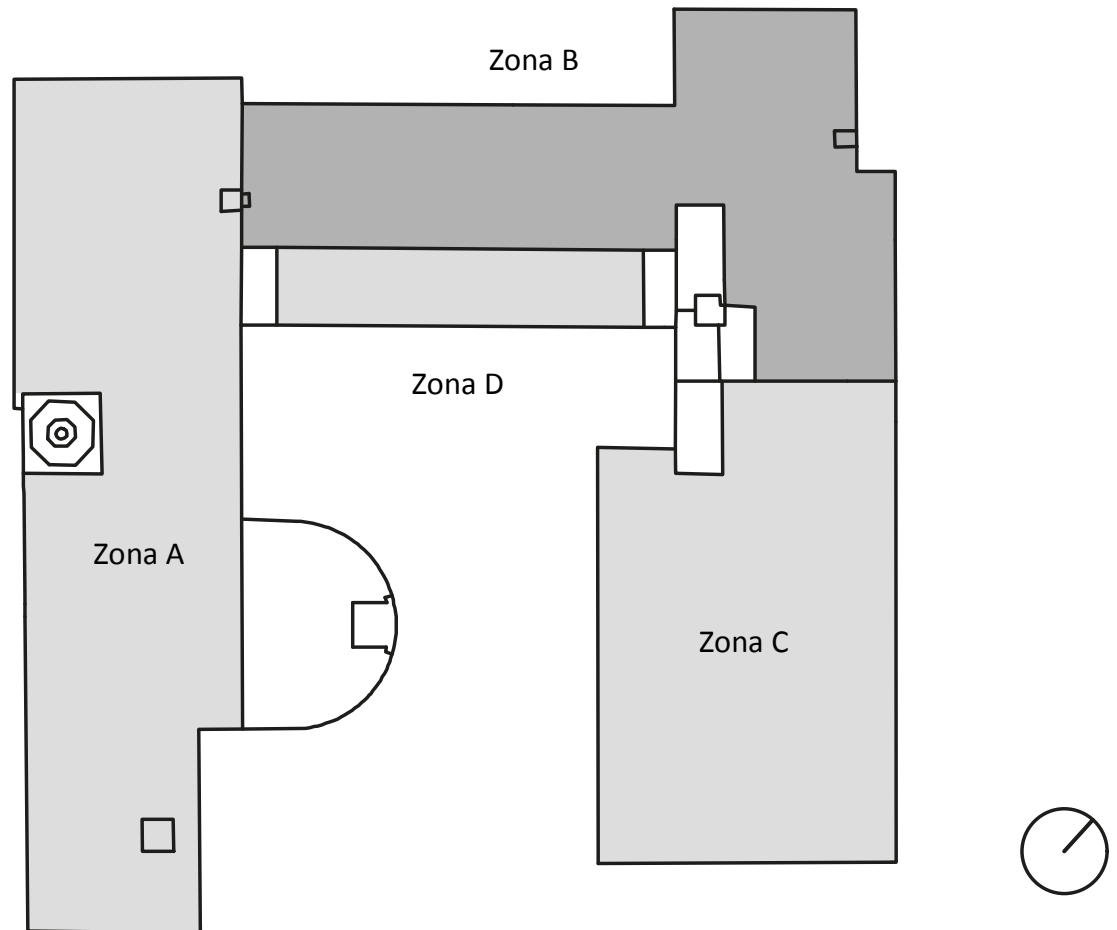


Fig. 4.35. Relación energía consumida / producidas mensual ETSIT

## 4.6 Escuela Técnica Superior de Ingenieros Navales

Para analizar los casos de estudio, la cubierta de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Navales se ha dividido en 4 zonas. En todas estas zonas, su orientación respecto al mediodía es de  $-40^\circ$ .



### Hipótesis 1

A continuación, se muestra la distribución de los distintos casos de instalación de módulos para el perfil de sombras tipo 1:

	Módulos						Potencia [kW]						Energía [MWh]					
	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V
Zona A	223	252	244	250	291	296	80	91	88	90	105	107	111	126	122	125	137	140
Zona B	142	159	150	157	172	173	51	57	54	57	62	62	71	79	75	78	81	82
Zona C	195	225	211	225	251	269	70	81	76	81	90	97	97	112	105	112	119	127
Zona D	42	62	42	62	63	62	15	22	15	22	23	22	21	31	21	31	30	29
<b>Final</b>	<b>800</b>						<b>288</b>						<b>379</b>					

Fig. 4.37. Cuadro de distribuciones 1 ETSIN

En el caso de la instalación en la hipótesis 1, la ETSIN tendría la distribución que se muestra en la figura 4.37. Esta distribución contaría con 800 módulos: 62 con inclinación a 38° y 738 con inclinación a 5°, y una potencia instalada de 288 kW. La energía esperable anual en este caso sería de 379 MWh.

### Hipótesis 2

A continuación, se muestra la distribución de los distintos casos de instalación de módulos para el perfil de sombras hipótesis 2:

	Módulos						Potencia [kW]						Energía [MWh]					
	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V
Zona A	94	108	105	109	128	128	34	39	38	39	46	46	47	54	52	54	60	60
Zona B	90	96	91	96	97	106	32	35	33	35	35	38	45	48	45	48	46	50
Zona C	166	178	181	176	220	230	60	64	65	63	79	83	83	89	90	88	104	109
Zona D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Final</b>	<b>464</b>						<b>167</b>						<b>219</b>					

Fig. 4.38. Cuadro de distribuciones 2 ETSIN

En el caso de la instalación en la hipótesis 2, la ETSIN tendría la distribución que se muestra en la figura 4.38. Esta distribución contaría con 464 módulos con inclinación a 5°, y una potencia instalada de 167 kW. La energía esperable anual en este caso sería de 219 MWh.

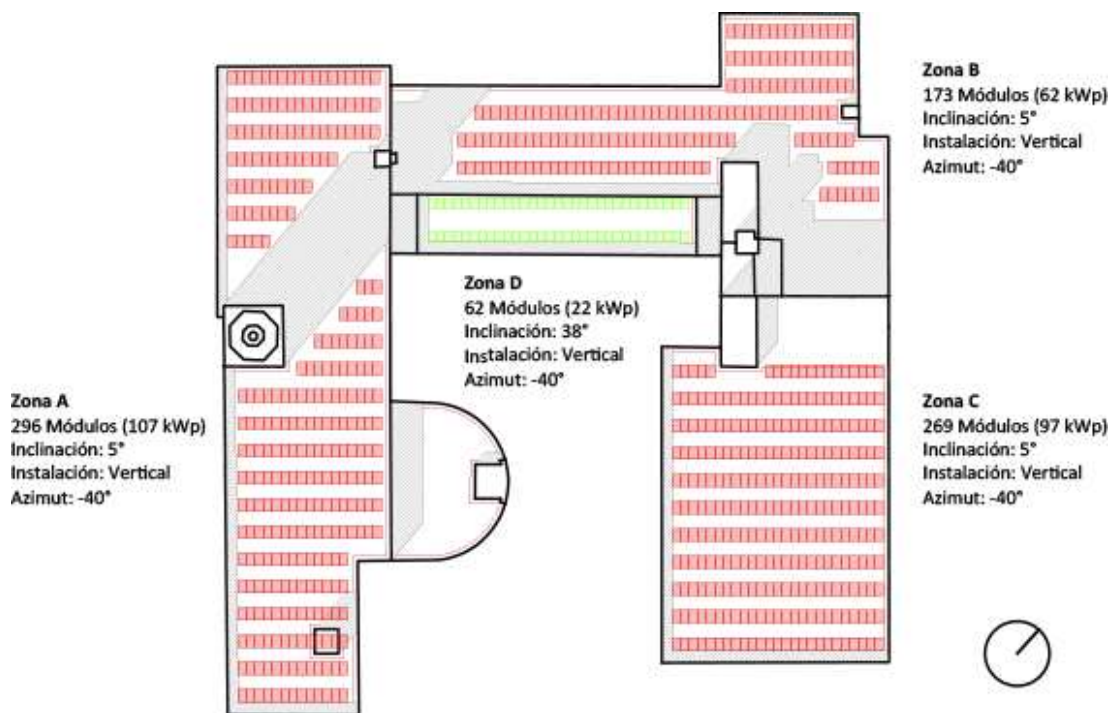


Fig. 4.39. Instalación hipótesis 1 ETSIN

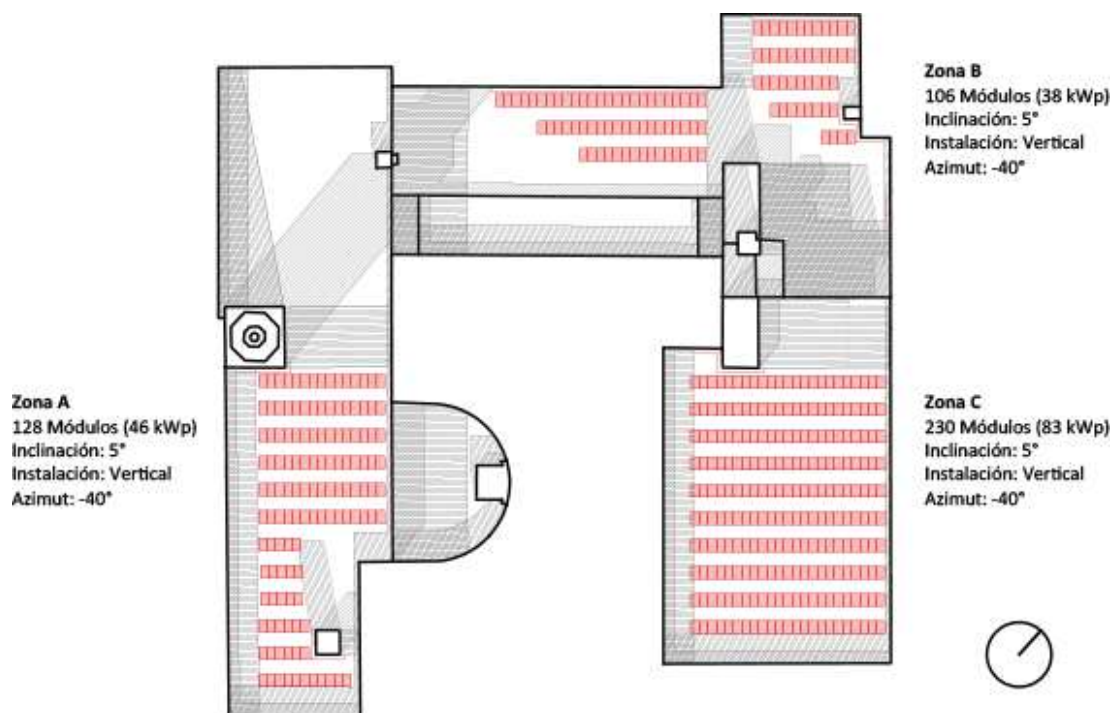


Fig. 4.40. Instalación hipótesis 2 ETSIN

**Demanda cubierta**

La ETSIN tiene un consumo medio anual de energía eléctrica de 554 MWh.

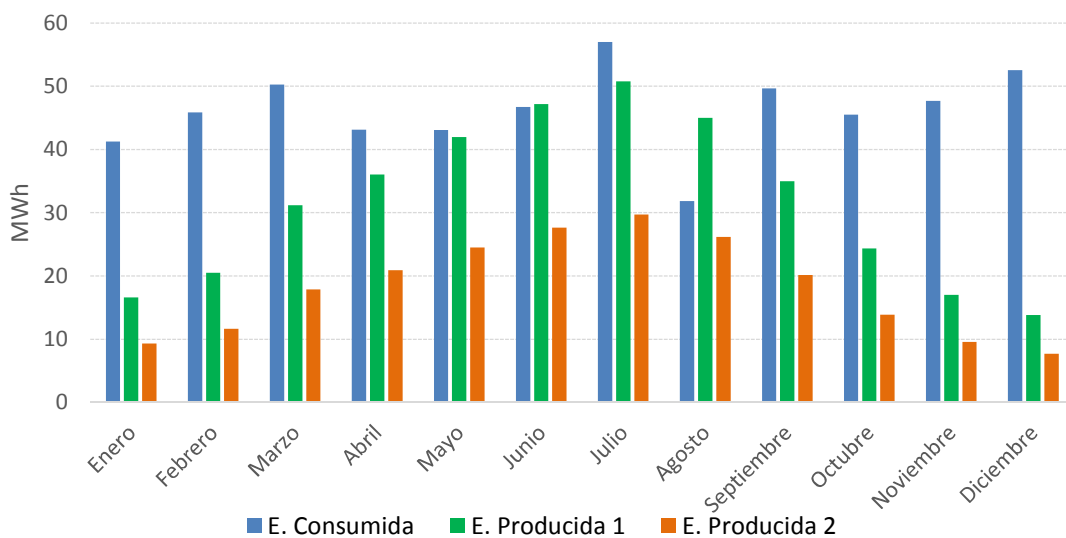


Fig. 4.41. Relación energía consumida / producidas anual ETSIN

Con el consumo actual, la demanda que se puede cubrir en términos anuales con la instalación de módulos fotovoltaicos es del 68 % en la hipótesis 1 y del 40 % en la hipótesis 2.

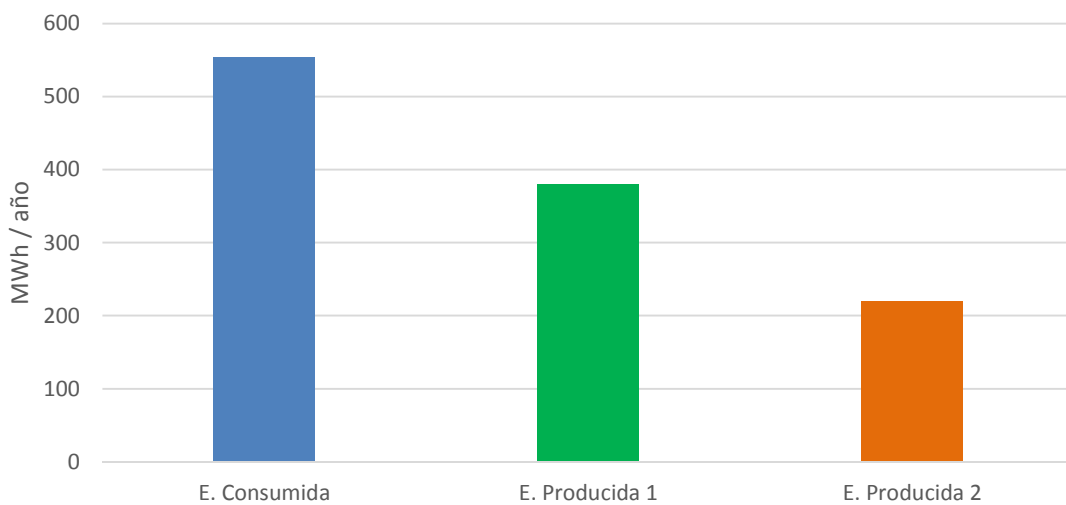
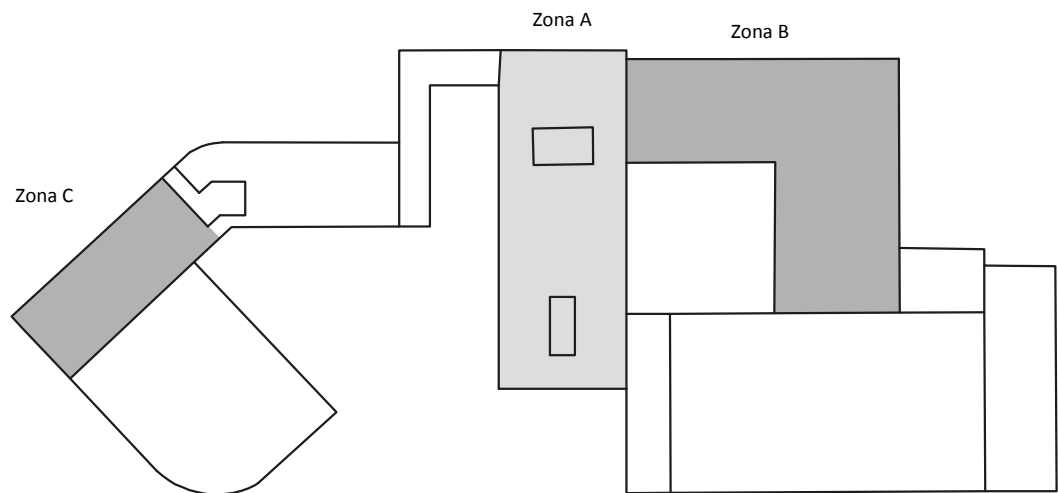


Fig. 4.42. Relación energía consumida / producidas mensual ETSIN

## 4.7 Facultad de Ciencias de la Actividad Física y del Deporte (INEF)

Para analizar los casos de estudio, la cubierta de la Facultad de Ciencias de la Actividad Física y del Deporte se ha dividido en 3 zonas. Dos de las zonas tienen su orientación respecto al mediodía de  $-18^\circ$ , mientras que la otra,  $29^\circ$ .

Fig. 4.43. Plano de cubiertas INEF



### Hipótesis 1

A continuación, se muestra la distribución de los distintos casos de instalación de módulos para el perfil de sombras tipo 1:

	Módulos						Potencia [kW]						Energía [MWh]					
	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V
Zona A	87	83	87	101	101	111	31	30	31	36	36	40	47	45	46	53	49	54
Zona B	97	98	102	101	121	114	35	35	37	36	44	41	53	53	54	53	59	55
Zona C	45	44	45	44	60	66	16	16	16	16	22	24	23	22	22	22	28	31
<b>Final</b>	<b>282</b>						<b>102</b>						<b>140</b>					

Fig. 4.44. Cuadro de distribuciones 1 INEF

En el caso de la instalación en la hipótesis 1, INEF tendría la distribución que se muestra en la figura 4.44. Esta distribución contaría con 282 módulos: 101 con inclinación a 20° y 181 con inclinación a 5°, y una potencia instalada de 102 kW. La energía esperable anual en este caso sería de 140 MWh.

### Hipótesis 2

A continuación, se muestra la distribución de los distintos casos de instalación de módulos para el perfil de sombras hipótesis 2:

	Módulos						Potencia [kW]						Energía [MWh]					
	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V
Zona A	47	49	48	50	53	55	17	18	17	18	19	20	25	27	25	26	26	27
Zona B	74	71	78	78	92	91	27	26	28	28	33	33	40	38	41	41	45	44
Zona C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Final</b>	<b>140</b>						<b>50</b>						<b>71</b>					

Fig. 4.45. Cuadro de distribuciones 2 INEF

En el caso de la instalación en la hipótesis 2, INEF tendría la distribución que se muestra en la figura 4.45. Esta distribución contaría con 140 módulos: 49 con inclinación a 38° y 91 con inclinación a 5°, y una potencia instalada de 50 kW. La energía esperable anual en este caso sería de 71 MWh.

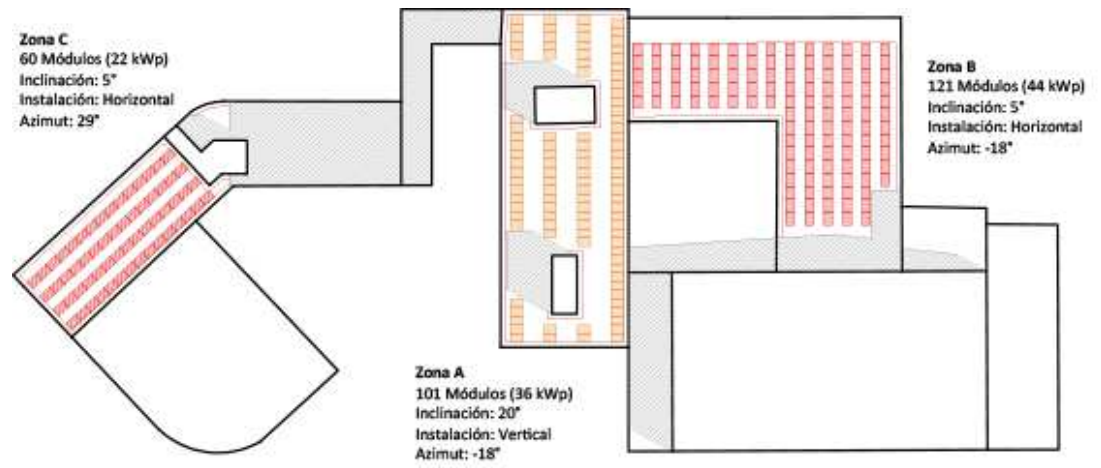


Fig. 4.46. Instalación hipótesis 1 INEF

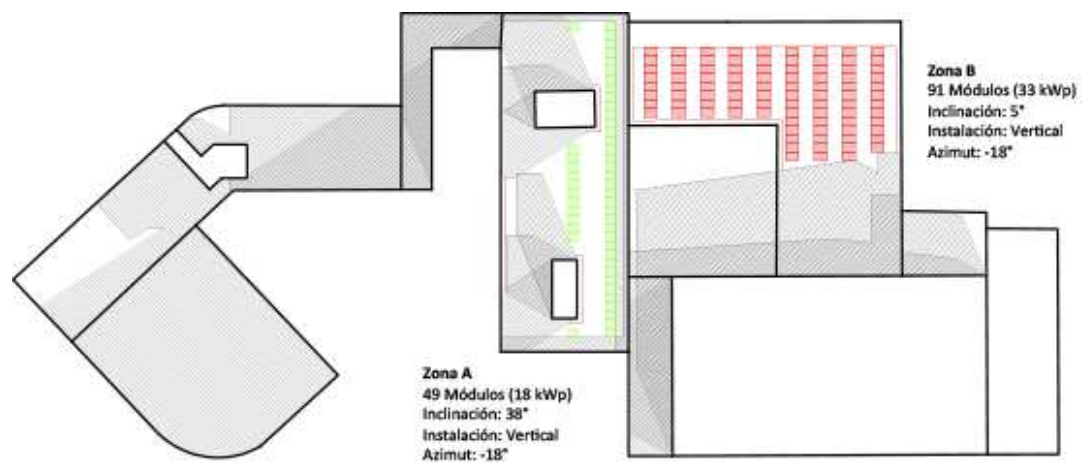


Fig. 4.47. Instalación hipótesis 2 INEF



**Demanda cubierta**

INEF tiene un consumo medio anual de energía eléctrica de 683 MWh.

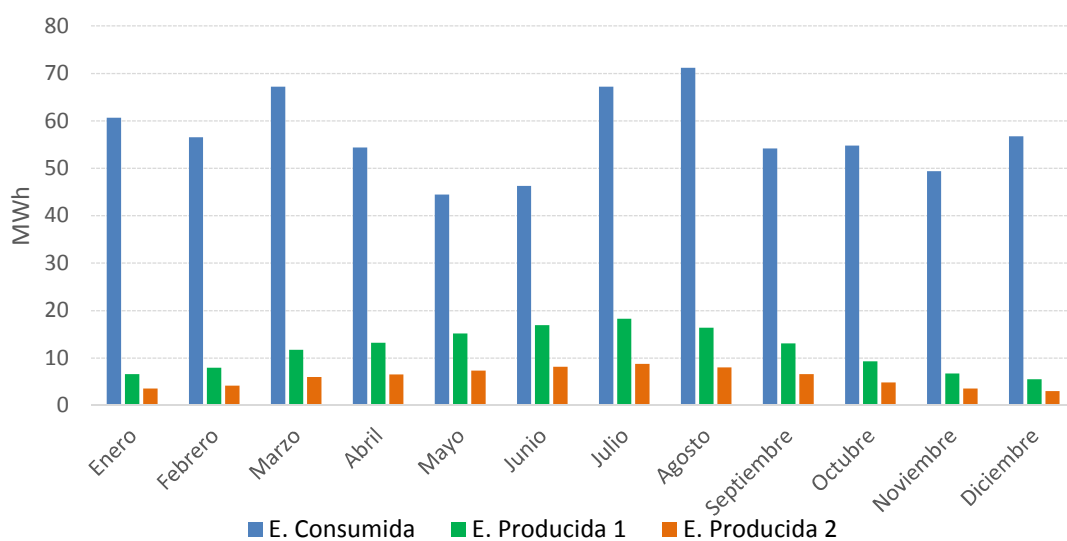


Fig. 4.48. Relación energía consumida / producidas anual INEF

Con el consumo actual, la demanda que se puede cubrir en términos anuales con la instalación de módulos fotovoltaicos es del 21 % en la hipótesis 1 y del 10 % en la hipótesis 2.

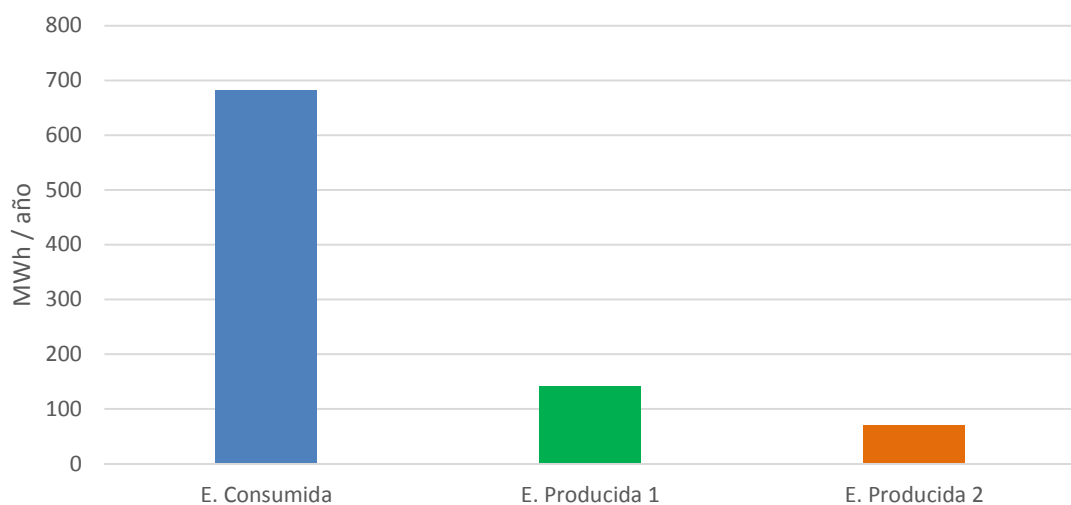


Fig. 4.49. Relación energía consumida / producidas mensual INEF

### 4.8 Rectorado

Para analizar los casos de estudio, las cubiertas de los edificios del Rectorado se han dividido en 6 zonas en el edificio A, y 3 zonas para el B.

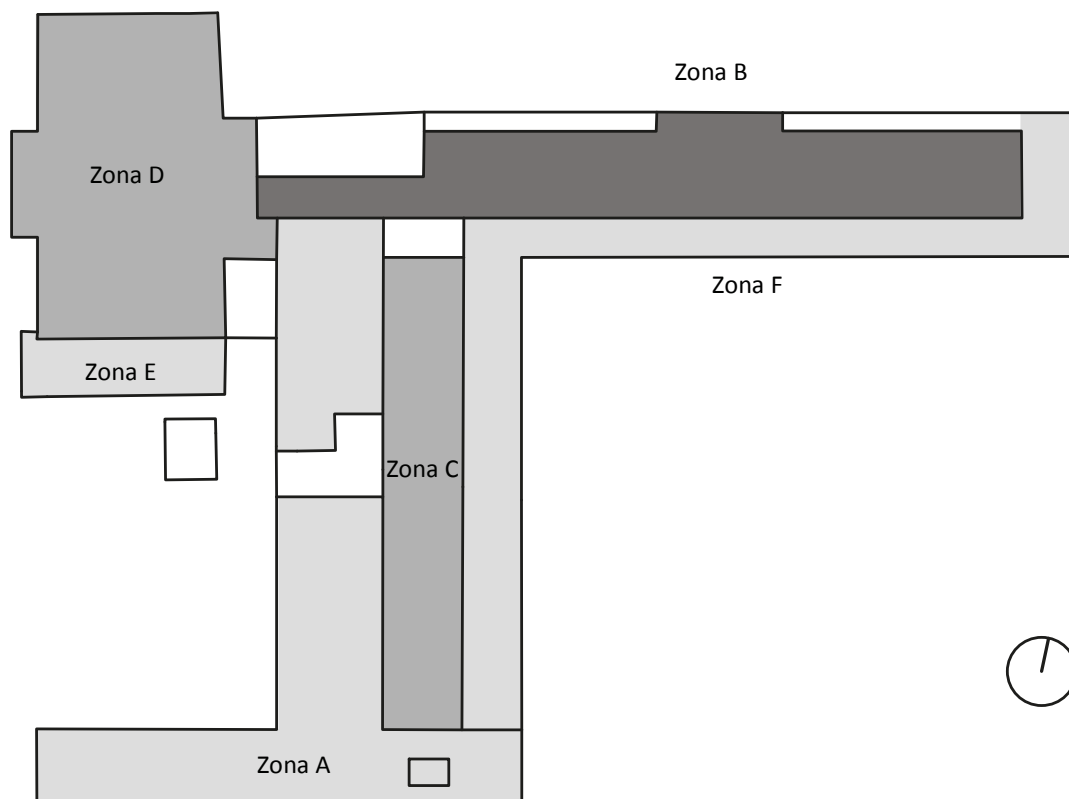


Fig. 4.50. Plano de cubiertas Rectorado Edificio A

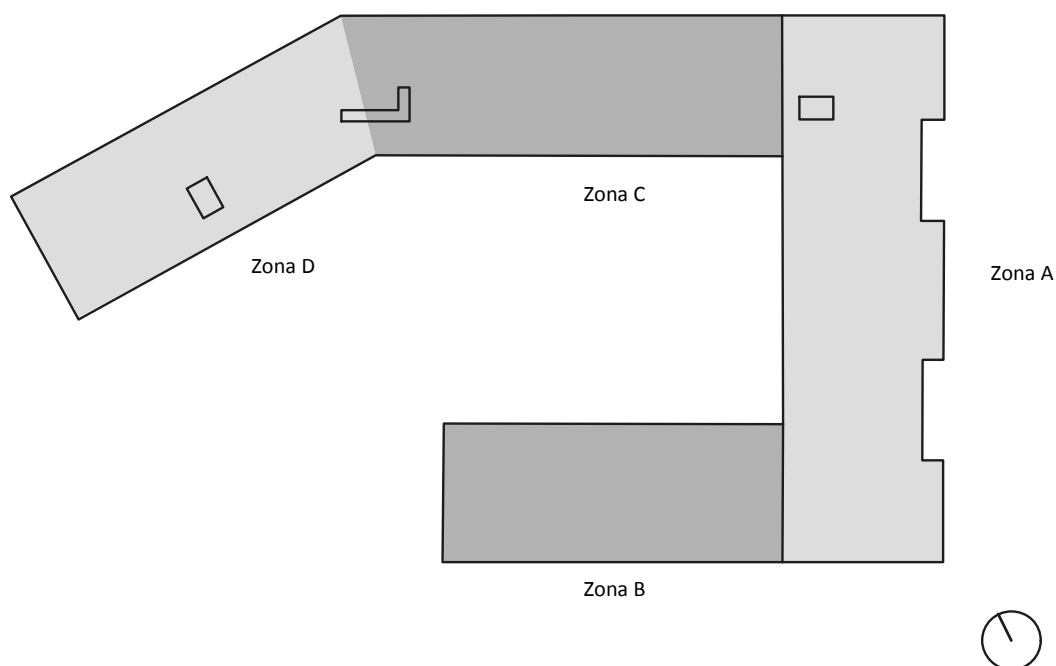


Fig. 4.51. Plano de cubiertas Rectorado Edificio B

## Edificio A

### Hipótesis 1

A continuación, se muestra la distribución de los distintos casos de instalación de módulos para el perfil de sombras tipo 1:

	Módulos						Potencia [kW]						Energía [MWh]					
	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V
Zona A	58	69	62	69	69	75	21	25	22	25	25	27	32	38	33	37	34	36
Zona B	56	42	56	42	56	50	20	15	20	15	20	18	31	23	30	22	27	24
Zona C	30	32	32	32	40	37	11	12	12	12	14	13	16	17	17	17	19	18
Zona D	71	65	72	78	87	90	26	23	26	28	31	32	38	35	38	41	42	43
Zona E	9	13	9	13	9	13	3	5	3	5	3	5	5	7	5	7	4	6
Zona F	28	40	29	42	29	42	10	14	10	15	10	15	15	21	15	22	14	20
<b>Total</b>	<b>310</b>						<b>112</b>						<b>160</b>					

Fig. 4.52. Cuadro de distribuciones 1 Rectorado Edificio A

En el caso de la instalación en la hipótesis 1, el edificio A del Rectorado tendría la distribución que se muestra en la figura 4.52. Esta distribución contaría con 310 módulos: 138 con inclinación a 38°, 422 con inclinación a 20° y 130 con inclinación a 5°, y una potencia instalada de 112 kW. La energía esperable anual en este caso sería de 160 MWh.

### Hipótesis 2

A continuación, se muestra la distribución de los distintos casos de instalación de módulos para el perfil de sombras hipótesis 2:

	Módulos						Potencia [kW]						Energía [MWh]					
	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V
Zona A	41	52	47	52	51	61	15	19	17	19	18	22	22	28	25	28	25	30
Zona B	52	39	52	39	52	48	19	14	19	14	19	17	28	21	28	21	25	23
Zona C	16	15	15	19	21	21	6	5	5	7	8	8	9	8	8	10	10	10
<b>Total</b>	<b>123</b>						<b>44</b>						<b>67</b>					

Fig. 4.53. Cuadro de distribuciones 2 Rectorado Edificio A

En el caso de la instalación en la hipótesis 2, el edificio A del Rectorado tendría la distribución que se muestra en la figura 4.53. Esta distribución contaría con 123 módulos: 104 con inclinación a 20° y 19 con inclinación a 38°, y una potencia instalada de 44 kW. La energía esperable anual en este caso sería de 67 MWh.

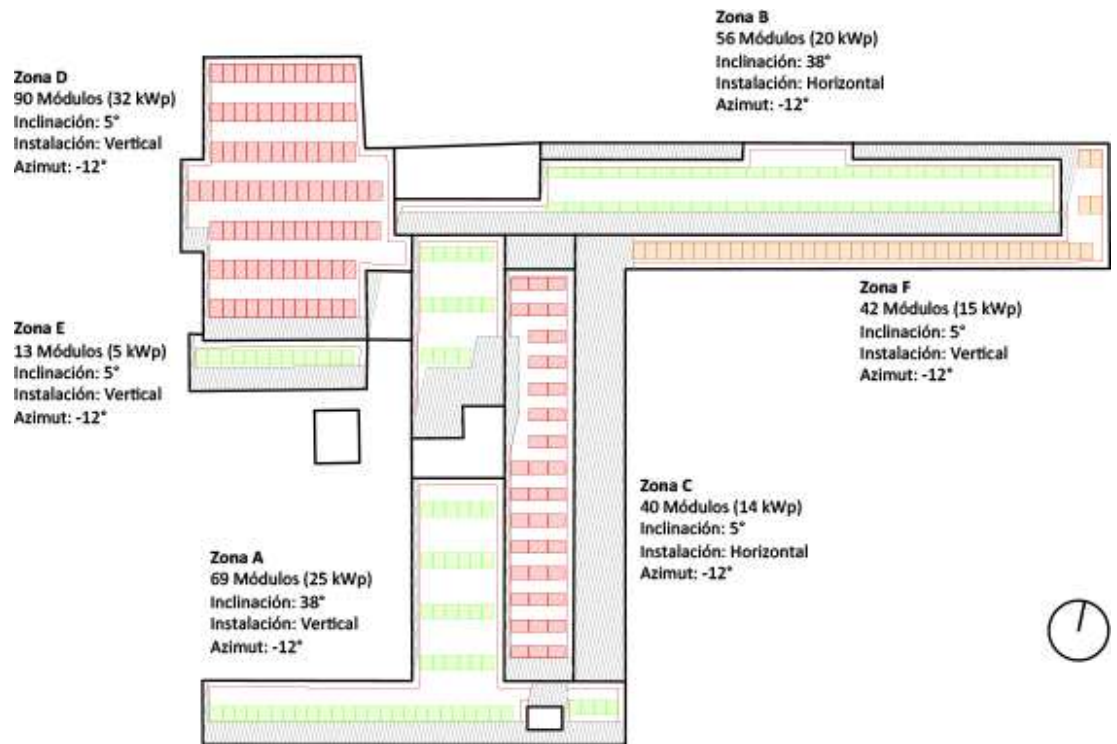


Fig. 4.54. Instalación hipótesis 1 Rectorado Edificio A

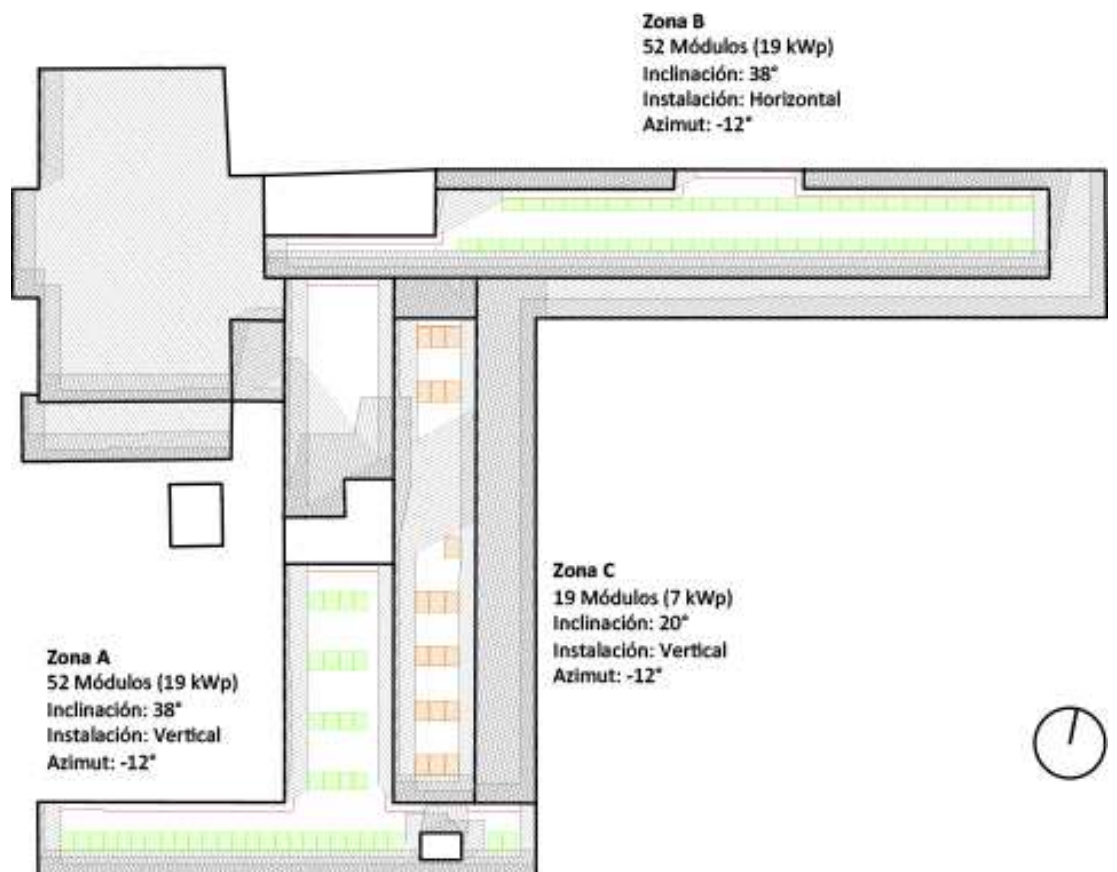


Fig. 4.55. Instalación hipótesis 2 Rectorado Edificio A

**Edificio B****Hipótesis 1**

A continuación, se muestra la distribución de los distintos casos de instalación de módulos para el perfil de sombras tipo 1:

	Módulos						Potencia [kW]						Energía [MWh]					
	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V
Zona A	117	121	124	125	141	145	42	44	45	45	51	52	63	65	65	65	68	70
Zona B	68	50	68	75	68	75	24	18	24	27	24	27	36	27	36	39	33	36
Zona C	81	89	80	88	82	90	29	32	29	32	30	32	43	48	42	46	40	43
Zona D	72	55	73	87	69	82	26	20	26	31	25	30	40	31	39	47	34	40
<b>Final</b>	<b>396</b>						<b>143</b>						<b>204</b>					

Fig. 4.56. Cuadro de distribuciones 1 Rectorado Edificio B

En el caso de la instalación en la hipótesis 1, el edificio B del Rectorado tendría la distribución que se muestra en la figura 4.56. Esta distribución contaría con 396 módulos: 89 con inclinación a 38°, 162 con inclinación a 20° y 145 con inclinación a 5°, y una potencia instalada de 143 kW. La energía esperable anual en este caso sería de 204 MWh.

**Hipótesis 2**

A continuación, se muestra la distribución de los distintos casos de instalación de módulos para el perfil de sombras hipótesis 2:

	Módulos						Potencia [kW]						Energía [MWh]					
	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V	38°H	38°V	20°H	20°V	5°H	5°V
Zona A	78	72	86	80	103	94	28	26	31	29	37	34	42	38	45	42	50	45
Zona B	33	32	33	32	44	48	12	12	12	12	16	17	18	17	17	17	21	23
Zona C	42	44	41	44	52	60	15	16	15	16	19	22	22	24	21	23	25	29
Zona D	46	46	56	44	54	62	17	17	20	16	19	22	26	26	30	24	27	30
<b>Final</b>	<b>267</b>						<b>96</b>						<b>132</b>					

Fig. 4.57. Cuadro de distribuciones 2 Rectorado Edificio B

En el caso de la instalación en la hipótesis 2, el edificio B del Rectorado tendría la distribución que se muestra en la figura 4.57. Esta distribución contaría con 267 módulos: 56 con inclinación a 20° y 211 con inclinación a 5°, y una potencia instalada de 96 kW. La energía esperable anual en este caso sería de 132 MWh.

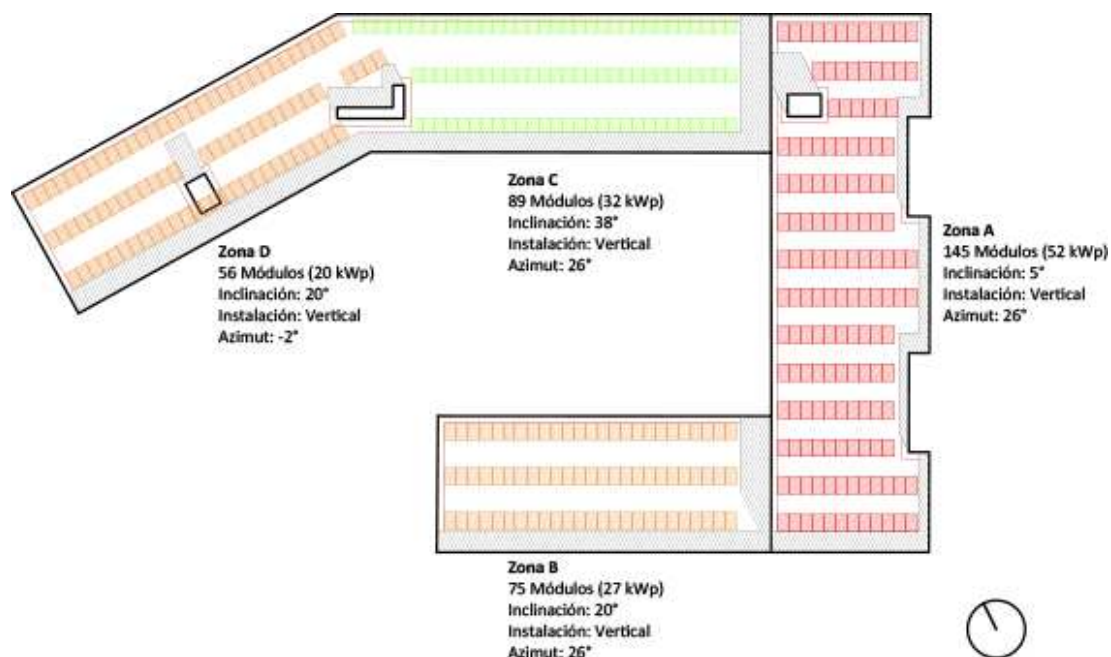


Fig. 4.58. Instalación hipótesis 1 ETSE

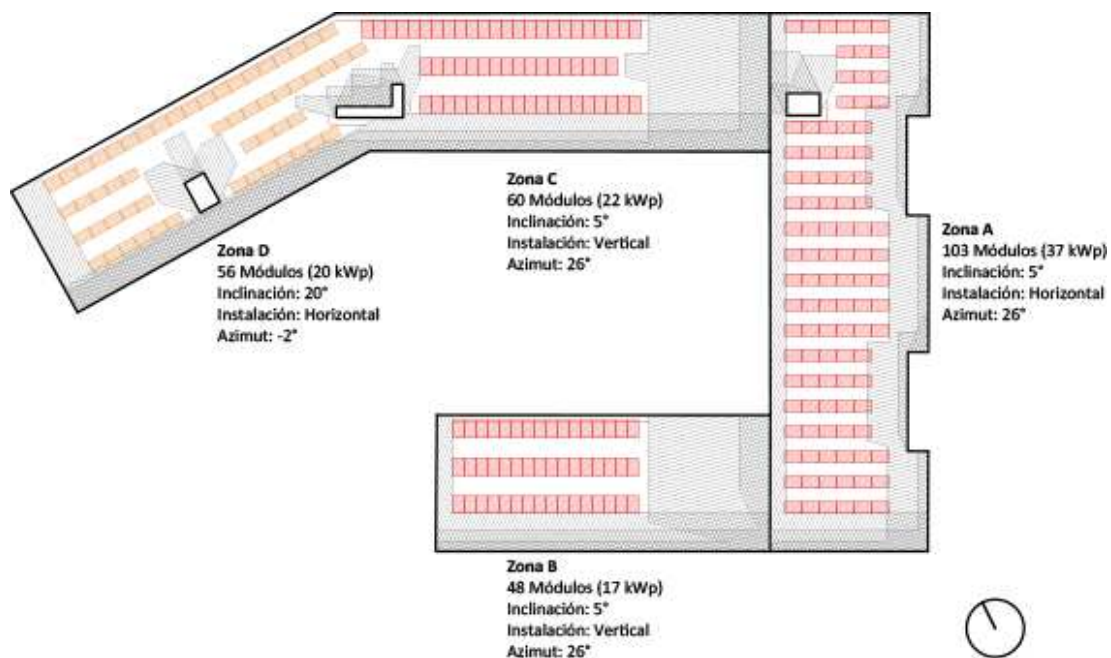
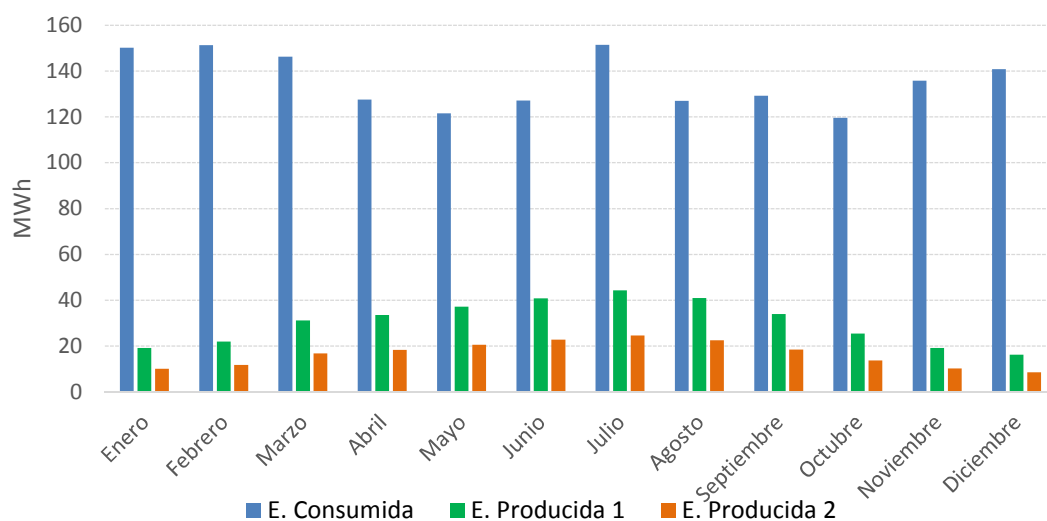


Fig. 4.59. Instalación hipótesis 2 ETSE

### Demanda cubierta

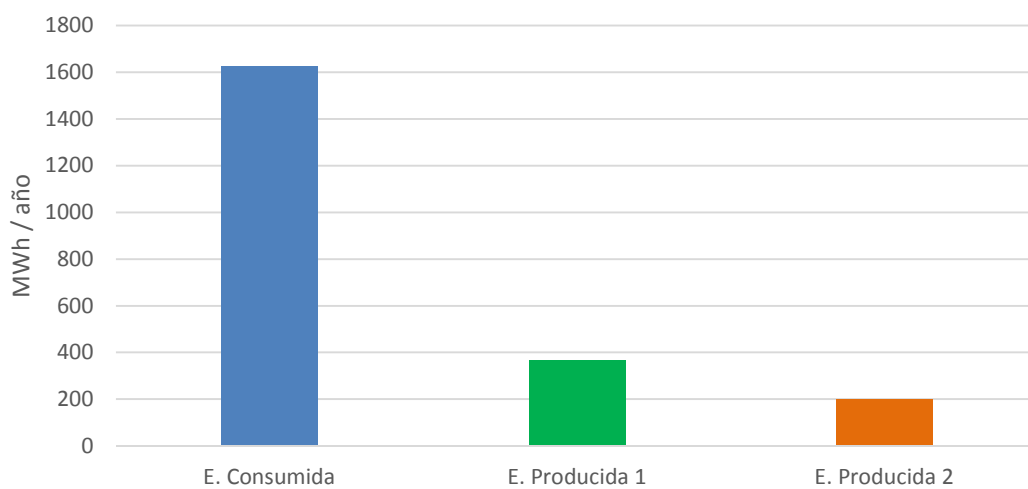
El Rectorado tiene un consumo medio anual de energía eléctrica de 1.628 MWh.

Fig. 4.60. Relación energía consumida / producidas anual Rectorado



Con el consumo actual, la demanda que se puede cubrir en términos anuales con la instalación de módulos fotovoltaicos es del 22 % en la hipótesis 1 y del 12 % en la hipótesis 2.

Fig. 4.61. Relación energía consumida / producidas anual Rectorado



### 4.9 Campus UPM

A continuación se muestran los resultados de los análisis de cada centro para realizar el análisis del conjunto del Campus.

Fig. 4.62. Relación energía consumida / producidas anual Campus

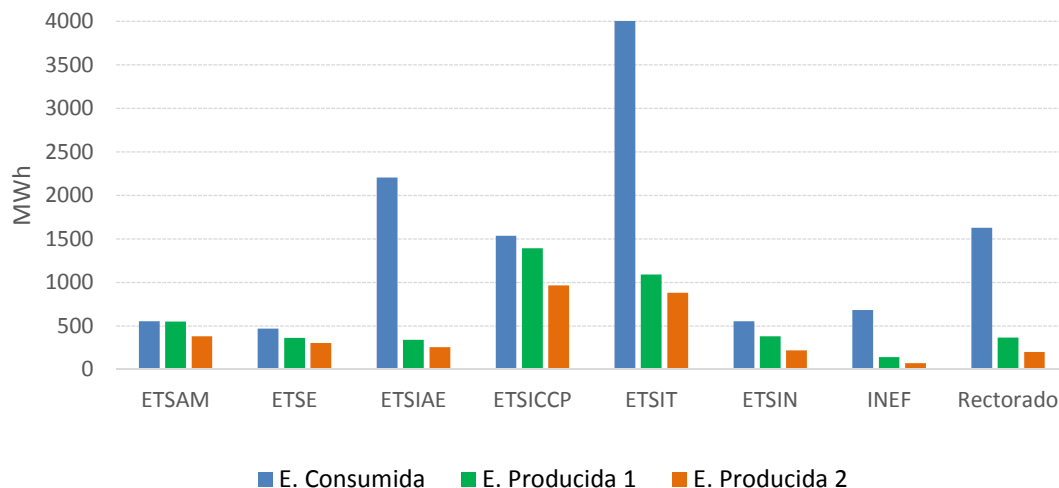
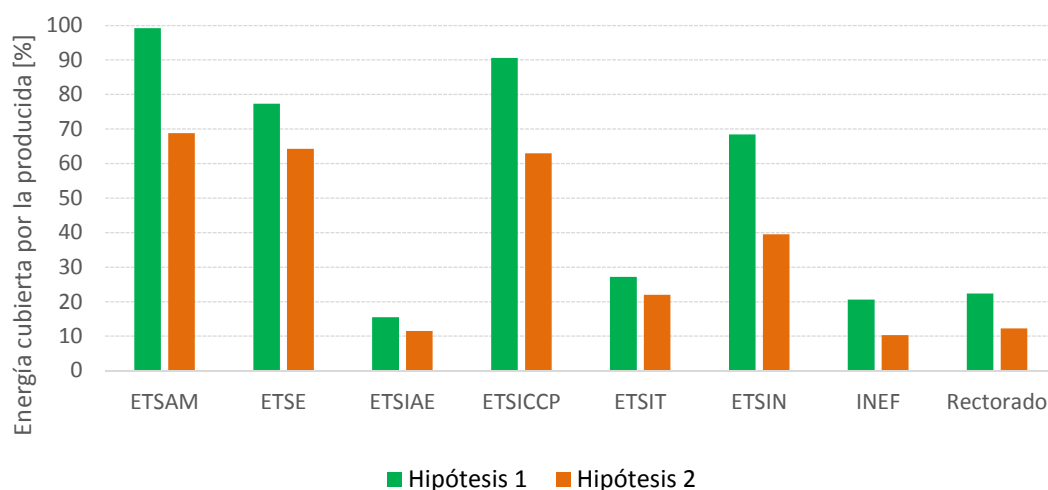
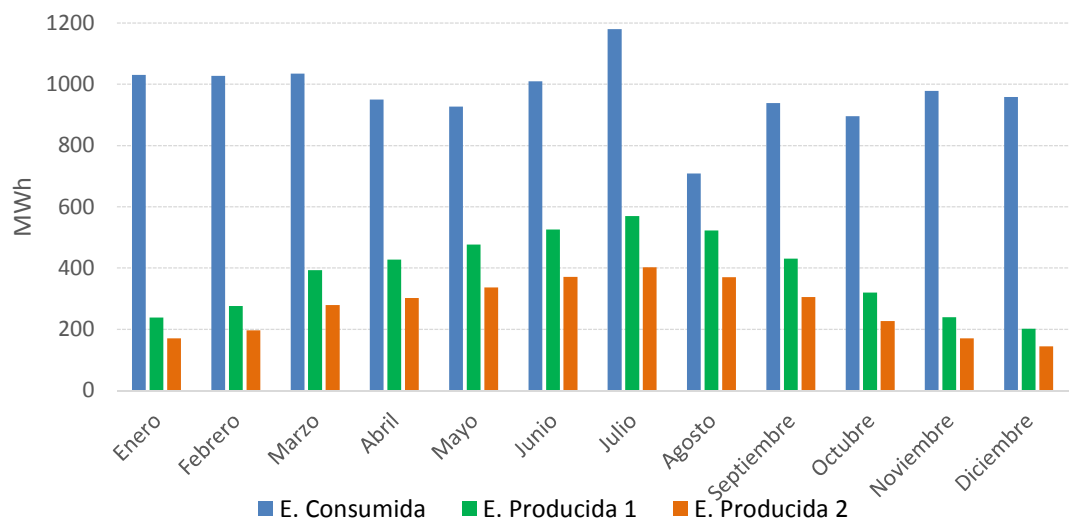


Fig. 4.63. Porcentaje de energía cubierta por la producida



En términos globales:

Fig. 4.64. Relación energía consumida / producidas anual Campus

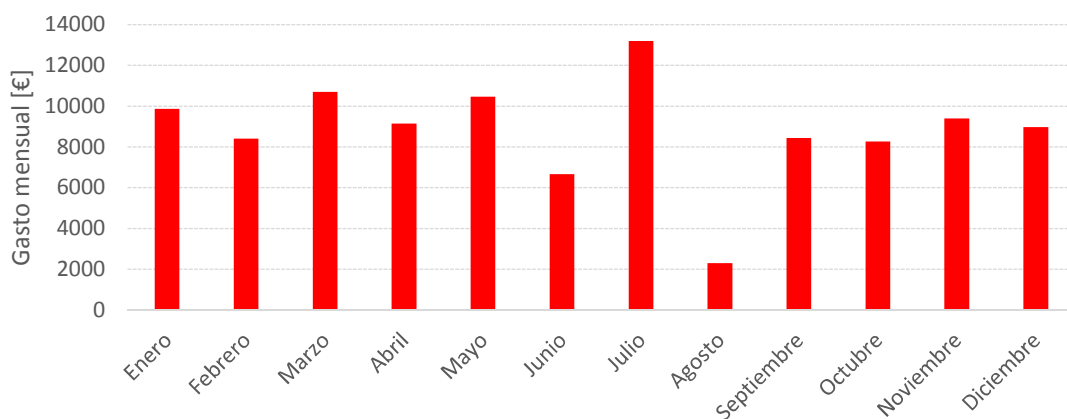


## 5 ANÁLISIS ECONÓMICO

### 5.1 Escuela Técnica Superior de Arquitectura

La Escuela Técnica Superior de Arquitectura tiene un gasto medio anual en su factura de energía eléctrica de casi 106.000 €

Fig. 5.1. Gasto mensual energía eléctrica ETSAM



#### Hipótesis 1

Para este caso, con una potencia de 389 kW, el coste inicial de la inversión sería de 466.992 €. La amortización prevista en este caso se lograría a los 4,5 años.

Año	Prod Anual (MWh)	IPC (%)	IPC Acum	Ahorro (€)	Gastos Mant (€)	Ahorro Neto (€)	Flujo Ahorros (€)
1	549	2,00	1,00	104.983	-4.670	100.313	-366.679
2	546	2,01	1,02	106.558	-4.764	101.794	-264.885
3	544	2,02	1,04	108.124	-4.858	103.266	-161.619
4	541	2,03	1,06	109.683	-4.953	104.730	-56.889
5	538	2,04	1,08	111.234	-5.048	106.186	49.297
6	535	2,05	1,10	112.776	-5.144	107.633	156.929
7	533	2,06	1,12	114.311	-5.240	109.071	266.000
8	530	2,07	1,14	115.838	-5.337	110.501	376.501
9	527	2,08	1,16	117.356	-5.434	111.923	488.424
10	525	2,09	1,18	118.867	-5.532	113.335	601.759
11	522	2,10	1,21	120.370	-5.630	114.740	716.499
12	520	2,11	1,23	121.864	-5.728	116.136	832.635
13	517	2,12	1,25	123.350	-5.827	117.523	950.158
14	514	2,13	1,27	124.829	-5.927	118.902	1.069.060
15	512	2,14	1,29	126.299	-6.027	120.272	1.189.333
16	509	2,15	1,31	127.761	-6.127	121.634	1.310.967
17	507	2,16	1,33	129.215	-6.228	122.987	1.433.954
18	504	2,17	1,36	130.661	-6.329	124.332	1.558.286
19	502	2,18	1,38	132.099	-6.431	125.668	1.683.954
20	499	2,19	1,40	133.529	-6.533	126.996	1.810.950

Fig. 5.2. Flujo de caja 1 ETSAM

**Hipótesis 2**

Para este caso, con una potencia de 273 kW, el coste inicial de la inversión sería de 327.888 €. La amortización prevista en este caso se lograría a los 4,6 años.

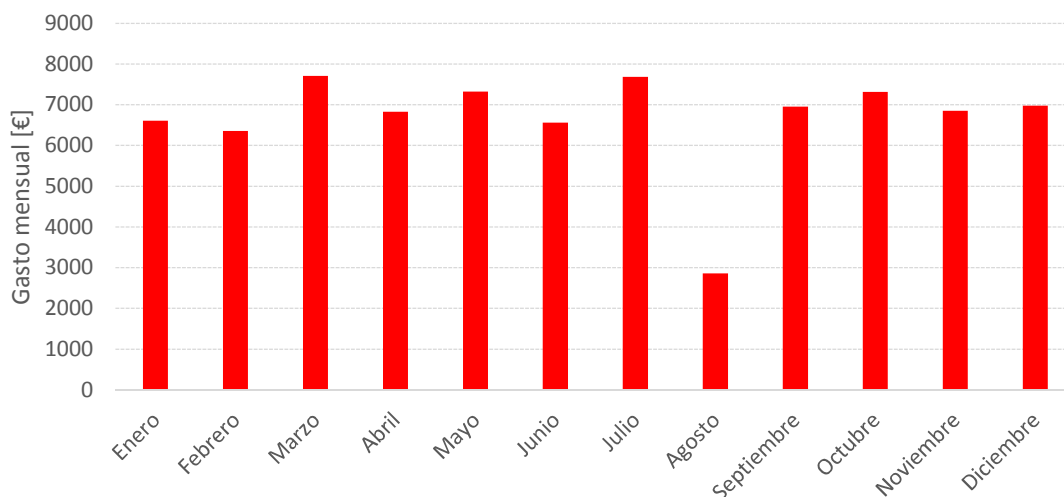
Año	Prod Anual (MWh)	IPC (%)	IPC Acum	Ahorro (€)	Gastos Mant (€)	Ahorro Neto (€)	Flujo de caja (€)
1	381	2,00	1,00	72.781	-3.279	69.502	-258.386
2	379	2,01	1,02	73.873	-3.345	70.528	-187.858
3	377	2,02	1,04	74.959	-3.411	71.548	-116.310
4	375	2,03	1,06	76.039	-3.478	72.562	-43.748
5	373	2,04	1,08	77.114	-3.544	73.570	29.822
6	371	2,05	1,10	78.184	-3.612	74.572	104.394
7	369	2,06	1,12	79.248	-3.679	75.569	179.963
8	368	2,07	1,14	80.306	-3.747	76.559	256.522
9	366	2,08	1,16	81.359	-3.815	77.544	334.066
10	364	2,09	1,18	82.406	-3.884	78.523	412.588
11	362	2,10	1,21	83.448	-3.953	79.495	492.083
12	360	2,11	1,23	84.484	-4.022	80.462	572.546
13	358	2,12	1,25	85.515	-4.091	81.423	653.969
14	357	2,13	1,27	86.539	-4.161	82.378	736.347
15	355	2,14	1,29	87.559	-4.231	83.327	819.674
16	353	2,15	1,31	88.572	-4.302	84.270	903.945
17	351	2,16	1,33	89.580	-4.373	85.208	989.152
18	350	2,17	1,36	90.583	-4.444	86.139	1.075.291
19	348	2,18	1,38	91.580	-4.515	87.064	1.162.356
20	346	2,19	1,40	92.571	-4.587	87.984	1.250.339

Fig. 5.3. Flujo de caja 2  
ETSAM

## 5.2 Escuela Técnica Superior de Edificación

La Escuela Técnica Superior de Edificación tiene un gasto medio anual en su factura de energía eléctrica de casi 80.000 €

Fig. 5.4. Gasto mensual energía eléctrica ETSE



### Hipótesis 1

Para este caso, con una potencia de 264 kW, el coste inicial de la inversión sería de 316.224 €. La amortización prevista en este caso se lograría a los 4,8 años.

Año	Prod Anual (MWh)	IPC (%)	IPC Acum	Ahorro (€)	Gastos Mant (€)	Ahorro Neto (€)	Flujo Ahorros (€)
1	391	2,00	1,00	66.681	-3.162	63.518	-252.706
2	389	2,01	1,02	67.681	-3.226	64.455	-188.251
3	387	2,02	1,04	68.676	-3.290	65.386	-122.865
4	386	2,03	1,06	69.666	-3.354	66.312	-56.553
5	384	2,04	1,08	70.651	-3.418	67.232	10.680
6	382	2,05	1,10	71.631	-3.483	68.148	78.827
7	380	2,06	1,12	72.605	-3.548	69.057	147.885
8	378	2,07	1,14	73.575	-3.614	69.961	217.846
9	376	2,08	1,16	74.540	-3.680	70.860	288.706
10	374	2,09	1,18	75.499	-3.746	71.753	360.460
11	372	2,10	1,21	76.454	-3.812	72.641	433.101
12	370	2,11	1,23	77.403	-3.879	73.524	506.625
13	369	2,12	1,25	78.347	-3.946	74.401	581.026
14	367	2,13	1,27	79.286	-4.013	75.273	656.298
15	365	2,14	1,29	80.220	-4.081	76.139	732.437
16	363	2,15	1,31	81.148	-4.149	76.999	809.437
17	361	2,16	1,33	82.072	-4.217	77.855	887.291
18	359	2,17	1,36	82.990	-4.286	78.704	965.996
19	358	2,18	1,38	83.904	-4.355	79.549	1.045.545
20	356	2,19	1,40	84.812	-4.424	80.388	1.125.932

Fig. 5.5. Flujo de caja 1 ETSE

**Hipótesis 2**

Para este caso, con una potencia de 213 kW, el coste inicial de la inversión sería de 255.312 €. La amortización prevista en este caso se lograría a los 5,1 años.

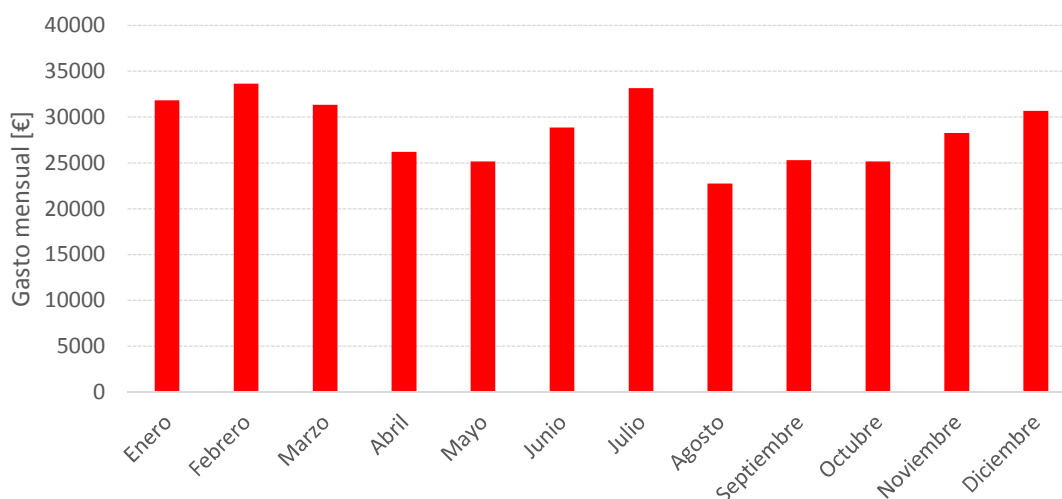
Año	Prod Anual (MWh)	IPC (%)	IPC Acum	Ahorro (€)	Gastos Mant (€)	Ahorro Neto (€)	Flujo Ahorros (€)
1	302	2,00	1,00	51.454	-2.553	48.901	-206.411
2	301	2,01	1,02	52.226	-2.604	49.622	-156.789
3	299	2,02	1,04	52.994	-2.656	50.338	-106.451
4	298	2,03	1,06	53.758	-2.708	51.050	-55.401
5	296	2,04	1,08	54.518	-2.760	51.758	-3.643
6	295	2,05	1,10	55.274	-2.812	52.462	48.819
7	293	2,06	1,12	56.026	-2.865	53.161	101.980
8	292	2,07	1,14	56.775	-2.918	53.857	155.837
9	290	2,08	1,16	57.519	-2.971	54.548	210.385
10	289	2,09	1,18	58.259	-3.024	55.235	265.620
11	287	2,10	1,21	58.996	-3.078	55.918	321.538
12	286	2,11	1,23	59.728	-3.132	56.596	378.134
13	284	2,12	1,25	60.457	-3.186	57.271	435.405
14	283	2,13	1,27	61.181	-3.240	57.941	493.346
15	282	2,14	1,29	61.902	-3.295	58.607	551.953
16	280	2,15	1,31	62.618	-3.350	59.269	611.222
17	279	2,16	1,33	63.331	-3.405	59.926	671.148
18	277	2,17	1,36	64.040	-3.460	60.579	731.727
19	276	2,18	1,38	64.744	-3.516	61.229	792.956
20	275	2,19	1,40	65.445	-3.572	61.873	854.829

Fig. 5.6. Flujo de caja 2  
ETSE

### 5.3 Escuela Técnica Superior de Ingeniería Aeronáutica y del Espacio

La Escuela Técnica Superior de Ingeniería Aeronáutica y del Espacio tiene un gasto medio anual en su factura de energía eléctrica de casi 342.000 €

Fig. 5.7. Gasto mensual energía eléctrica ETSIAE



#### Hipótesis 1

Para este caso, con una potencia de 251 kW, el coste inicial de la inversión sería de 301.104 €. La amortización prevista en este caso se lograría a los 5,8 años.

Fig. 5.8. Flujo de caja 1 ETSIAE

Año	Prod Anual (MWh)	IPC (%)	IPC Acum	Ahorro (€)	Gastos Mant (€)	Ahorro Neto (€)	Flujo Ahorros (€)
1	341	2,00	1,00	52.946	-3.011	49.935	-251.169
2	339	2,01	1,02	53.740	-3.072	50.669	-200.500
3	338	2,02	1,04	54.530	-3.132	51.398	-149.102
4	336	2,03	1,06	55.317	-3.194	52.123	-96.979
5	334	2,04	1,08	56.099	-3.255	52.844	-44.136
6	332	2,05	1,10	56.877	-3.317	53.560	9.424
7	331	2,06	1,12	57.651	-3.379	54.272	63.696
8	329	2,07	1,14	58.421	-3.441	54.980	118.676
9	328	2,08	1,16	59.186	-3.504	55.683	174.359
10	326	2,09	1,18	59.948	-3.567	56.382	230.740
11	324	2,10	1,21	60.706	-3.630	57.076	287.817
12	323	2,11	1,23	61.460	-3.693	57.766	345.583
13	321	2,12	1,25	62.209	-3.757	58.452	404.035
14	319	2,13	1,27	62.955	-3.821	59.134	463.169
15	318	2,14	1,29	63.696	-3.886	59.811	522.980
16	316	2,15	1,31	64.434	-3.950	60.483	583.463
17	315	2,16	1,33	65.167	-4.016	61.152	644.615
18	313	2,17	1,36	65.896	-4.081	61.816	706.430
19	311	2,18	1,38	66.622	-4.147	62.475	768.905
20	310	2,19	1,40	67.343	-4.212	63.130	832.035

**Hipótesis 2**

Para este caso, con una potencia de 188 kW, el coste inicial de la inversión sería de 225.072 €. La amortización prevista en este caso se lograría a los 5,9 años.

Año	Prod Anual (MWh)	IPC (%)	IPC Acum	Ahorro (€)	Gastos Mant (€)	Ahorro Neto (€)	Flujo Ahorros (€)
1	254	2,00	1,00	39.430	-3.011	36.419	-264.685
2	253	2,01	1,02	40.021	-3.072	36.950	-227.735
3	251	2,02	1,04	40.610	-3.132	37.477	-190.258
4	250	2,03	1,06	41.195	-3.194	38.002	-152.256
5	249	2,04	1,08	41.778	-3.255	38.523	-113.733
6	248	2,05	1,10	42.357	-3.317	39.040	-74.693
7	246	2,06	1,12	42.934	-3.379	39.555	-35.138
8	245	2,07	1,14	43.507	-3.441	40.066	4.928
9	244	2,08	1,16	44.077	-3.504	40.574	45.502
10	243	2,09	1,18	44.645	-3.567	41.078	86.580
11	241	2,10	1,21	45.209	-3.630	41.579	128.159
12	240	2,11	1,23	45.770	-3.693	42.077	170.236
13	239	2,12	1,25	46.329	-3.757	42.571	212.807
14	238	2,13	1,27	46.884	-3.821	43.062	255.870
15	237	2,14	1,29	47.436	-3.886	43.550	299.420
16	235	2,15	1,31	47.985	-3.950	44.035	343.455
17	234	2,16	1,33	48.531	-4.016	44.516	387.971
18	233	2,17	1,36	49.074	-4.081	44.993	432.964
19	232	2,18	1,38	49.614	-4.147	45.468	478.432
20	231	2,19	1,40	50.151	-4.212	45.939	524.371

Fig. 5.9. Flujo de caja 2  
ETSIAE

## 5.4 Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos

La Escuela Técnica Superior de Arquitectura tiene un gasto medio anual en su factura de energía eléctrica de casi 243.000 €

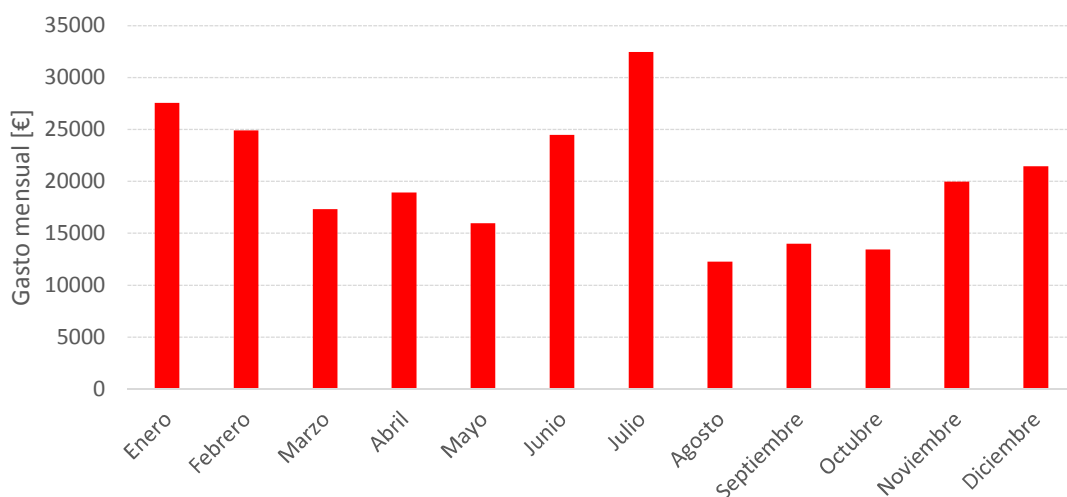


Fig. 5.10. Gasto mensual energía eléctrica ET-SICCP

### Hipótesis 1

Para este caso, con una potencia de 1071 kW, el coste inicial de la inversión sería de 1.285.200 €. La amortización prevista en este caso se lograría a los 6 años.

Año	Prod Anual (MWh)	IPC (%)	IPC Acum	Ahorro (€)	Gastos Mant (€)	Ahorro Neto (€)	Flujo Ahorros (€)
1	1.392	2,00	1,00	219.967	-12.852	207.115	-1.078.085
2	1.385	2,01	1,02	223.266	-13.110	210.156	-867.929
3	1.378	2,02	1,04	226.549	-13.370	213.179	-654.750
4	1.371	2,03	1,06	229.815	-13.631	216.184	-438.566
5	1.364	2,04	1,08	233.064	-13.893	219.171	-219.395
6	1.357	2,05	1,10	236.296	-14.156	222.140	2.745
7	1.350	2,06	1,12	239.512	-14.421	225.091	227.835
8	1.344	2,07	1,14	242.711	-14.687	228.023	455.859
9	1.337	2,08	1,16	245.893	-14.955	230.938	686.797
10	1.330	2,09	1,18	249.058	-15.223	233.834	920.631
11	1.324	2,10	1,21	252.206	-15.493	236.713	1.157.344
12	1.317	2,11	1,23	255.337	-15.764	239.573	1.396.917
13	1.310	2,12	1,25	258.452	-16.037	242.415	1.639.332
14	1.304	2,13	1,27	261.549	-16.310	245.239	1.884.570
15	1.297	2,14	1,29	264.630	-16.586	248.044	2.132.614
16	1.291	2,15	1,31	267.693	-16.862	250.831	2.383.446
17	1.284	2,16	1,33	270.740	-17.139	253.600	2.637.046
18	1.278	2,17	1,36	273.769	-17.418	256.351	2.893.397
19	1.272	2,18	1,38	276.782	-17.698	259.084	3.152.481
20	1.265	2,19	1,40	279.778	-17.980	261.798	3.414.279

Fig. 5.11. Flujo de caja 1 ETSICCP

**Hipótesis 2**

Para este caso, con una potencia de 734 kW, el coste inicial de la inversión sería de 881.280 €. La amortización prevista en este caso se lograría a los 5,9 años.

Año	Prod Anual (MWh)	IPC (%)	IPC Acum	Ahorro (€)	Gastos Mant (€)	Ahorro Neto (€)	Flujo Ahorros (€)
1	967	2,00	1,00	152.791	-8.813	143.978	-737.302
2	962	2,01	1,02	155.083	-8.990	146.093	-591.208
3	957	2,02	1,04	157.363	-9.168	148.195	-443.013
4	952	2,03	1,06	159.632	-9.347	150.285	-292.728
5	947	2,04	1,08	161.889	-9.527	152.362	-140.366
6	943	2,05	1,10	164.134	-9.707	154.427	14.061
7	938	2,06	1,12	166.368	-9.889	156.479	170.539
8	933	2,07	1,14	168.589	-10.071	158.518	329.057
9	929	2,08	1,16	170.800	-10.255	160.545	489.603
10	924	2,09	1,18	172.998	-10.439	162.559	652.162
11	919	2,10	1,21	175.185	-10.624	164.561	816.723
12	915	2,11	1,23	177.360	-10.810	166.550	983.273
13	910	2,12	1,25	179.523	-10.997	168.527	1.151.800
14	906	2,13	1,27	181.675	-11.184	170.490	1.322.290
15	901	2,14	1,29	183.814	-11.373	172.442	1.494.731
16	897	2,15	1,31	185.942	-11.562	174.380	1.669.112
17	892	2,16	1,33	188.059	-11.753	176.306	1.845.418
18	888	2,17	1,36	190.163	-11.944	178.219	2.023.637
19	883	2,18	1,38	192.256	-12.136	180.120	2.203.756
20	879	2,19	1,40	194.337	-12.329	182.008	2.385.764

Fig. 5.12. Flujo de caja 2  
ETSICCP

## 5.5 Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicación

La Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicación tiene un gasto medio anual en su factura de energía eléctrica de casi 561.000 €

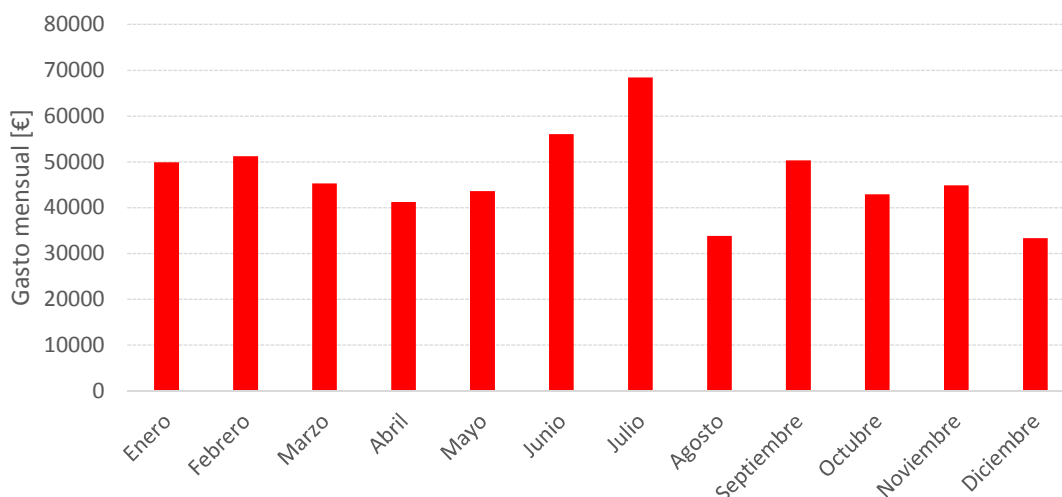


Fig. 5.13. Gasto mensual energía eléctrica ETSIT

### Hipótesis 1

Para este caso, con una potencia de 710 kW, el coste inicial de la inversión sería de 851.904 €. La amortización prevista en este caso se lograría a los 5,7 años.

Año	Prod Anual (MWh)	IPC (%)	IPC Acum	Ahorro (€)	Gastos Mant (€)	Ahorro Neto (€)	Flujo Ahorros (€)
1	1.091	2,00	1,00	152.708	-8.519	144.189	-707.715
2	1.086	2,01	1,02	154.999	-8.690	146.308	-561.406
3	1.080	2,02	1,04	157.278	-8.862	148.415	-412.991
4	1.075	2,03	1,06	159.545	-9.035	150.510	-262.481
5	1.070	2,04	1,08	161.801	-9.209	152.592	-109.890
6	1.064	2,05	1,10	164.045	-9.384	154.661	44.771
7	1.059	2,06	1,12	166.277	-9.559	156.718	201.489
8	1.054	2,07	1,14	168.498	-9.736	158.762	360.251
9	1.048	2,08	1,16	170.707	-9.913	160.794	521.045
10	1.043	2,09	1,18	172.904	-10.091	162.813	683.859
11	1.038	2,10	1,21	175.090	-10.270	164.820	848.679
12	1.033	2,11	1,23	177.263	-10.449	166.814	1.015.493
13	1.028	2,12	1,25	179.426	-10.630	168.796	1.184.288
14	1.022	2,13	1,27	181.576	-10.812	170.764	1.355.053
15	1.017	2,14	1,29	183.715	-10.994	172.721	1.527.773
16	1.012	2,15	1,31	185.841	-11.177	174.664	1.702.438
17	1.007	2,16	1,33	187.956	-11.361	176.595	1.879.033
18	1.002	2,17	1,36	190.060	-11.546	178.514	2.057.547
19	997	2,18	1,38	192.151	-11.732	180.420	2.237.967
20	992	2,19	1,40	194.231	-11.918	182.313	2.420.280

Fig. 5.14. Flujo de caja 1 ETSIT

**Hipótesis 2**

Para este caso, con una potencia de 571 kW, el coste inicial de la inversión sería de 685.152 €. La amortización prevista en este caso se lograría a los 5,7 años.

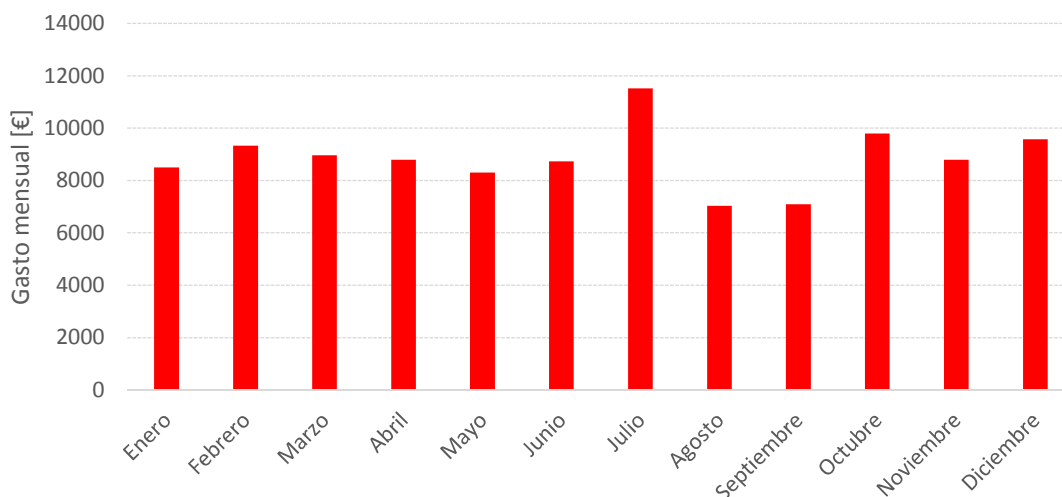
Año	Prod Anual (MWh)	IPC (%)	IPC Acum	Ahorro (€)	Gastos Mant (€)	Ahorro Neto (€)	Flujo Ahorros (€)
1	882	2,00	1,00	123.386	-6.852	116.534	-568.618
2	877	2,01	1,02	125.237	-6.989	118.247	-450.370
3	873	2,02	1,04	127.078	-7.128	119.950	-330.420
4	869	2,03	1,06	128.910	-7.267	121.643	-208.777
5	864	2,04	1,08	130.732	-7.406	123.326	-85.451
6	860	2,05	1,10	132.546	-7.547	124.999	39.548
7	856	2,06	1,12	134.349	-7.688	126.661	166.209
8	851	2,07	1,14	136.144	-7.830	128.314	294.523
9	847	2,08	1,16	137.928	-7.972	129.956	424.479
10	843	2,09	1,18	139.704	-8.116	131.588	556.067
11	839	2,10	1,21	141.470	-8.260	133.210	689.277
12	834	2,11	1,23	143.226	-8.404	134.822	824.099
13	830	2,12	1,25	144.973	-8.549	136.424	960.523
14	826	2,13	1,27	146.711	-8.695	138.015	1.098.538
15	822	2,14	1,29	148.438	-8.842	139.597	1.238.135
16	818	2,15	1,31	150.157	-8.989	141.168	1.379.302
17	814	2,16	1,33	151.866	-9.137	142.729	1.522.031
18	810	2,17	1,36	153.565	-9.286	144.279	1.666.311
19	806	2,18	1,38	155.255	-9.435	145.820	1.812.131
20	802	2,19	1,40	156.936	-9.585	147.350	1.959.481

Fig. 5.15. Flujo de caja  
2 ETSIT

## 5.6 Escuela Técnica Superior de Ingenieros Navales

La Escuela Técnica Superior de Ingenieros Navales tiene un gasto medio anual en su factura de energía eléctrica de casi 106.000 €

Fig. 5.16. Gasto mensual energía eléctrica ETSIN



### Hipótesis 1

Para este caso, con una potencia de 288 kW, el coste inicial de la inversión sería de 345.600 €. La amortización prevista en este caso se lograría a los 4,8 años.

Fig. 5.17. Flujo de caja 1 ETSIN

Año	Prod Anual (MWh)	IPC (%)	IPC Acum	Ahorro (€)	Gastos Mant (€)	Ahorro Neto (€)	Flujo Ahorros (€)
1	379	2,00	1,00	72.832	-3.456	69.376	-276.224
2	378	2,01	1,02	73.924	-3.525	70.399	-205.825
3	376	2,02	1,04	75.011	-3.595	71.416	-134.410
4	374	2,03	1,06	76.092	-3.665	72.427	-61.983
5	372	2,04	1,08	77.168	-3.736	73.432	11.450
6	370	2,05	1,10	78.239	-3.807	74.432	85.882
7	368	2,06	1,12	79.303	-3.878	75.425	161.307
8	366	2,07	1,14	80.362	-3.950	76.413	237.720
9	364	2,08	1,16	81.416	-4.021	77.395	315.114
10	363	2,09	1,18	82.464	-4.094	78.370	393.485
11	361	2,10	1,21	83.506	-4.166	79.340	472.825
12	359	2,11	1,23	84.543	-4.239	80.304	553.128
13	357	2,12	1,25	85.574	-4.312	81.262	634.390
14	355	2,13	1,27	86.600	-4.386	82.214	716.604
15	354	2,14	1,29	87.620	-4.460	83.160	799.764
16	352	2,15	1,31	88.634	-4.534	84.100	883.864
17	350	2,16	1,33	89.643	-4.609	85.034	968.898
18	348	2,17	1,36	90.646	-4.684	85.962	1.054.860
19	347	2,18	1,38	91.644	-4.759	86.884	1.141.744
20	345	2,19	1,40	92.635	-4.835	87.801	1.229.545

**Hipótesis 2**

Para este caso, con una potencia de 167 kW, el coste inicial de la inversión sería de 200.448 €. La amortización prevista en este caso se lograría a los 4,9 años.

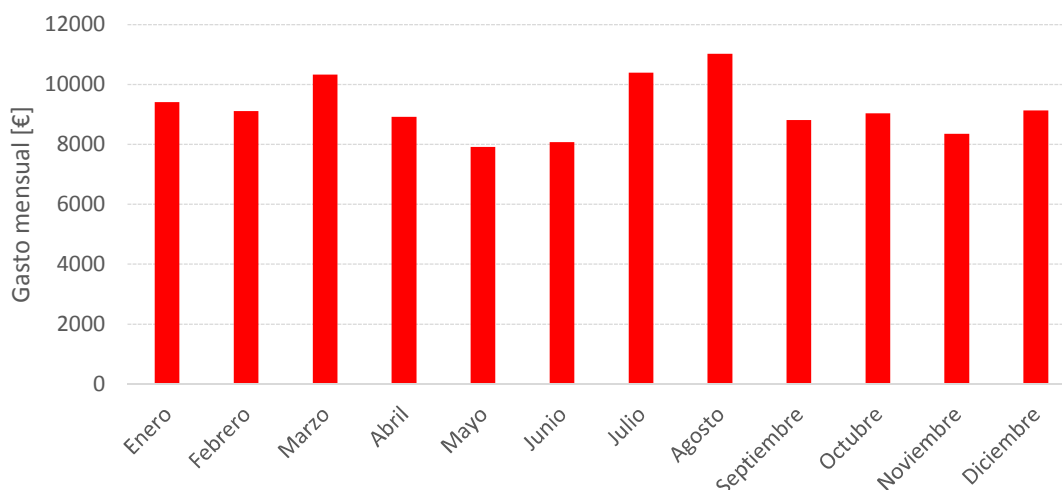
Año	Prod Anual (MWh)	IPC (%)	IPC Acum	Ahorro (€)	Gastos Mant (€)	Ahorro Neto (€)	Flujo Ahorros (€)
1	219	2,00	1,00	42.053	-2.004	40.048	-160.400
2	218	2,01	1,02	42.684	-2.045	40.639	-119.761
3	217	2,02	1,04	43.311	-2.085	41.226	-78.535
4	216	2,03	1,06	43.935	-2.126	41.810	-36.726
5	215	2,04	1,08	44.557	-2.167	42.390	5.664
6	214	2,05	1,10	45.175	-2.208	42.967	48.631
7	213	2,06	1,12	45.789	-2.249	43.540	92.171
8	212	2,07	1,14	46.401	-2.291	44.110	136.281
9	210	2,08	1,16	47.009	-2.332	44.677	180.958
10	209	2,09	1,18	47.614	-2.374	45.240	226.198
11	208	2,10	1,21	48.216	-2.416	45.800	271.998
12	207	2,11	1,23	48.815	-2.459	46.356	318.354
13	206	2,12	1,25	49.410	-2.501	46.909	365.263
14	205	2,13	1,27	50.002	-2.544	47.458	412.721
15	204	2,14	1,29	50.591	-2.587	48.004	460.726
16	203	2,15	1,31	51.177	-2.630	48.547	509.273
17	202	2,16	1,33	51.759	-2.673	49.086	558.359
18	201	2,17	1,36	52.339	-2.717	49.622	607.981
19	200	2,18	1,38	52.915	-2.760	50.154	658.135
20	199	2,19	1,40	53.487	-2.804	50.683	708.818

Fig. 5.18. Flujo de caja  
2 ETSIN

## 5.7 Facultad de Ciencias de la Actividad Física y del Deporte (INEF)

La Escuela Técnica Superior de Arquitectura tiene un gasto medio anual en su factura de energía eléctrica de casi 111.000 €

Fig. 5.19. Gasto mensual energía eléctrica INEF



### Hipótesis 1

Para este caso, con una potencia de 102 kW, el coste inicial de la inversión sería de 121.824 €. La amortización prevista en este caso se lograría a los 5,5 años.

Fig. 5.20. Flujo de caja 1 INEF

Año	Prod Anual (MWh)	IPC (%)	IPC Acum	Ahorro (€)	Gastos Mant (€)	Ahorro Neto (€)	Flujo Ahorros (€)
1	141	2,00	1,00	22.812	-1.218	21.594	-100.230
2	140	2,01	1,02	23.155	-1.243	21.912	-78.318
3	140	2,02	1,04	23.495	-1.267	22.228	-56.090
4	139	2,03	1,06	23.834	-1.292	22.542	-33.549
5	138	2,04	1,08	24.171	-1.317	22.854	-10.695
6	137	2,05	1,10	24.506	-1.342	23.164	12.469
7	137	2,06	1,12	24.839	-1.367	23.472	35.942
8	136	2,07	1,14	25.171	-1.392	23.779	59.721
9	135	2,08	1,16	25.501	-1.418	24.084	83.804
10	135	2,09	1,18	25.829	-1.443	24.386	108.191
11	134	2,10	1,21	26.156	-1.469	24.687	132.878
12	133	2,11	1,23	26.481	-1.494	24.986	157.864
13	133	2,12	1,25	26.804	-1.520	25.283	183.148
14	132	2,13	1,27	27.125	-1.546	25.579	208.727
15	131	2,14	1,29	27.444	-1.572	25.872	234.599
16	131	2,15	1,31	27.762	-1.598	26.164	260.763
17	130	2,16	1,33	28.078	-1.625	26.453	287.216
18	129	2,17	1,36	28.392	-1.651	26.741	313.957
19	129	2,18	1,38	28.705	-1.678	27.027	340.984
20	128	2,19	1,40	29.015	-1.704	27.311	368.295

**Hipótesis 2**

Para este caso, con una potencia de 50 kW, el coste inicial de la inversión sería de 60.480 €. La amortización prevista en este caso se lograría a los 5,4 años.

Año	Prod Anual (MWh)	IPC (%)	IPC Acum	Ahorro (€)	Gastos Mant (€)	Ahorro Neto (€)	Flujo Ahorros (€)
1	71	2,00	1,00	11.430	-605	10.825	-49.655
2	70	2,01	1,02	11.601	-617	10.984	-38.671
3	70	2,02	1,04	11.772	-629	11.143	-27.528
4	70	2,03	1,06	11.942	-641	11.300	-16.228
5	69	2,04	1,08	12.110	-654	11.457	-4.771
6	69	2,05	1,10	12.278	-666	11.612	6.841
7	69	2,06	1,12	12.445	-679	11.767	18.608
8	68	2,07	1,14	12.612	-691	11.920	30.528
9	68	2,08	1,16	12.777	-704	12.073	42.601
10	68	2,09	1,18	12.941	-716	12.225	54.826
11	67	2,10	1,21	13.105	-729	12.376	67.202
12	67	2,11	1,23	13.268	-742	12.526	79.728
13	67	2,12	1,25	13.430	-755	12.675	92.403
14	66	2,13	1,27	13.591	-768	12.823	105.226
15	66	2,14	1,29	13.751	-780	12.970	118.196
16	66	2,15	1,31	13.910	-793	13.116	131.312
17	65	2,16	1,33	14.068	-807	13.262	144.574
18	65	2,17	1,36	14.225	-820	13.406	157.980
19	65	2,18	1,38	14.382	-833	13.549	171.529
20	64	2,19	1,40	14.538	-846	13.692	185.220

Fig. 5.21. Flujo de caja  
2 INEF

## 5.8 Rectorado

Los edificios del Rectorado tienen un gasto medio anual en su factura de energía eléctrica de casi 248.000 €

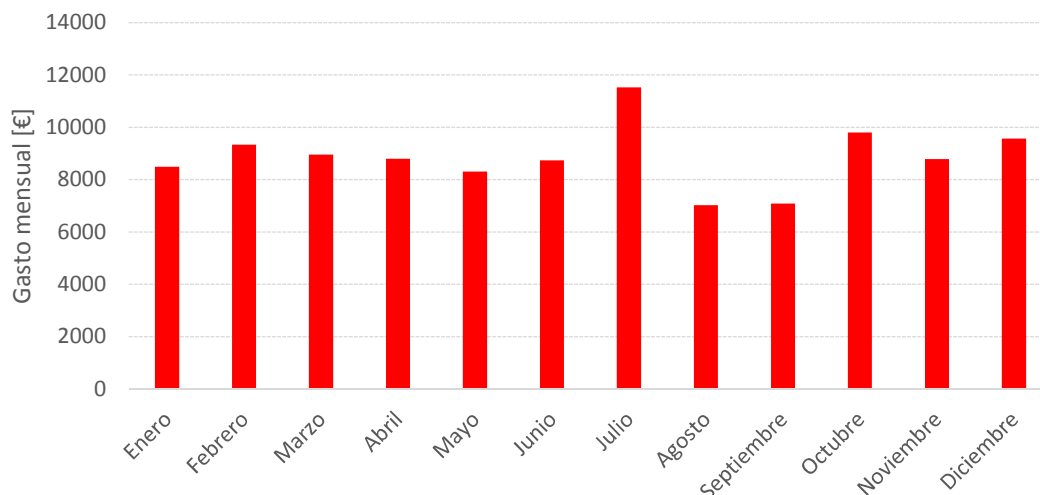


Fig. 5.22. Gasto mensual energía eléctrica Rectorado

### Hipótesis 1

Para este caso, con una potencia de 254 kW, el coste inicial de la inversión sería de 304.992 €. La amortización prevista en este caso se lograría a los 5,6 años.

Año	Prod Anual (MWh)	IPC (%)	IPC Acum	Ahorro (€)	Gastos Mant (€)	Ahorro Neto (€)	Flujo Ahorros (€)
1	365	2,00	1,00	55.453	-3.050	52.403	-252.589
2	363	2,01	1,02	56.285	-3.111	53.173	-199.416
3	361	2,02	1,04	57.112	-3.173	53.939	-145.476
4	359	2,03	1,06	57.935	-3.235	54.701	-90.776
5	357	2,04	1,08	58.755	-3.297	55.458	-35.318
6	356	2,05	1,10	59.569	-3.359	56.210	20.892
7	354	2,06	1,12	60.380	-3.422	56.958	77.850
8	352	2,07	1,14	61.187	-3.485	57.701	135.551
9	350	2,08	1,16	61.989	-3.549	58.440	193.991
10	349	2,09	1,18	62.787	-3.613	59.174	253.165
11	347	2,10	1,21	63.580	-3.677	59.904	313.068
12	345	2,11	1,23	64.370	-3.741	60.629	373.697
13	343	2,12	1,25	65.155	-3.806	61.349	435.046
14	342	2,13	1,27	65.936	-3.871	62.065	497.111
15	340	2,14	1,29	66.712	-3.936	62.776	559.887
16	338	2,15	1,31	67.484	-4.001	63.483	623.370
17	337	2,16	1,33	68.253	-4.067	64.185	687.555
18	335	2,17	1,36	69.016	-4.134	64.883	752.438
19	333	2,18	1,38	69.776	-4.200	65.576	818.013
20	332	2,19	1,40	70.531	-4.267	66.264	884.278

Fig. 5.23. Flujo de caja 1 Rectorado

**Hipótesis 2**

Para este caso, con una potencia de 140 kW, el coste inicial de la inversión sería de 168.480 €. La amortización prevista en este caso se lograría a los 5,7 años.

Año	Prod Anual (MWh)	IPC (%)	IPC Acum	Ahorro (€)	Gastos Mant (€)	Ahorro Neto (€)	Flujo Ahorros (€)
1	199	2,00	1,00	30.274	-1.685	28.590	-139.890
2	198	2,01	1,02	30.728	-1.719	29.010	-110.881
3	197	2,02	1,04	31.180	-1.753	29.428	-81.453
4	196	2,03	1,06	31.630	-1.787	29.843	-51.610
5	195	2,04	1,08	32.077	-1.821	30.256	-21.355
6	194	2,05	1,10	32.522	-1.856	30.666	9.311
7	193	2,06	1,12	32.964	-1.891	31.074	40.385
8	192	2,07	1,14	33.405	-1.925	31.479	71.865
9	191	2,08	1,16	33.843	-1.960	31.882	103.747
10	190	2,09	1,18	34.278	-1.996	32.283	136.029
11	189	2,10	1,21	34.711	-2.031	32.680	168.710
12	188	2,11	1,23	35.142	-2.067	33.076	201.785
13	187	2,12	1,25	35.571	-2.102	33.469	235.254
14	187	2,13	1,27	35.997	-2.138	33.859	269.113
15	186	2,14	1,29	36.421	-2.174	34.247	303.361
16	185	2,15	1,31	36.843	-2.210	34.633	337.993
17	184	2,16	1,33	37.262	-2.247	35.015	373.008
18	183	2,17	1,36	37.679	-2.283	35.396	408.404
19	182	2,18	1,38	38.094	-2.320	35.774	444.178
20	181	2,19	1,40	38.506	-2.357	36.149	480.327

Fig. 5.24. Flujo de caja  
2 Rectorado

## 5.9 Campus UPM

En términos globales, la UPM tiene un coste total anual de casi 1.800.000 €.

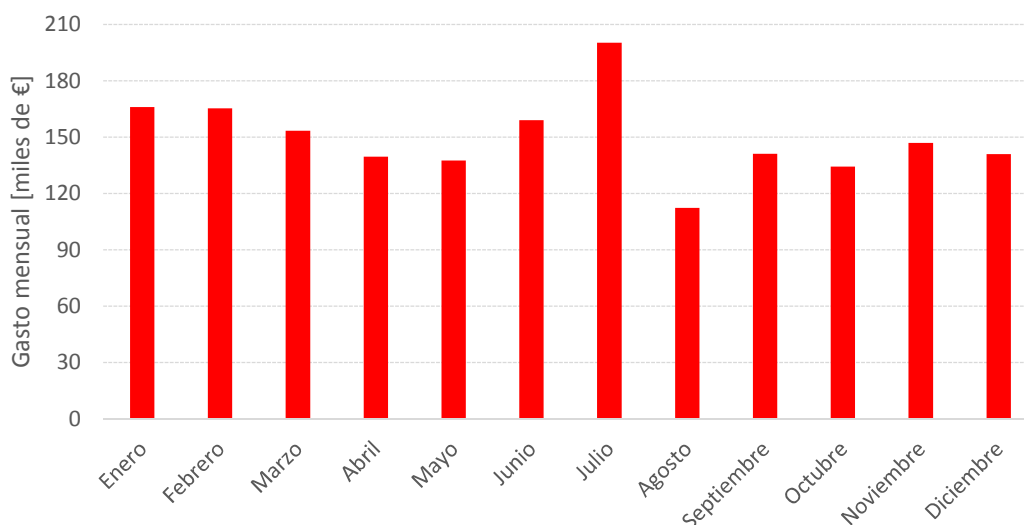


Fig. 5.25. Gasto mensual energía eléctrica Campus

### Hipótesis 1

Para este caso, con una potencia total de 4621 kW, el coste inicial de la inversión sería de 3.993.840 €. La amortización prevista en este caso se lograría a los 5,7 años.

Año	Prod Anual (MWh)	IPC (%)	IPC Acum	Ahorro (€)	Gastos Mant (€)	Ahorro Neto (€)	Flujo Ahorros (€)
1	4.621	2,00	1,00	713.371	-39.938	673.433	-3.320.407
2	4.598	2,01	1,02	728.488	-40.741	687.747	-2.632.660
3	4.575	2,02	1,04	739.199	-41.548	697.651	-1.935.009
4	4.552	2,03	1,06	749.855	-42.359	707.496	-1.227.513
5	4.529	2,04	1,08	760.457	-43.173	717.283	-510.230
6	4.507	2,05	1,10	771.004	-43.992	727.011	216.782
7	4.484	2,06	1,12	781.496	-44.815	736.681	953.463
8	4.462	2,07	1,14	791.933	-45.642	746.291	1.699.754
9	4.440	2,08	1,16	802.315	-46.472	755.843	2.455.596
10	4.417	2,09	1,18	812.642	-47.307	765.335	3.220.932
11	4.395	2,10	1,21	822.914	-48.146	774.768	3.995.700
12	4.373	2,11	1,23	833.131	-48.988	784.143	4.779.843
13	4.351	2,12	1,25	843.293	-49.835	793.458	5.573.300
14	4.330	2,13	1,27	853.400	-50.686	802.714	6.376.014
15	4.308	2,14	1,29	863.451	-51.541	811.910	7.187.925
16	4.286	2,15	1,31	873.447	-52.399	821.048	8.008.972
17	4.265	2,16	1,33	883.388	-53.262	830.126	8.839.098
18	4.244	2,17	1,36	893.273	-54.129	839.145	9.678.243
19	4.223	2,18	1,38	903.103	-54.999	848.104	10.526.347
20	4.201	2,19	1,40	912.878	-55.874	857.004	11.383.352

Fig. 5.26. Flujo de caja 1 Campus

**Hipótesis 2**

Para este caso, con una potencia de 3274 kW, el coste inicial de la inversión sería de 2.804.112 €. La amortización prevista en este caso se lograría a los 5,8 años.

Año	Prod Anual (MWh)	IPC (%)	IPC Acum	Ahorro (€)	Gastos Mant (€)	Ahorro Neto (€)	Flujo Ahorros (€)
1	3.274	2,00	1,00	505.347	-39.938	465.408	-2.338.704
2	3.257	2,01	1,02	516.055	-40.741	475.314	-1.863.389
3	3.241	2,02	1,04	523.643	-41.548	482.095	-1.381.294
4	3.225	2,03	1,06	531.192	-42.359	488.833	-892.461
5	3.209	2,04	1,08	538.702	-43.173	495.528	-396.933
6	3.193	2,05	1,10	546.173	-43.992	502.181	105.248
7	3.177	2,06	1,12	553.606	-44.815	508.791	614.039
8	3.161	2,07	1,14	560.999	-45.642	515.358	1.129.396
9	3.145	2,08	1,16	568.354	-46.472	521.882	1.651.278
10	3.129	2,09	1,18	575.670	-47.307	528.362	2.179.640
11	3.114	2,10	1,21	582.946	-48.146	534.800	2.714.441
12	3.098	2,11	1,23	590.184	-48.988	541.195	3.255.636
13	3.083	2,12	1,25	597.382	-49.835	547.547	3.803.184
14	3.067	2,13	1,27	604.542	-50.686	553.856	4.357.040
15	3.052	2,14	1,29	611.662	-51.541	560.122	4.917.161
16	3.037	2,15	1,31	618.743	-52.399	566.344	5.483.505
17	3.021	2,16	1,33	625.785	-53.262	572.523	6.056.029
18	3.006	2,17	1,36	632.788	-54.129	578.660	6.634.688
19	2.991	2,18	1,38	639.752	-54.999	584.752	7.219.441
20	2.976	2,19	1,40	646.676	-55.874	590.802	7.810.243

## 6 CONCLUSIONES

Este estudio ha permitido realizar un análisis del potencial fotovoltaico de las cubiertas del Campus de Moncloa de la Universidad Politécnica de Madrid, obteniendo resultados favorables para la instalación de módulos fotovoltaicos que pueden suministrar energía eléctrica a los distintos centros del Campus.

La energía se ha convertido en la base del desarrollo de la sociedad actual, y su producción un tema trascendental que involucra a todos los agentes. El modelo de producción energética condiciona tanto la economía como el medio ambiente, razón por la cual es importante el estudio de modelos eficaces de generación, sostenibles tanto económicamente como por su impacto en la naturaleza.

Con la metodología expuesta y a la luz de los resultados obtenidos, se exponen las siguientes conclusiones derivadas de su análisis.

Aunque la producción no cubra toda la energía eléctrica demandada, con la instalación de módulos fotovoltaicos la UPM podría lograr un ahorro de entre el 40 % y 28 % del coste de su factura eléctrica en el conjunto del Campus de Moncloa dependiendo de la hipótesis considerada.

Durante los meses de invierno, al haber menos irradiación solar la energía producida cubre una pequeña parte de la energía demandada, pero es en verano cuando esta situación es más favorable, ya que se logra producir una cantidad importante de energía demandada e incluso superarla, ya que en el periodo vacacional no hay consumo, pero sí producción. En esta situación se puede distribuir la energía eléctrica para abastecer a los centros que la necesiten o verterla a la red.

Dentro de los casos estudiados, cabe destacar que la relación entre energía demandada y energía producida es más rentable en los centros pequeños con poco consumo, como la ETSAM, ETSE o ETSIN, o en centros con gran superficie de cubierta disponible, como el caso de la ETSICCP. En los demás centros, la energía producida se mantiene entre el 10 y 30 % de la energía demandada.

Por otra parte, el análisis económico ha mostrado que, considerando una reducción del rendimiento de los módulos y el incremento anual en el precio de la electricidad, ambas hipótesis consiguen un período de retorno menor de 6 años, lo que supone que las instalaciones son rentables durante el 70 % de la vida útil considerada.

En el periodo estudiado, los resultados indican que con una inversión inicial de 2,8 o 4 millones de euros, a los 20 años de la instalación la UPM podría haber logrado un ahorro de casi 7,8 o 11,3 millones de euros según la hipótesis resultante.

## BIBLIOGRAFÍA

- AA. VV. s.f. *Software tool for solar radiation and shading losses calculations*. [http://www.polis-solar.eu/IMG/pdf/tool\\_box\\_swtoolsolarradiation-shading.pdf](http://www.polis-solar.eu/IMG/pdf/tool_box_swtoolsolarradiation-shading.pdf)
- s.f. *PVGIS users manual*. [http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_static/en/manual.html](http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_static/en/manual.html)
- ASENJO OTERO, Jorge. 2018. *Estudio de la viabilidad técnico-económica de un sistema solar fotovoltaico para el suministro de la energía a los edificios A y D de la ETSI de Telecomunicación (UPM)* (Trabajo de fin de grado). ETSI de Telecomunicación UPM, Madrid.
- CAAMAÑO MARTÍN, Estefanía. 1998. *Edificios fotovoltaicos conectados a la red eléctrica: caracterización y análisis* (Tesis doctoral). ETSI de Telecomunicación UPM, Madrid.
- CAAMAÑO MARTÍN, Estefanía; HIGUERAS, Ester; DÍAZ PALACIOS, Susana; USEROS, Ignacio; NEILA, Francisco Javier. 2012. *Acción Piloto 3: Identificación del potencial solar fotovoltaico de la ciudad de Vitoria-Gasteiz*. POLIS Solar EU.
- DOMÍNGUEZ, J.; MARTÍN, A. M<sup>a</sup>.; AMADOR, J.; SANDE, G.; ALFONSO, J.A; ROMERO, G. 2018. *Estudio del potencial solar del municipio de Alpedrete*. Informes Técnicos Ciemat.
- FERNÁNDEZ SOLLA, Ignacio; MARTÍN CHIVELET, Nuria. 2007. *La envolvente fotovoltaica en la arquitectura: criterios de diseño y aplicaciones*. Madrid, Ed. Reverté.
- GONZÁLEZ GARRUDO, Luis Carlos. 2008. *Sistemas de captación de energía con módulos fotovoltaicos integrados en membrana para impermeabilización de cubiertas*. En DIRECCIÓN GENERAL DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y MINAS DE LA COMUNIDAD DE MADRID, *Guía de rehabilitación energética de edificios de viviendas* (pp. 211-222). Madrid.
- MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA. 2019. *Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica*. BOE de 6 de abril.
- PEÑA, Robert B. 2014. *Living proof: The Bullitt Center*. Universidad de Washington, Washington, EE.UU.

---

SANCHO ÁVILA, Juan Manuel; RIESCO MARTÍN, Jesús; JIMÉNEZ ALONSO, Carlos; SÁNCHEZ DE COS ESCUIN, M<sup>a</sup> Carmen; MONTERO CADALSO, José; LÓPEZ BARTOLOMÉ, María. 2012. *Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT*. Agencia Estatal de Meteorología.