

Grado en Ingeniería Eléctrica  
2018-2019

*Trabajo Fin de Grado*

“EVALUACIÓN TÉCNICO-  
ECONÓMICA DE INSTALACIONES  
DE AUTOCONSUMO EN LA UC3M-  
CAMPUS DE GETAFE”

---

Carlos Gil Picón

Tutora

Mónica Chinchilla Sánchez

Leganés, 8 de julio del 2019



Esta obra se encuentra sujeta a la licencia Creative Commons **Reconocimiento – No Comercial – Sin Obra Derivada**



## **RESUMEN**

Este proyecto realiza una evaluación de la energía que se podría generar con la instalación de paneles fotovoltaicos en las cubiertas de los edificios del campus de Getafe de la UC3M mediante un software de simulación, con el objetivo de incrementar el autoconsumo en la universidad. Posteriormente se realiza un estudio de viabilidad económica basado en los perfiles de consumo de cada uno de los edificios.

## **DEDICATORIA**

Muchas han sido las personas que han hecho posible este proyecto. Me gustaría agradecer el apoyo prestado por Jesús, Agustín y Bienvenido de la oficina de energías. A Diego, por haberme ayudado a encontrar esa normativa urbanística que parecía imposible de encontrar. A Bubba, por hacerme compañía en las largas tardes de redacción de este trabajo. A mi familia, por haber hecho posible no solo este proyecto, sino todo lo que ha habido detrás (que no ha sido poco).

Y muy especialmente a mi tutora Mónica Chinchilla, por todo el apoyo prestado y su paciencia conmigo.

A todos ellos, gracias.

## Contenido

INTRODUCCIÓN .....	1
Motivación del trabajo .....	1
Objetivos .....	1
Descripción de los contenidos.....	1
ESTADO DEL ARTE .....	3
Desarrollo sostenible.....	3
Energía solar fotovoltaica.....	6
Herramientas de simulación .....	11
MEMORIA TÉCNICA.....	17
Simulación para el caso de estudio con PVsyst.....	17
Simulación para el caso de estudio con PVGIS.....	29
Análisis de cubiertas.....	31
Selección de paneles .....	33
Análisis del edificio 8: Salón de Grados.....	34
Análisis del edificio 9: Adolfo Posada.....	39
Análisis del edificio 10: Campomanes.....	43
Análisis del edificio 11: Luis Vives .....	46
Análisis del edificio 12: Biblioteca de Ciencias Sociales y Jurídicas.....	50
Análisis del edificio 15: López Aranguren.....	54
Análisis del edificio 16: Cafetería de Humanidades .....	57
Análisis del edificio 14: Concepción Arenal.....	61
Análisis del edificio 17: Ortega y Gasset .....	65
Perfil de consumo.....	69
Edificio 18: Biblioteca de humanidades .....	72
Edificio 8: Salón de Grados.....	75
Edificio 9: Adolfo Posada.....	79
Edificio 10: Campomanes.....	82
Edificio 11: Luis Vives .....	85
Edificio 12: Biblioteca de Ciencias Sociales .....	89
Edificio 15: López Aranguren.....	92
Edificio 16: Cafetería de Humanidades .....	96
Edificio 14: Concepción Arenal.....	96
Edificio 17:Ortega y Gasset .....	100

MEMORIA ECONÓMICA .....	105
Inversión Inicial .....	105
Amortización .....	108
TRABAJOS FUTUROS.....	115
CONCLUSIONES .....	116
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	117
ANEXOS .....	119
Anexo 1: Mediciones del edificio 18. ....	119
Anexo 2: Reporte de simulación del edificio 18.....	122
Anexo 3: Reporte de simulación PVGIS.....	126
Anexo 4: Clasificación de los edificios históricos: .....	127
Anexo 5: Reporte de simulación del edificio 8.....	129
Anexo 6: Reporte de simulación del edificio 9.....	133
Anexo 7: Reporte de simulación del edificio 10.....	137
Anexo 8: Reporte de simulación del edificio 15.....	141
Anexo 9: Reporte de simulación del edificio 16.....	145
Anexo 10: Reporte de simulación del edificio 14.....	149
Anexo 11: Reporte de simulación del edificio 17.....	153
Anexo 12: Especificaciones panel IBC. ....	157
Anexo 13: Especificaciones panel Astronergy.....	158
Anexo 14: Especificaciones Ingeteam Ingecon Sun 50-60-80.....	160
Anexo 15: Especificaciones Ingeteam Ingecon Sun 25 .....	162

## Ilustraciones y tablas

Ilustración 2. 1 Evolución del consumo energético en los EEUU. ....	3
Ilustración 2. 2 Distribución de las fuentes de obtención de energía.....	4
Ilustración 2. 3 Evolución de precios e implantación de la tecnología fotovoltaica .....	7
Ilustración 2. 4 Potencial fotovoltaico en Europa. ....	8
Ilustración 2. 5 Tecnologías de silicio cristalino. ....	10
Ilustración 2. 6 Dependencia de corriente y tensión respecto a irradiancia y temperatura. .....	10
Ilustración 2. 7 Comparativa de distintas herramientas de simulación.....	14
Ilustración 2. 8 Corrección de precisiones según PVsyst. ....	15
Ilustración 2. 9 Comparativa de distintas herramientas .....	15
Ilustración 3. 1 Irradiancia en el mes de junio. ....	18
Ilustración 3. 2 Parámetros del proyecto .....	19
Ilustración 3. 3 Datos del panel adaptado .....	20
Ilustración 3. 4 Inclinación, orientación y pérdidas asociadas .....	20
Ilustración 3. 5 Vista aérea del edificio 18. ....	21
Ilustración 3. 7 Dimensionado del conjunto inversor-generator .....	22
Ilustración 3. 6 Relación potencia de entrada inversor-eficiencia para el Ingeteam Ingecon Sun 30.....	22
Ilustración 3. 8 Horizonte en Meteonorm.....	23
Ilustración 3. 9 Construcción de modelo para sombreados cercanos en el edificio 18 con PVsyst.....	24
Ilustración 3. 10 Simulación de sombras el 21 de diciembre.....	25
Ilustración 3. 11 Gráfico de pérdidas de la instalación. ....	26
Ilustración 3. 12 Irradiancia en nuestra localización para una inclinación de paneles de 13° y un azimut de 5° .....	27
Ilustración 3. 13 Interfaz de la herramienta de simulación de PVGIS.....	29
Ilustración 3. 14 Antiguo cuartel de artillería, actual campus. ....	31
Ilustración 3. 15 Imagen de satélite del campus.....	32
Ilustración 3. 16 Plano del campus de Getafe.....	32
Ilustración 3. 17 Pérdidas para la inclinación escogida en PVsyst. ....	34
Ilustración 3. 18 Fotografía de satélite del sector antiguo y moderno del edificio 8. ....	34
Ilustración 3. 19 Disposición de paneles en el edificio 8.....	35
Ilustración 3. 20 Dimensionado del conjunto generator-inversor del edificio 8.....	36
Ilustración 3. 21 Sombreado en el generator 8.....	36

Ilustración 3. 22 Energía producida y pérdidas en el generador 8.....	37
Ilustración 3. 23 Imagen de satélite del edificio 9.....	39
Ilustración 3. 24 Modelo del edificio 9. No hay edificios más altos alrededor que pudiesen proyectar sombras sobre el mismo.....	40
Ilustración 3. 25 Dimensionado del conjunto generador-inversor del edificio 9.....	41
Ilustración 3. 26 Gráfico de pérdidas en el edificio 9.....	42
Ilustración 3. 27 Sombreado en el edificio 9.....	42
Ilustración 3. 28 Imagen de satélite del edificio 10.....	43
Ilustración 3. 29 Modelo del edificio 10, renderizado para mejor visualización. ....	44
Ilustración 3. 30 Sombreado sobre los paneles del edificio 10 en el solsticio de invierno. 44	
Ilustración 3. 31 Edificio 11 del campus de Getafe. ....	46
Ilustración 3. 32 Modelado edificio 11.....	47
Ilustración 3. 33 Dimensionado del conjunto generador-inversor 11 .....	48
Ilustración 3. 34 Evolución mensual de las pérdidas y el rendimiento del generador 11 a lo largo del año.....	49
Ilustración 3. 35 Sombreados en el generador 11. ....	49
Ilustración 3. 36 Edificio 12 del campus de Getafe. ....	50
Ilustración 3. 37 Modelo del edificio 12.....	51
Ilustración 3. 38 Dimensionado del conjunto generador-inversor del edificio 12.....	52
Ilustración 3. 39 Evolución mensual de las pérdidas y el rendimiento en el generador 12 a lo largo del año.....	53
Ilustración 3. 40 Sombreados sobre el generador 12 .....	53
Ilustración 3. 41 Imagen de satélite del edificio 15 del campus de Getafe. ....	54
Ilustración 3. 42 Modelo del edificio 15.....	55
Ilustración 3. 43 Dimensionado generador-inversor en el edificio 15.....	55
Ilustración 3. 44 Efectos de las sombras cercanas sobre la instalación del edificio 15. ....	56
Ilustración 3. 45 Evolución mensual de las pérdidas y el rendimiento en el generador 15 a lo largo del año.....	56
Ilustración 3. 46 Imagen de satélite del edificio 16.....	57
Ilustración 3. 47 Modelado del generador del edificio 16, con el edificio 15 al Sur. ....	58
Ilustración 3. 48 Dimensionado del conjunto generador-inversor en el edificio 16.....	59
Ilustración 3. 49 Evolución mensual de las pérdidas y el rendimiento en el generador 16	59
Ilustración 3. 50 Sombreados cercanos en el generador 16.....	60
Ilustración 3. 51 Imagen de satélite del edificio 14.....	61
Ilustración 3. 52 Dimensionado del conjunto generador-inversor del edificio 14.....	63
Ilustración 3. 53 Evolución mensual de las pérdidas y del rendimiento en el generador 14. ....	64

Ilustración 3. 54 Sombreado en el generador 14.....	64
Ilustración 3. 55 Fotografía aérea del edificio 17.....	65
Ilustración 3. 56 Modelo del edificio 17.....	66
Ilustración 3. 57 Dimensionado del conjunto generador-inversor en el edificio 17.....	67
Ilustración 3. 58 Distribución mensual de las pérdidas y el rendimiento del generador 17 .....	67
Ilustración 3. 59 Sombras cercanas en el edificio 17 .....	68
Ilustración 3.1.1 Calendario lectivo en la UC3M en el curso 2018-2019. ....	69
Ilustración 3.1.2 Sinóptico de la instalación eléctrica del campus de Getafe.....	71
Ilustración 3.1. 3 Perfil de consumo del edificio 18 en 3 días lectivos típicos .....	72
Ilustración 3.1. 4 Perfil de consumo del edificio 18 en un día de agosto.....	73
Ilustración 3.1. 5 Perfil de demanda del edificio 8 un día lectivo típico. ....	75
Ilustración 3.1. 6 Perfil de la demanda del edificio 8 un día de agosto .....	76
Ilustración 3.1. 7 Perfil de demanda del edificio 8 un fin de semana típico .....	76
Ilustración 3.1. 8 Perfil de consumo del edificio 9 durante 3 días lectivos típicos. ....	79
Ilustración 3.1. 9 Perfil de consumo del edificio 9 durante un fin de semana típico.....	80
Ilustración 3.1. 10 Perfil de consumo en tres días lectivos en el edificio 10.....	82
Ilustración 3.1. 11 Perfil de consumo un día de agosto en el edificio 10.....	83
Ilustración 3.1. 12 Perfil de consumo en un fin de semana típico en el edificio 10.....	83
Ilustración 3.1. 13 Perfil de consumo del edificio 11 “general” durante 3 días lectivos típicos. .....	85
Ilustración 3.1. 14 Perfil de consumo del edificio 11 “general” durante un día de agosto	86
Ilustración 3.1. 15 Perfil de consumo del CPD del edificio 11 durante 3 días lectivos típicos. .....	86
Ilustración 3.1. 16 Perfil de consumo del edificio 11 “general” durante un fin de semana típico.....	86
Ilustración 3.1. 17 Perfil de consumo del CPD del edificio 11 durante el periodo estival. .	87
Ilustración 3.1. 18 Perfil de consumo del edificio 11 durante 3 días lectivos típicos. ....	89
Ilustración 3.1. 20 Perfil de consumo del edificio 12 durante 3 días de agosto .....	90
Ilustración 3.1. 19 Perfil de consumo del edificio 12 durante un fin de semana típico.....	90
Ilustración 3.1. 21 Perfil de consumo del edificio 15 durante 3 días lectivos típicos. ....	92
Ilustración 3.1. 22 Perfil de consumo del edificio 15 durante 3 días de agosto. ....	93
Ilustración 3.1. 23 Perfil de consumo del edificio 15 durante 3 días lectivos típicos. ....	93
Ilustración 3.1. 24 Perfil de consumo de los edificios 14 y 16 durante 3 días en agosto....	97
Ilustración 3.1. 25 Perfil de consumo de los edificios 14 y 16 durante un fin de semana típico. .....	97

Ilustración 3.1. 26 Perfil de consumo de los edificios 14 y 16 durante 3 días lectivos típicos. ....	97
Ilustración 3.1. 27 Perfil de consumo del edificio 17 durante 3 días lectivos típicos. ....	100
Ilustración 3.1. 28 Perfil de consumo del edificio 17 durante un fin de semana típico....	101
Ilustración 3.1. 29 Perfil de consumo del edificio 17 durante 3 días de agosto. ....	101
Ilustración 3.1. 30 Comparación de curvas de producción y demanda de los edificios conectados al CT2 una semana típica. ....	104
Ilustración 4. 1 Coste relativo de cada concepto .....	107
Ilustración 4. 2 Coste proporcional de cada concepto.....	107
Ilustración 4. 3 Degradación del panel elegido según el paso de los años (Anexo 13).....	108
Ilustración 4. 4 Evolución de los precios de la energía eléctrica doméstica en la zona Euro .....	109
Ilustración 4. 5 Amortización sin remuneración de excedentes.....	111
Ilustración 4. 6 Amortización con remuneración de excedentes.....	114
Tabla 3. 1 Inclinación óptima según mes para nuestra localización. ....	27
Tabla 3. 2 Resumen de la simulación con la herramienta de PVGIS. ....	30
Tabla 3. 3 Pérdidas aceptables según tipo de instalación.....	37
Tabla 3. 4 Potencia y energía totales. ....	68
Tabla 3.1. 1 Consumo mensual del edificio 18.....	72
Tabla 3.1. 2 Aprovechamiento del edificio 18.....	73
Tabla 3.1. 3 Autoconsumo edificio 18.....	74
Tabla 3.1. 4 Consumo mensual edificio 8 A .....	75
Tabla 3.1. 5 Consumo mensual edificio 8 B.....	75
Tabla 3.1. 6 Aprovechamiento edificio 8.....	77
Tabla 3.1. 7 Autoconsumo edificio 8.....	77
Tabla 3.1. 8 Consumo mensual edificio 9.....	79
Tabla 3.1. 9 Aprovechamiento del edificio 9.....	80
Tabla 3.1. 10 Autoconsumo en el edificio 9. ....	81
Tabla 3.1. 11 Autoconsumo del edificio 9.....	82
Tabla 3.1. 12 Aprovechamiento del edificio 10.....	84
Tabla 3.1. 13 Autoconsumo en el edificio 10.....	84
Tabla 3.1. 14 Consumo mensual del edificio 11.....	85
Tabla 3.1. 15 Aprovechamiento del edificio 11.....	88

Tabla 3.1. 16 Autoconsumo del edificio 11 .....	88
Tabla 3.1. 17 Consumo en el edificio 12 .....	89
Tabla 3.1. 18 Aprovechamiento edificio 12.....	91
Tabla 3.1. 19 Autoconsumo en el edificio 12 .....	91
Tabla 3.1. 20 Consumo mensual en el edificio 15 .....	92
Tabla 3.1. 21 Aprovechamiento en el edificio 15 .....	94
Tabla 3.1. 22 Autoconsumo en el edificio 15 .....	94
Tabla 3.1. 23 Consumo mensual en el edificio 14 .....	96
Tabla 3.1. 24 Aprovechamiento en los edificios 14 y 16 .....	98
Tabla 3.1. 25 Autoconsumo en los edificios 14 y 16 .....	99
Tabla 3.1. 26 Consumos en el edificio 17 .....	100
Tabla 3.1. 27 Aprovechamiento en el edificio 17 .....	102
Tabla 3.1. 28 Autoconsumo en el edificio 17 .....	103
Tabla 3.1. 29 Resumen autoconsumos .....	103
Tabla 4. 1 Precio elementos básicos .....	105
Tabla 4. 2 Coste total elementos básicos.....	105
Tabla 4. 3 Coste de los inversores .....	106
Tabla 4. 4 Resumen costes totales .....	107
Tabla 4. 5 Ahorro anual .....	110
Tabla 4. 6 Ahorro anual con remuneración de excedentes .....	113

## INTRODUCCIÓN

### Motivación del trabajo

Tras las nuevas directrices del IPCC [1] en las que se establece 2050 como fecha límite para reducir a cero las emisiones netas de CO<sub>2</sub>, queda más claro que nunca que urge tomar acciones para evitar que el calentamiento global se convierta en un fenómeno irreversible y de enormes consecuencias.

Siempre he percibido la UC3M como una universidad responsable y a la vanguardia de los avances tecnológicos, por eso es muy motivador para mí poder realizar un trabajo de fin de grado que aúne las energías renovables, razón por la que escogí estos estudios, y el paso adelante de una institución pública hacia un modelo medioambientalmente sostenible.

Además, percibo este proyecto como una oportunidad para profundizar en conocimientos sobre renovables, que no solo suponen para mí un interés personal, sino que es el campo en el que me gustaría continuar con mi desarrollo académico y profesional.

### Objetivos

Este proyecto persigue una doble meta; la primera, dimensionar instalaciones fotovoltaicas para las cubiertas de los edificios del campus de Getafe de la UC3M y conocer cuánta energía se podría generar. Para ello, realizaremos antes una comparativa de las distintas herramientas que podemos utilizar con este propósito, aprovechando que ya disponemos de una instalación fotovoltaica en una de las cubiertas cuyos datos pueden servirnos para evaluar su precisión.

La segunda, estudiar la viabilidad económica de este proyecto, estableciendo el potencial ahorro a partir de diversos factores, como los perfiles de consumo de los edificios y la evolución de precios de la energía.

### Descripción de los contenidos

Este proyecto consta de 8 capítulos. En el presente capítulo se esbozan los objetivos y motivación del estudio.

En el segundo se realiza una contextualización del proyecto en su marco teórico.

En el tercer capítulo se realiza el estudio técnico de dimensionado de la instalación y la evaluación de las relaciones generación-consumo.

En el cuarto capítulo se estudia la viabilidad económica del proyecto en su conjunto.

En el quinto capítulo, se proponen acciones que permitan ampliar y materializar las propuestas realizadas en este proyecto.

En el sexto capítulo, se incluyen las conclusiones obtenidas tras la realización del proyecto.

El séptimo capítulo incluye una relación de las fuentes consultadas para la obtención de datos.

El octavo y último capítulo consta de una relación de fichas técnicas, informes de simulación, mediciones y otros datos complementarios útiles para una comprensión en profundidad del proyecto.

## ESTADO DEL ARTE

## Desarrollo sostenible

La energía se define como “la capacidad de un sistema físico de realizar cambios en otro sistema físico”. Desde tiempos remotos, el ser humano ha sabido beneficiarse de fuentes externas de energía, tales como el fuego o los animales, para transporte y como ayuda en sus actividades.

La necesidad de energía ha permanecido casi constante durante gran parte de la historia de la humanidad; el transporte se realizaba mediante tracción animal o con barcos de vela, el fuego se utilizaba para cocinar y como calefacción, mientras que mecanismos sencillos, como molinos de grano o bombas de agua se movían gracias a la acción del viento o corrientes de agua. Fue la revolución industrial de mediados del siglo XIX la que supuso el primer punto de inflexión. De repente se podía convertir la energía calorífica derivada de la combustión en movimiento. Sin embargo, el verdadero “boom” se produjo ya entrado el siglo XX con el desarrollo de la electricidad, generada

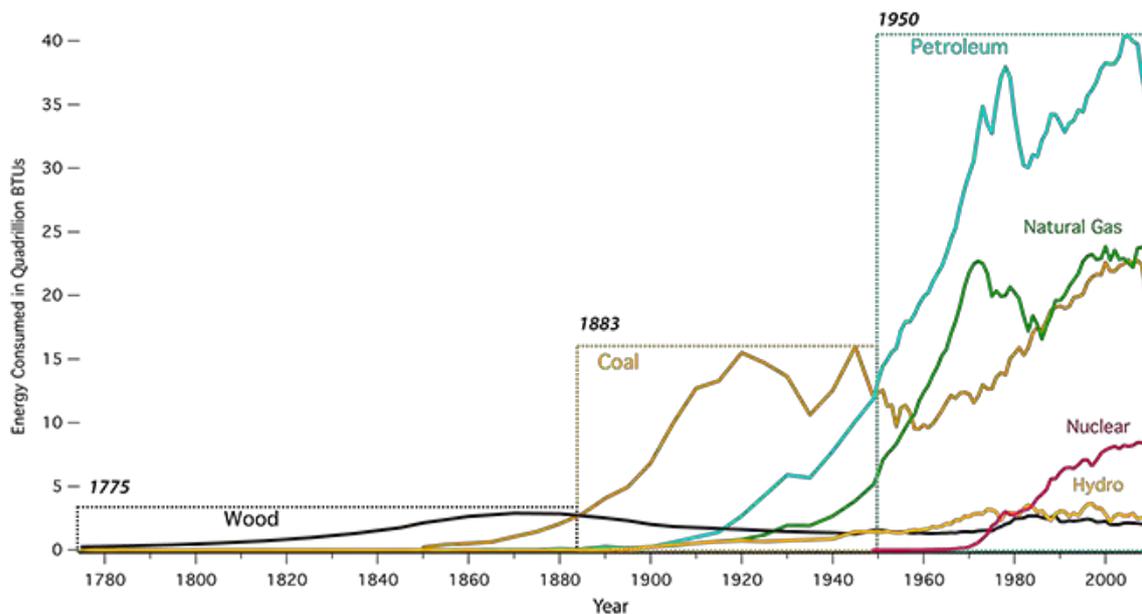


Ilustración 2. 1 Evolución del consumo energético en los EE.UU.

Fuente: Pennsylvania State University [2]

mediante motores térmicos, y que permitía la conversión en casi cualquier otro tipo de energía, además de simplificar la infraestructura necesaria al poder producirla en un lugar distinto al de su consumo. Si sumamos al concepto de aumento de gasto energético por desarrollo de la tecnología el constante incremento en la población mundial, podemos entender por qué la política energética ha jugado un papel tan importante durante el último siglo.

El problema que esto plantea es que conseguir energía térmica primaria (salvo en el caso de térmica nuclear o geotérmica) suele implicar el uso de combustibles fósiles, muy energéticos pero limitados, y generar CO<sub>2</sub>, a parte de otros gases y compuestos dañinos.

Por tanto, producir energía eléctrica a gran escala a partir de la combustión genera gases de efecto invernadero y otros compuestos que, sin entrar en detalles, suponen una amenaza real para la vida en la tierra. Encontrar maneras de producir electricidad

a gran escala prescindiendo de la combustión se ha convertido en un objetivo prioritario para muchos académicos e investigadores durante el último cuarto de siglo. Este es el punto en el que nos encontramos ahora.

Estimated Renewable Share of Total Final Energy Consumption, 2016

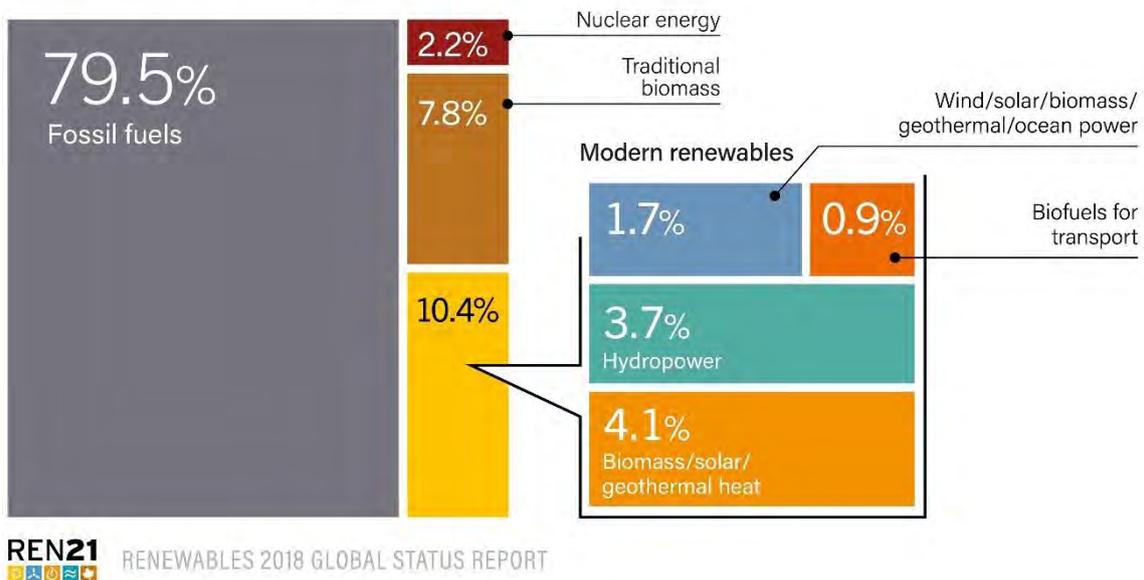


Ilustración 2.2 Distribución de las fuentes de obtención de energía.

Fuente: REN21 [3]

Podemos distinguir dos familias principales que dan respuesta a la generación de energía sin emisiones:

- La energía nuclear, que puede ser generada por fusión o por fisión.
  - i) La fisión nuclear se desarrolló durante los años 1940s, y tuvo especial importancia durante la guerra fría, ya que la tecnología del enriquecimiento de uranio tiene un doble fin: energético y militar. La caída de la Unión Soviética, la creciente oposición popular debida a la complicada gestión de los residuos nucleares y las consecuencias de algunos accidentes graves como el de Chernóbil (Ucrania) en 1986, considerado como uno de los mayores desastres medioambientales de la historia, han hecho que desde los años 90 haya sufrido un importante retroceso. Algunos ambientalistas apoyan la fisión nuclear como alternativa limpia a la generación por combustión. Este punto de vista cuestionable; es cierto que no implica la emisión de gases de efecto invernadero, pero supone el almacenamiento controlado de residuos radiactivos durante más de 5000 años. Es difícil imaginar que vaya a ser posible mantener en condiciones controladas el uranio durante un tiempo superior al transcurrido desde la construcción de las pirámides de Egipto a la edad actual, con una cantidad de residuos en continuo aumento. Hablar de la fisión como una solución al calentamiento global es solucionar un problema grave creando otro de dimensiones difíciles de cuantificar, al menos mientras no exista una tecnología que permita tratar los residuos radiactivos.
  - ii) La fusión nuclear consiste en producir energía a partir de la unión de una partícula de tritio con una de deuterio. Se están llevando a cabo grandes esfuerzos en la investigación de esta tecnología porque no implica gases de

efecto invernadero, es más segura que la fisión y sus residuos son menos perjudiciales. Pero plantea importantes retos técnicos, como la obtención del tritio, un isótopo del hidrógeno extraordinariamente escaso (aunque puede ser sintetizado), cómo mantener una densidad de plasma suficiente para sostener la reacción en el tiempo y, en definitiva, la capacidad de manejar una reacción tan energética.

- Las energías renovables, que se caracterizan por no hacer uso de combustibles (excepto la biomasa y el biogás, que no trataremos), sino de condiciones físicas que se dan en la Tierra. Es un terreno demasiado amplio para ser descrito en pocas líneas, así que presentaremos las más relevantes:
  - i) Hidráulica, que aprovecha la energía producida por un caudal de agua al pasar de una altura mayor a una menor. Es una de las formas de aprovechamiento energético más antiguas.
  - ii) Eólica, que aprovecha la energía cinética del viento para producir electricidad
  - iii) Solar fotovoltaica, que se basa en el efecto fotoeléctrico para producir electricidad
  - iv) Solar térmica, que aprovecha la energía del sol para generar electricidad a través del calor producido por la concentración de los rayos solares.
  - v) Geotérmica, que hace uso de la energía térmica interna de la tierra para generar electricidad.

De entre las soluciones presentadas, son las renovables y la fusión nuclear las que presentan mejores perspectivas para convertirse en “las energías del futuro”. Sin embargo, el marco de desarrollo que presentan es antagónico. Por un lado, la fusión nuclear tiene el potencial de generar grandes cantidades de energía con costes de producción relativamente reducidos, a través de unas pocas centrales de generación de muy alto coste de instalación. La tecnología necesaria para la producción de energía de fusión y de la materia prima estaría al alcance solo de algunos países. Por otro lado, las energías renovables suponen un modelo de generación descentralizado, basado en una gran cantidad de unidades de generación, de menor coste por unidad y, aunque la producción no requiere de materias primas, tiene un mayor coste por unidad de energía producida. La tecnología requerida para la explotación de energías renovables suele ser más básica y generalmente al alcance de cualquier país desarrollado o en vías de desarrollo.

Esta diferencia tiene una importancia radical desde el punto de vista económico. El caso de la energía de fusión es un modelo dominado por una generación centralizada de infraestructuras de muy alto coste, usando tecnología y materias primas controladas por unos pocos proveedores. Con una demanda en constante aumento, el suministro de energía dependería de un número reducido de compañías, tanto en lo que concierne a la producción como a la instalación y mantenimiento de las centrales. El carácter de la energía eléctrica como necesidad básica, y el gran volumen de negocio harían de las empresas relacionadas con la energía de fusión un sector muy poderoso, y es más que probable que, aun teniendo un coste de generación relativamente bajo, los precios se fijasen en función de los intereses comerciales y se disparesen en cuanto la fusión supusiese una parte mayoritaria de la generación. Este modelo de generación unidireccional condiciona el suministro de energía eléctrica de cualquier zona a su conexión con una de estas centrales, lo que genera una dependencia energética de las compañías e instalaciones de generación y distribución.

Desde el punto de vista social, la instalación de centrales y la producción de materia prima de fusión solo generan puestos de trabajo en las pocas potencias que controlan esta tecnología, y para el resto de los países usuarios supone la importación de tecnología. La producción de energía eléctrica de fusión tampoco requiere mucha mano de obra. Aunque el mantenimiento de la producción de las centrales será complejo y requerirá de personal especializado, el limitado número de centrales hará que la demanda de mano obra también sea limitada. Es posible que parte de la mano de obra tenga que ser contratada a las compañías suministradoras de las centrales debido a la alta especialización de algunas actividades de la operación y mantenimiento de las centrales.

En un modelo descentralizado basado en energías renovables y con posibilidad de autoconsumo, desaparece la figura de lobby de la generación, ya que la generación está distribuida en muchos puntos usando medios diferentes. Esto facilita que puedan existir sistemas de redes cerradas en zonas aisladas, que en escenarios posteriores de desarrollo se puedan unir a otras para asegurar la continuidad del servicio.

El uso de tecnologías más sencillas para la producción energía precisa mucha mano de obra que puede ser local y es menos dependiente de importación de tecnología y materiales. Esto es vital en zonas en desarrollo; con tecnologías simples como la generación microhidráulica o de bajo mantenimiento como la fotovoltaica, no solo se asegura la viabilidad económica de instalaciones de baja potencia, sino que además se crea un tejido técnico y económico alrededor del mantenimiento y mejora de estas tecnologías. Es decir, se produce un empoderamiento de esa sociedad, que ahora es dueña de su propia energía. Por supuesto, para que esto sea cierto, se necesita un nivel de desarrollo tal que la no electrificación suponga un cuello de botella en la mejora de condiciones de esa sociedad.

## **Energía solar fotovoltaica**

Todos los días, en todos los lugares del planeta, la luz del sol llega a la superficie de la Tierra. La energía en los fotones se puede convertir en energía eléctrica, mediante un proceso conocido como “Efecto Fotoeléctrico”.

La primera célula fotovoltaica fue construida por Charles Fritts en 1883, a partir de selenio y oro. Las células modernas de silicio (también conocidas como de primera generación) fueron descubiertas accidentalmente en 1954 en los laboratorios de Bell al producir una unión p-n que permitía generar energía aprovechable. Esta tecnología fue rápidamente adoptada por la NASA, quienes vieron en ella una solución para el suministro de energía en los satélites.

Desde el lanzamiento del primer panel solar comercial en la década de los 1960's, el constante desarrollo de los paneles ha hecho que aumenten los niveles de eficiencia, al mismo tiempo que los costes de fabricación son cada vez menores, haciendo de esta tecnología una alternativa económicamente viable. En 2017, se estima que en el mundo hay instalados 402 GW de energía solar fotovoltaica, donde China, India y Estados Unidos están a la cabeza en potencia instalada.

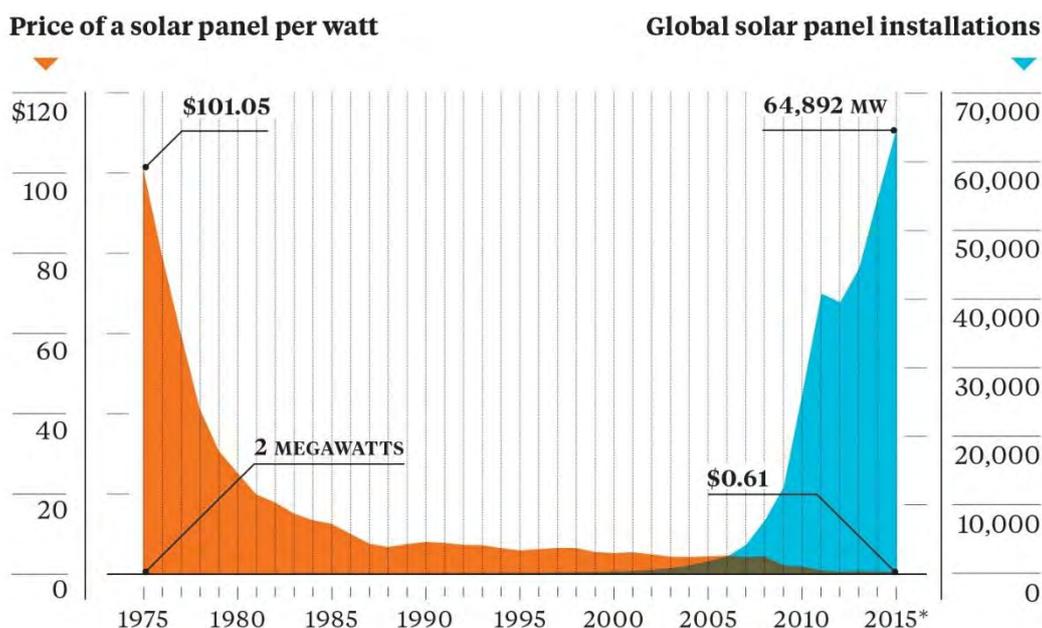


Ilustración 2.3 Evolución de precios e implantación de la tecnología fotovoltaica

Fuente: Earth Policy [30]

En Europa, desde el año 2014 se considera que la energía solar fotovoltaica es económicamente competitiva respecto de las fuentes tradicionales, con el aliciente de además tener un impacto ambiental muy bajo, al prescindir de partes móviles que produzcan ruidos o colisiones con la fauna.

En España hay instalados aproximadamente 4700 MW de fotovoltaica, la mayoría en los años 2007 y 2008. La recesión económica y los cambios en legislación han jugado un papel fundamental en el estancamiento de la capacidad de generación fotovoltaica en España, pero a finales de 2018 se aprobó el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores [4], que deroga puntos importantes de la normativa anterior y abre la puerta al autoconsumo, con vistas de cumplir los objetivos 20-20-20 de la UE. El modelo español dista apreciablemente del de los países de su entorno: mientras que en la mayoría de los países de la Unión Europea existe un equilibrio entre fotovoltaica residencial, comercial, industrial y de plantas de generación a gran escala, es este último tipo el que ocupa más del 80% de la producción nacional, con unos niveles de autoconsumo doméstico muy inferiores a los de nuestros vecinos de la Unión.

En el año 2018, la generación fotovoltaica supuso un 3% del total de la energía vertida a la red en España, situándola como la tercera renovable que más ha producido, por detrás de la eólica y la hidráulica.

Antes de continuar con esta introducción a la energía solar fotovoltaica, es preciso definir algunos términos relacionados con el recurso solar:

- **Radiación solar:** Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.
- **Irradiancia (G):** Densidad de potencia incidente por unidad de superficie y unidad de tiempo [ $W/m^2$ ].
- **Irradiación (E):** Irradiación a lo largo de un cierto periodo de tiempo [ $Wh/m^2$ ].

Al depender de la radiación en forma de ondas de luz que incide en la Tierra, hay ciertas limitaciones en el aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica que son inherentes a su naturaleza.

Una de ellas es que solamente puede producirse en horas diurnas, que en función de la latitud y la época del año pueden ser muy variables. Otra es que el Sol no sigue el mismo recorrido por la bóveda celeste en verano que en invierno, razón por la cual, la incidencia de la radiación para una misma inclinación del panel es distinta en una estación que en otra. Ambos fenómenos tienen una causa común; la inclinación del eje de la Tierra, que es de aproximadamente  $23,5^\circ$  respecto de su eje de rotación alrededor del Sol. A modo de curiosidad, en el hemisferio Norte coinciden prácticamente el solsticio de verano con la máxima distancia respecto al Sol (afelio), de manera que la incidencia de la radiación solar en la Tierra no debe entenderse en términos de distancia al Sol.

Otra consideración a tener en cuenta es puramente climatológica: las nubes reflejan, absorben y difuminan la luz solar, de manera que, en un día nublado, la radiación que incide sobre la superficie de la Tierra es menor y por tanto también lo será la capacidad para producir energía.

Los conceptos introducidos en los últimos párrafos son útiles para ilustrar la idea de **recurso solar disponible**; no todos los lugares tienen el mismo potencial para producir energía solar fotovoltaica. Haciendo un análisis simplista, mayor número de horas de Sol al año significan mayor recurso disponible (la temperatura también tiene un papel relevante como se expone más adelante).

Esto sitúa a España en una posición privilegiada en lo que a recurso solar se refiere: con una irradiación anual promedio de  $1660 \text{ KWh/m}^2$ , es el país europeo con mejor recurso para la generación de energía solar fotovoltaica.

## PHOTOVOLTAIC POWER POTENTIAL EUROPE

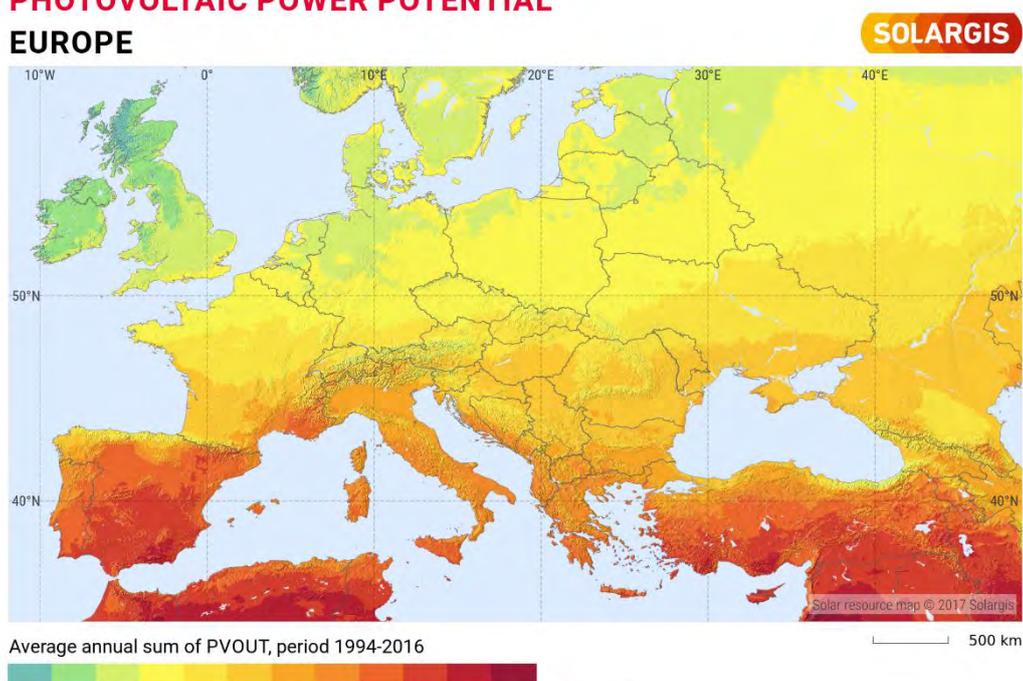


Ilustración 2. 4 Potencial fotovoltaico en Europa.

Fuente: Solargis [29]

Es llamativo que con un recurso tan rico la producción en 2018 haya supuesto solamente el 3% del total del mix; si lo comparamos con Alemania, con un recurso solar mucho más pobre que el español, allí la proporción de electricidad de origen fotovoltaico vertida a la red fue del 7,1% [5].

Esto nos da a entender que hay un gran margen de crecimiento para esta tecnología en España en los próximos años. Se prevé que los sectores comercial e industrial sean los que mayor crecimiento experimenten, dado que las horas de producción solar coinciden con las de mayor consumo eléctrico en los lugares de trabajo. El autoconsumo doméstico se presenta de momento como una opción menos interesante, al menos hasta que se aprueben medidas referidas al balance neto (una de las claves del éxito de la fotovoltaica en Alemania), o hasta que los precios de los sistemas de almacenamiento caigan sustancialmente.

Los componentes básicos de un sistema fotovoltaico habitual son:

- Células: finas obleas de material semiconductor que producen tensión y corriente cuando se exponen a la luz solar.
- Panel o módulo: conjunto de células, normalmente conectadas en serie, contenidas y encapsuladas en un recipiente transparente.
- Array: uno o varios paneles conectados en serie, que aportan una tensión específica.
- Inversor: convierte la corriente DC generada en los paneles en corriente AC, que es la que habitualmente demanda la carga.
- Carga: componente eléctrico que se alimenta de la energía generada en el sistema.

La tecnología predominante en la producción de células es la del silicio cristalino, que supone aproximadamente el 87,4% de la producción total de módulos fotovoltaicos. Tiene la ventaja de que el silicio es el material más abundante de la corteza terrestre (aproximadamente el 60% del total), por lo tanto, se trata de un recurso potencialmente económico y virtualmente inagotable. Dentro del silicio cristalino, distinguimos 3 tecnologías predominantes:

- Silicio monocristalino: de mayor precio que las otras tecnologías porque su elaboración es un proceso muy energético, pero con unos rendimientos comerciales del 18-22%.
- Silicio policristalino: de menor precio que el anterior, su rendimiento ronda el 13-17%, aunque recientes avances han conseguido equiparar su rendimiento al del monocristalino.

- Silicio amorfo: el más barato y de menor rendimiento de los tres, su eficiencia ronda el 10%. Su uso en la fabricación de paneles es cada vez menor.

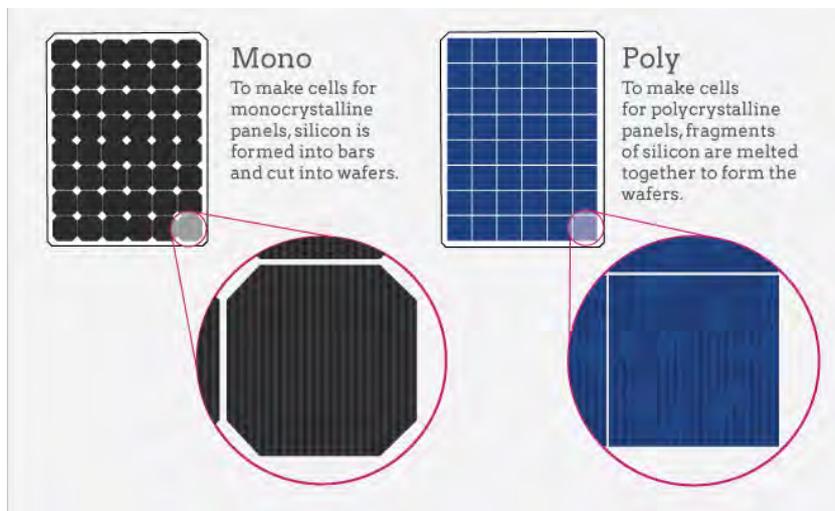


Ilustración 2. 5 Tecnologías de silicio cristalino.

Fuente: Energysage [28]

Cada módulo genera aproximadamente 0,6V cuando recibe iluminación (cifra prácticamente independiente de la irradiación recibida), y una corriente que sí está en función de irradiación incidente. Con el producto de ambas magnitudes obtenemos la potencia. Es importante tener en cuenta que la tensión se ve afectada por la temperatura, disminuyendo cuando la temperatura aumenta. De aquí deducimos que no solamente es importante contar con altas irradiaciones para producir la máxima potencia, sino que mantener la temperatura lo más baja posible también es un factor relevante.

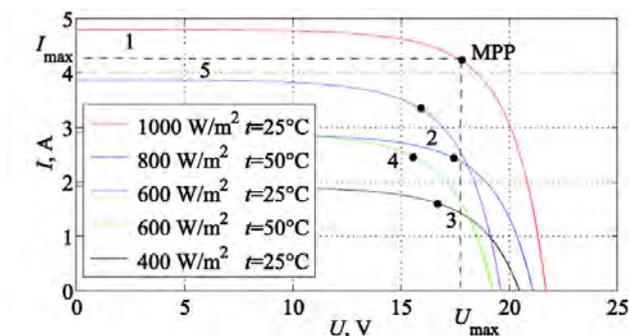


Ilustración 2. 6 Dependencia de corriente y tensión respecto a irradiancia y temperatura.

Fuente: losrjen [27]

Entre los principales alicientes para la instalación de sistemas de generación fotovoltaicos, figura que el *carbon payback* (tiempo en el que se iguala el CO<sub>2</sub> emitido en su fabricación al CO<sub>2</sub> que se ha dejado de emitir por su utilización) es ya inferior a dos años, incluso algunas publicaciones afirman que es inferior al año en condiciones favorables. Con un ciclo de vida superior a los 25 años, y siendo reciclables en un 95%, suponen una opción muy atractiva a la hora de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. El tiempo de amortización económica actualmente en España ronda los 7,5 años, dependiendo del uso, lo que convierte a esta tecnología en económicamente rentable de cara al autoconsumo.

Cabe mencionar también la existencia de otras dos tecnologías: la de segunda generación (paneles de capa fina o CIGS) y la de tercera generación (basados en polímeros). No profundizaremos más en estas tecnologías porque a día de hoy no son una opción a valorar para nuestro propósito; las primeras por contener materiales escasos y contaminantes que encarecen su precio, y las segundas por encontrarse aún en etapas de desarrollo tempranas.

## **Herramientas de simulación software**

Los softwares de simulación son herramientas de utilidad a la hora de diseñar y dimensionar sistemas de generación fotovoltaicos. Hay una gran variedad de soluciones informáticas para este propósito, con enfoques ligeramente distintos: mientras algunas se centran en el diseño técnico detallado de la instalación fotovoltaica en sí, otros están más orientados al análisis económico y de rentabilidad, y otros constituyen herramientas integrales para el diseño de sistemas aislados de red.

El detalle de los resultados también depende de la herramienta utilizada. Aquellas herramientas más sencillas en su uso, o bien más enfocadas a análisis económicos, suelen carecer de opciones de cálculo de generación detalladas, como datos meteorológicos del lugar concreto o posibilidad de inclusión de sombras. Aún así, es de gran interés realizar una evaluación más detallada de las distintas herramientas ya que el resultado no depende únicamente de los datos de entrada, sino de los cálculos que el programa realice a partir de ellos.

A continuación, presentaremos algunas de las herramientas más relevantes:

### **PVSyst**

Se trata del estándar en la industria, y la aplicación más utilizada para el dimensionado de sistemas fotovoltaicos. Desarrollada por la universidad de Ginebra, permite un análisis técnico exhaustivo, contiene bases de datos meteorológicas y de equipos, y devuelve un reporte completo tanto técnico como de viabilidad financiera, todo ello en una plataforma amigable para el usuario. No es gratuita, pero ofrece un mes de evaluación con funcionalidad completa.

### **RETScreen**

Es un paquete de software desarrollado por el gobierno de Canadá en 1998. Está basado en una hoja de cálculo Excel, y cuenta con alrededor de 600.000 usuarios debido a su facilidad de uso y a su gratuidad. Su enfoque se dirige más hacia el estudio de viabilidad financiera y análisis de impacto, y las posibilidades en cuanto a análisis y diseño técnico son limitadas.

### **PVGIS**

Photovoltaic Geographical Information System, desarrollado por la Comisión Europea. No se trata de una aplicación informática como tal, sino de un portal web. Es gratuita. Su proyección está más enfocada al estudio del recurso solar que al dimensionado y estudio de instalaciones, ya que no dispone de una base de datos de equipos, pero también permite hacer estimaciones de producción energética. En su última versión,

PVGIS 5, se han ampliado las posibilidades de simulación y se puede llegar a resultados precisos.

### **Homer Pro**

Desarrollada en los EEUU, esta aplicación se centra en el diseño y dimensionado de instalaciones híbridas aisladas, aunque también funciona para sistemas conectados a red. Contiene bases de datos tanto meteorológicas como de equipos. Es muy útil para realizar el dimensionado integral de instalaciones y ofrece buenas posibilidades en el terreno financiero, pero no es demasiado completa en lo referido a la instalación puramente fotovoltaica. No es gratuita.

### **SAM**

System Advisor Model, parte de una iniciativa público-privada en los EEUU desarrollado por el NREL. Es uno de los softwares más completos y de los más utilizados a nivel mundial, y además es gratuito. Su enfoque está dirigido a la planificación de costes de un proyecto fotovoltaico y a la estimación del rendimiento de instalaciones conectadas a red. Incluye bases de datos actualizadas y dos modos de uso, simple y avanzado.

### **Hybrid 2**

Otra aplicación estadounidense desarrollada por el NREL. Su funcionalidad es similar a la de SAM, pero esta vez enfocada en sistemas híbridos y con más de una fuente renovable en la generación. Se trata de una herramienta de corte más económico que técnico, y es gratuito.

### **INSEL**

Herramienta basada en Simulink y desarrollada en Alemania. Muy flexible y permite gran complejidad, pero no es gratuita y es compleja de utilizar.

### **PV SOL**

Herramienta software de origen alemán, focalizada en el diseño de sistemas fotovoltaicos y en la simulación de rendimientos. Valido tanto para instalaciones aisladas como para conectadas a la red. Permite la inclusión de perfiles de sombras, perfiles de carga, incluye bases de datos, emite informes detallados técnicos y económicos y es intuitiva para el usuario. No es gratuita para su uso comercial, aunque sí con fines educativos.

### **RAPSIM**

Se trata más bien de una herramienta de simulación de microrredes que de un software para dimensionado fotovoltaico, pero también cumple esta función. Simula la energía producida por una o distintas fuentes de renovables o generadores Diesel, y genera flujos de potencia. Es gratuita.

### **SISIFO**

Herramienta web desarrollada por la UPM que permite el dimensionado de sistemas fotovoltaicos conectados a red y sistemas de riego fotovoltaico. Es una herramienta sencilla de utilizar, devuelve informes de pérdidas, permite realizar un estudio económico básico y es gratuita.

### **Solarius PV**

Herramienta integral que permite realizar tanto el dimensionado del sistema fotovoltaico como el estudio económico, con el aliciente de generar diagramas unifilares automáticos. Permite introducir perfiles de sombras a partir de fotografías y es una herramienta fácil de utilizar, focalizada a diferencia de otras en la instalación eléctrica asociada. No es gratuita.

### **Archelios Pro**

Una de las herramientas que ofrece los resultados de producción más fiables, según algunos estudios [6]. Focalizada en el dimensionado y la simulación de producción de instalaciones tanto conectadas a red como independientes, así como en el análisis de pérdidas y sombras, es uno de los softwares más completos en el aspecto técnico. También ofrece análisis económicos, y no es gratuita.

### **Solergo**

En la línea del software presentado arriba, también recibe altas calificaciones en estudios previos de fiabilidad. Tampoco es gratuito.

### **Plan4Solar PV**

Otra aplicación destinada principalmente a instalaciones de autoconsumo domésticas. De desarrollo alemán y no gratuita, también con valoraciones positivas por parte de instituciones especializadas.

### **PVscout 2.0**

Similar a las anteriores.

### **PVDESIGN de Rated Power**

Aplicación enfocada al diseño y optimización de instalaciones de producción fotovoltaica a gran escala. Desarrollada por exalumnos de la UC3M, tiene gran implantación en este sector a nivel mundial, gracias a sus posibilidades de integración con otras aplicaciones y la generación automática de documentos de ingeniería de detalle. No es gratuita.

Con una oferta tan amplia de utilidades con objetivos similares, se hace difícil elegir una herramienta concreta para nuestro propósito: para ayudarnos en nuestra tarea, vamos a apoyarnos en un estudio comparativo de distintos softwares de simulación fotovoltaica publicados por la revista especializada germana Photon. En este estudio se comparan los resultados proporcionados por los programas con los datos de producción real de una instalación. El ranking final es el siguiente:

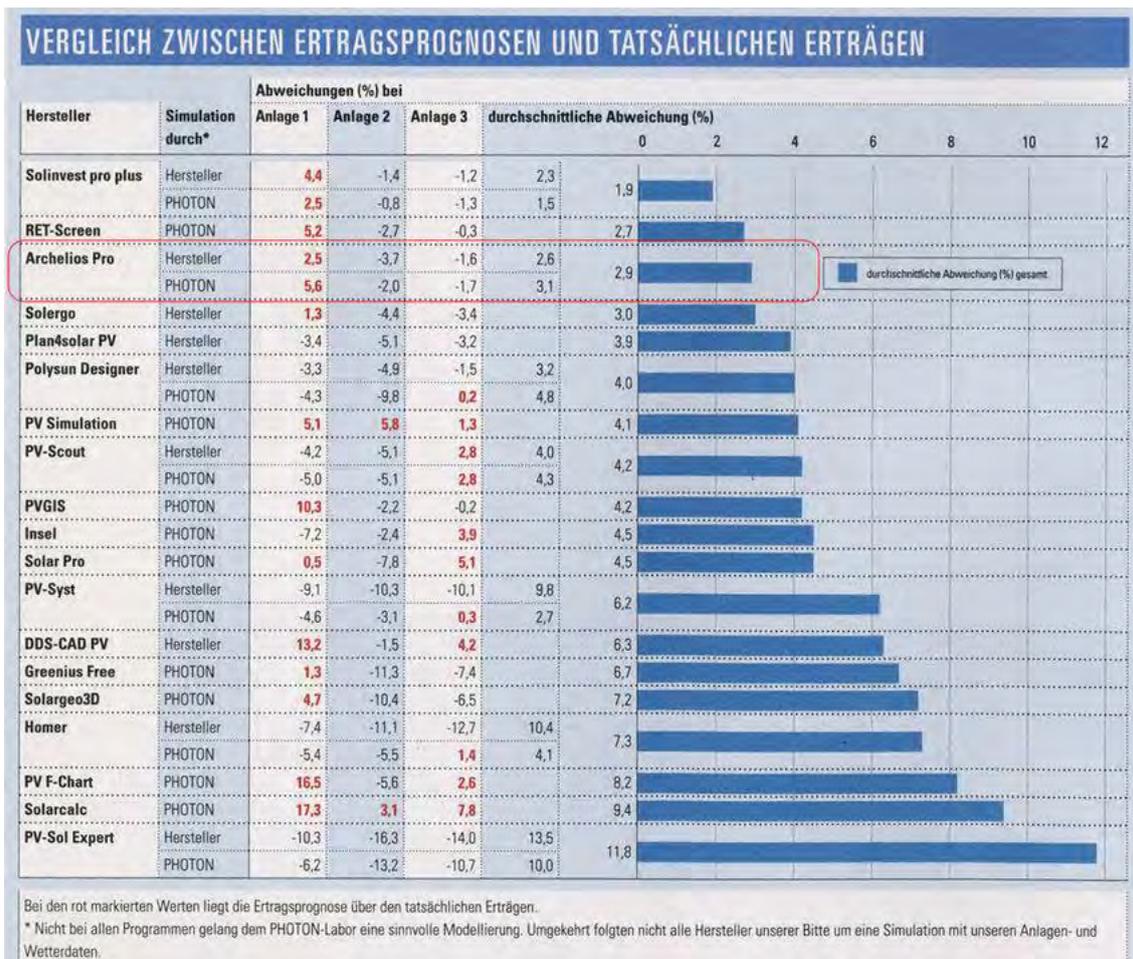


Ilustración 2. 7 Comparativa de distintas herramientas de simulación.

Fuente: Photon [7]

Donde la barra azul de la izquierda indica la desviación de los resultados ofrecidos por la simulación respecto de la generación real. Estos resultados fueron sorprendentes, ya que asignaban a PVsyst, el estándar de la industria, una desviación del 6,2%, muy por encima de otras herramientas de desarrollo más modesto. El equipo de PVsyst lanzó varios comunicados aclaratorios, uno alegando que la calibración de los sensores de irradiancia no era correcta [8], y otro proporcionando un ranking de las distintas herramientas introduciendo esta corrección [9]. Las desviaciones introducidas por los programas después de la corrección fueron:

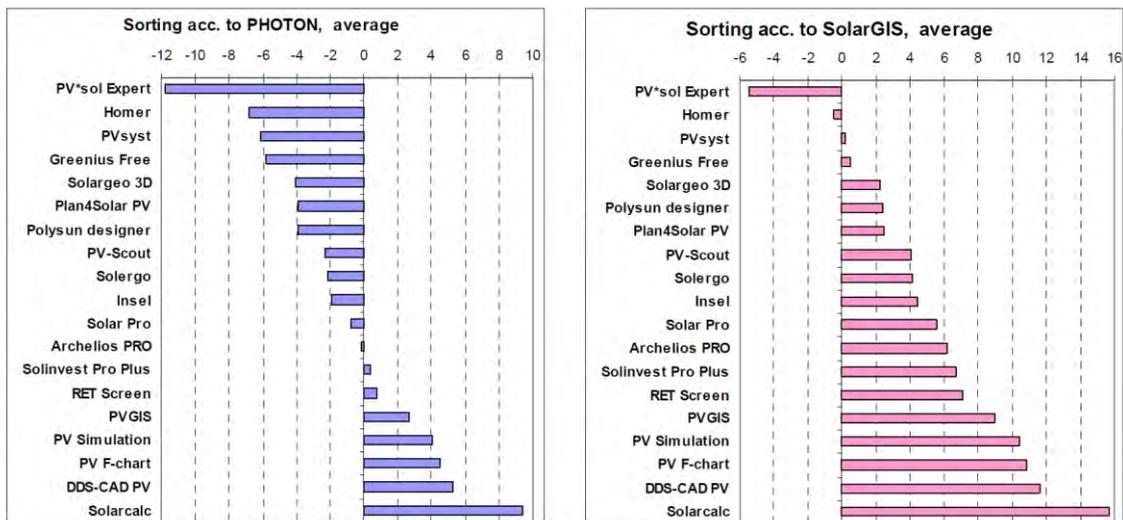


Ilustración 2. 8 Corrección de precisiones según PVsyst.

Fuente: PVsyst [37]

Esto vuelve a colocar a PVsyst como la herramienta más precisa, lo que confirma lo que los expertos en el sector han asumido durante años.

También cabe mencionar otro estudio comparativo de la generación estimada por distintas herramientas respecto a la generación real [10], publicado en el 2014. La conclusión alcanzada por este análisis establece que existe una tendencia general por parte de estas aplicaciones a sobreestimar la radiación incidente, pero al mismo tiempo a subestimar la energía generada por los paneles, con lo que el balance final es satisfactorio. El error en la generación para distintos softwares según este estudio es:

**Table 6 Energy generation error analysis**

Software	RMSE	MAD	MAPE	EF
TRNSYS	47.46	29.72	1.24%	99.69%
Archelios	141.23	126.67	5.14%	97.16%
Polysun	200.34	186.90	7.41%	94.30%
PVSyst	234.23	225.92	9.16%	92.47%
PV*SOL	230.92	223.18	9.08%	92.66%
PVGIS	244.88	221.42	9.24%	89.93%

Ilustración 2. 9 Comparativa de distintas herramientas

Fuente: Accuracy analysis of software for the estimation [31]

Donde EF muestra la aproximación a la generación real.

Las discrepancias mostradas en los distintos estudios disponibles hasta la fecha muestran que realizar una comparación entre distintas simulaciones y la producción real es una tarea compleja y con una alta dependencia de factores propios de cada lugar.

Estas razones nos llevan a elegir a PVsyst como el software que utilizaremos para llevar a cabo nuestra simulación: si bien no todos los estudios la colocan en la primera

posición, en ninguno de ellos obtiene una calificación excesivamente desfavorable, y además es la aplicación de referencia en la que la mayoría de profesionales han confiado durante años con resultados satisfactorios.

## MEMORIA TÉCNICA

### Simulación para el caso de estudio con PVsyst

En este punto, vamos a realizar una simulación de la instalación fotovoltaica existente en la cubierta del edificio 18 del campus de Getafe de la UC3M, con objeto de comparar los resultados obtenidos mediante el software con los datos reales provistos por el inversor del sistema.

La primera de las asunciones que realizamos en PVsyst es referida a los datos meteorológicos; de las bases de datos ofrecidas por el programa, la mayoría o bien son de pago, o bien no incluyen datos para nuestra zona de estudio. La única base de datos con la que podemos trabajar según estas restricciones es con la de la Meteonorm, que presenta las siguientes limitaciones:

- Se trata de una base de datos que proporciona series mensuales, no horarias. Esto no tendría por qué afectar al resultado final de generación, ya que PVsyst es capaz de hacer una extrapolación horaria al crear el archivo .met, pero sería preferible disponer de una serie de datos horaria de origen.
- Es una serie de datos recogidos entre 1995 y 2007. El cambio climático hace que cada vez incida más radiación de media en España, por lo que es interesante utilizar series de datos lo más recientes posible y que no se prolonguen más de 10 años en el pasado. Esto es especialmente importante cuando se quiere simular la futura generación de la instalación. A la hora de realizar la lectura de los datos, deberemos tener en cuenta que la irradiación incidente en nuestra instalación será mayor que la mostrada en el programa, y por tanto también obtendremos una mayor generación.

Una vez obtenidos los datos climatológicos, debemos seguir introduciendo información. Antes de realizar la simulación debemos introducir los parámetros del proyecto. El albedo que viene predeterminado en el programa es de 0.2, pero ya que se trata de una superficie de hormigón de color claro, aumentaremos este valor hasta 0.25 (el hormigón nuevo puede llegar a presentar valores cercanos a 0.5; de todos modos, variar este valor no supondrá una gran diferencia en nuestra simulación).

A continuación, introducimos los valores límite de temperatura. En *Lower tempeature for absolute voltage limit* introducimos  $-10^{\circ}\text{C}$ . Se trata de la mínima temperatura diurna absoluta en la que los paneles podrían generar energía. La práctica común es establecer en  $-10^{\circ}\text{C}$  esta temperatura en toda Europa Central, y aunque en nuestro caso particular parece un valor excesivamente conservador, es cierto que se alcanzaron los  $-12^{\circ}\text{C}$  en Getafe en 1963 [11].

Para *Summer operating temperature for VmppMin*, lo habitual es utilizar  $70^{\circ}\text{C}$  para temperaturas ambiente en verano de entre  $30^{\circ}\text{C}$  y  $40^{\circ}\text{C}$ . Sin embargo, en Getafe la temperatura puede superar estos valores en ocasiones, así que realizaremos un cálculo más detallado de la temperatura máxima que pueden alcanzar nuestras células, a partir de la siguiente expresión:

$$T_{max} = T_{max, emplazamiento} + (TONC - 20) * \frac{G_{max}}{800}$$

La temperatura máxima alcanzada en Getafe son 41,25°C, y según los datos del fabricante de los paneles (se especifica más adelante), la temperatura en condiciones normales de operación (TONC) es de 47°C. Los datos de irradiancia para nuestra ubicación, orientación e inclinación de los paneles para el mes de máxima irradiancia (junio) son los siguientes:

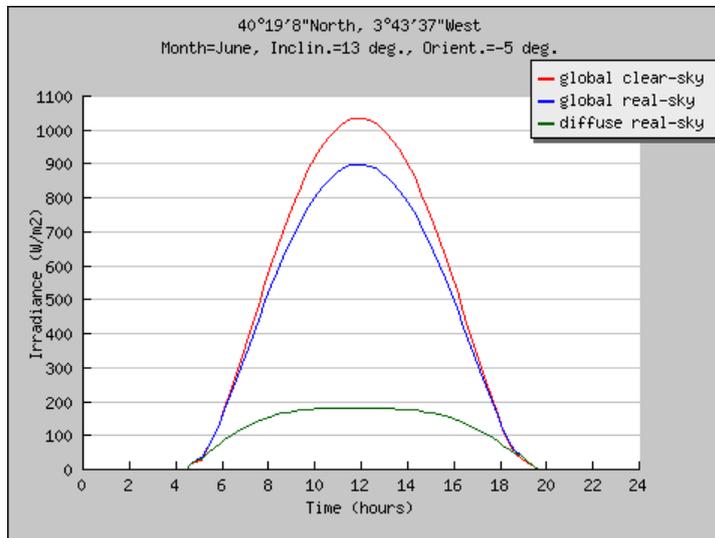


Ilustración 3. 1 Irradiancia en el mes de junio.

Fuente: PVGIS [32]

Observamos que, aunque la irradiancia máxima “real” se queda en 900 W/m², la máxima teórica en un día claro puede alcanzar valores de alrededor de 1040 W/m². Por tanto, una aproximación conservadora sería asumir 1000 W/m² como máxima irradiancia de cara al cálculo de temperatura máxima de célula. Introduciendo estos datos en la expresión anterior tenemos:

$$T_{max} = 41,25 + (47 - 20) * \frac{1000}{800} = 75^{\circ}\text{C}$$

Este es el valor que utilizaremos en los parámetros de simulación de PVsyst.

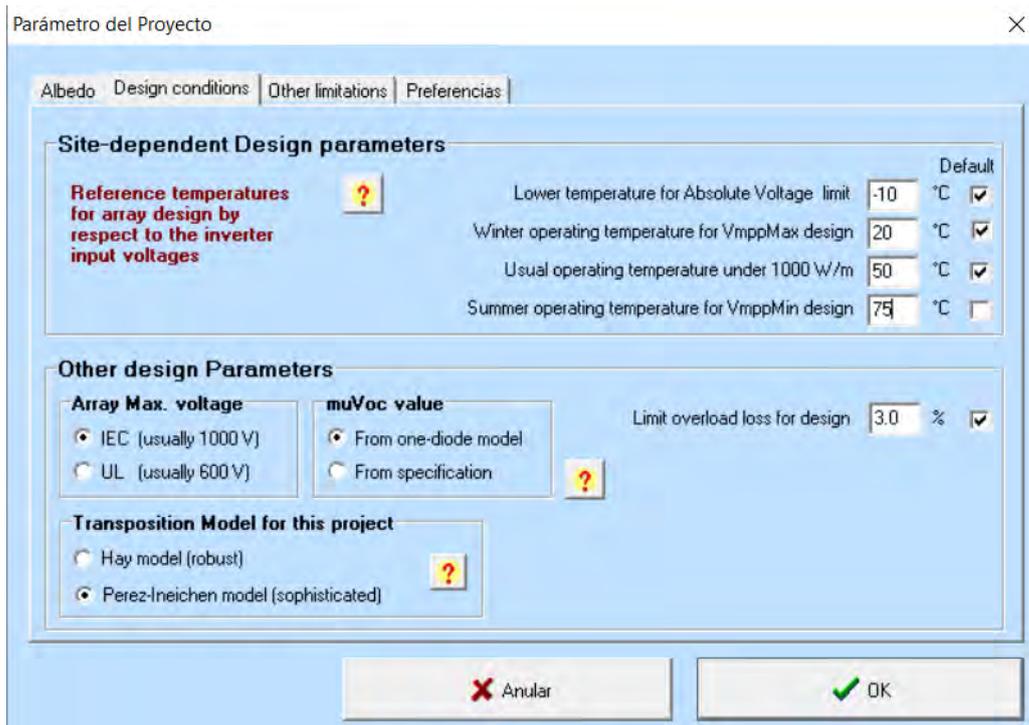


Ilustración 3. 2 Parámetros del proyecto

A continuación, definimos la orientación e inclinación de los paneles: a partir de imágenes de satélite, y con ayuda de un software para fotografía, podemos determinar que los paneles están orientados  $4,55^\circ$  respecto al sur (es decir, suroeste). Con una inclinación aproximada de  $13^\circ$  (inclinación ideal  $36^\circ$  según PVGIS,  $35^\circ$  según PVsyst), tenemos unas pérdidas por no inclinar y orientar el óptimo del 6.5%.

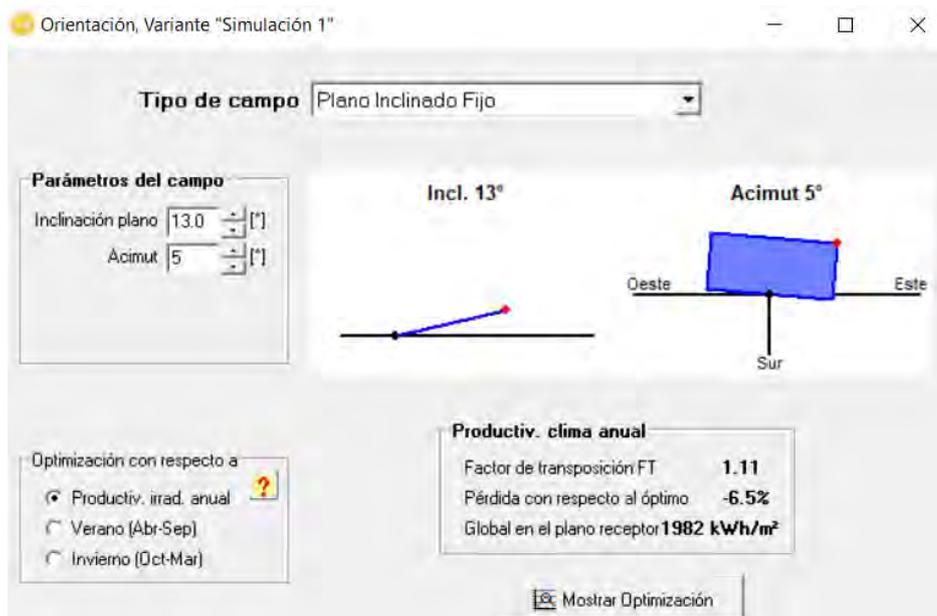


Ilustración 3. 4 Inclinación, orientación y pérdidas asociadas

Ahora tenemos que introducir el módulo en el programa. El panel instalado en la cubierta del edificio es un IBC Polysol 235LS. Este modelo particular no está incluido en la base de datos de PVsyst, así que tomamos un modelo similar, el IBC Polysol 235TT, y modificamos sus datos por los de la placa de características del modelo instalado. El resultado es el siguiente.

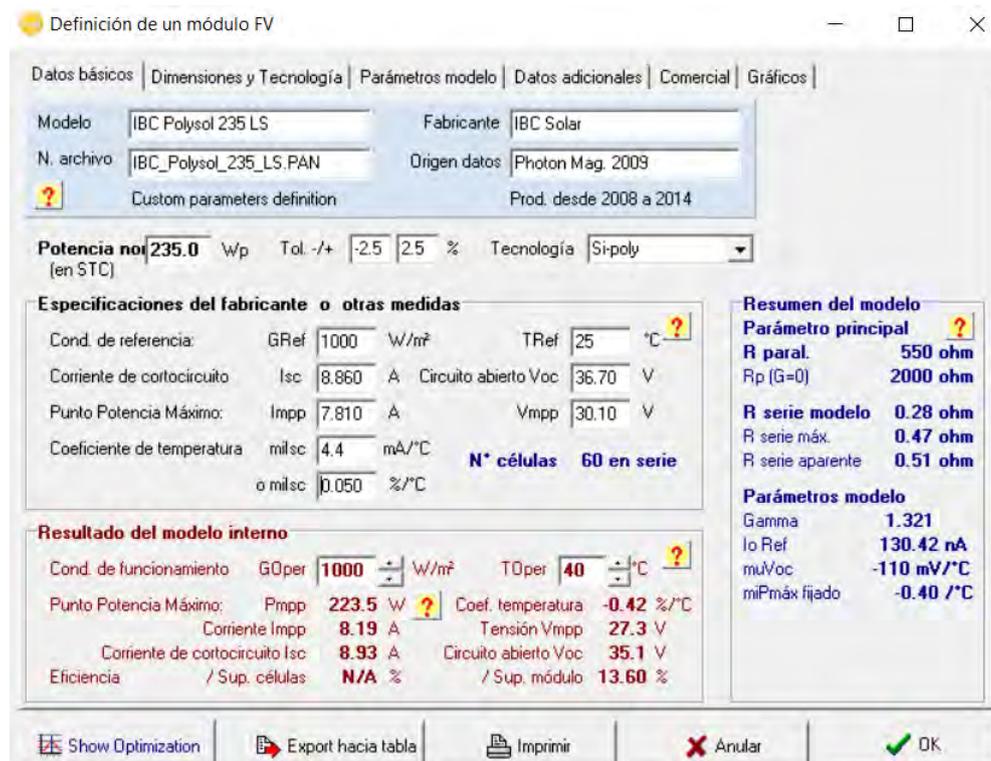
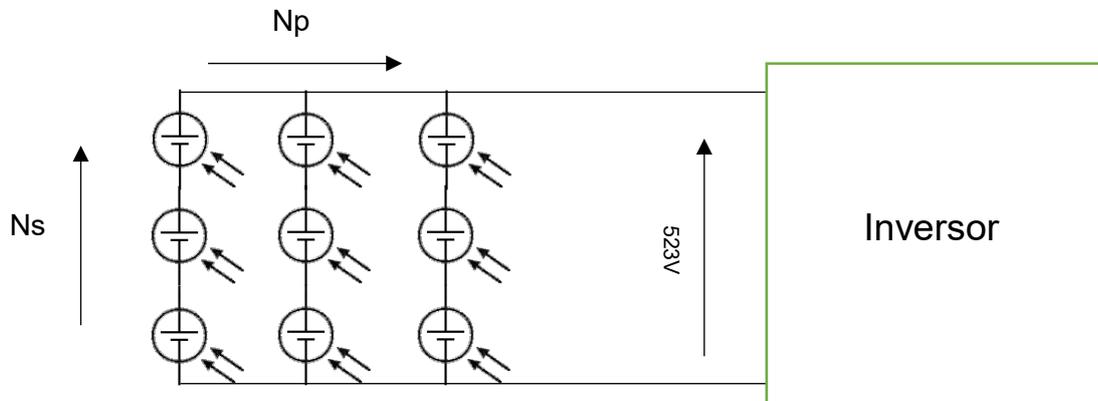


Ilustración 3. 3 Datos del panel adaptado

Las mediciones realizadas a la entrada del inversor dieron una tensión de 523V un día en que la temperatura de las células era de 40°C. Como se puede observar en la imagen superior, la tensión Vmpp para esta temperatura de célula es de 27,3V. A partir de estos valores, podemos obtener el número de paneles en serie de la instalación:

$$N_s = \frac{V_{inv}}{V_{mpp}} = \frac{523}{27,3} = 19,16$$

Con lo que sabemos que tenemos 19 paneles en serie. Una visión esquemática de la conexión sería la siguiente:



A partir de la imagen de satélite, sabemos que contamos con  $19 * 8 = 152$  paneles.



Ilustración 3. 5. Vista aérea del edificio 18.

Fuente: Google Maps [17]

Y por tanto, sabiendo que cada módulo produce un máximo de 235 Wp, nuestra instalación será de:

$$Potencia\ Instalación = 235 * 152 = 35,72\ KWp$$

El número de ramas en paralelo es:

$$N_p = \frac{152}{19} = 8$$

Lo cual nos podría dar a pensar que los paneles en la misma fila (según la imagen arriba) están conectados en serie, y las 8 filas están conectadas en paralelo entre sí, pero no es así.

Sabemos que el inversor es un Ingeteam modelo Ingecon Sun 30, de 30 kW de potencia, con 900 V de entrada máxima en DC y salida en AC trifásica de 230 V.

A partir de estos datos, podemos calcular el Factor de Dimensionado del Inversor:

$$FDI = \frac{P_{max,I}}{P_{max,G}} = \frac{30}{35,72} = 0,84$$

Se trata del valor que define la relación entre la potencia nominal del inversor y la potencia máxima que podría generar la instalación en Condiciones Estándar de Medida ( $G=1000 \text{ W/m}^2$ ,  $T_c=25^\circ\text{C}$ ). Se supone que alcanzar una irradiancia de  $1000 \text{ W/m}^2$  (en principio, la máxima irradiancia en un día despejado, con los rayos solares incidiendo normalmente al panel), manteniendo una temperatura de célula tan baja como  $25^\circ\text{C}$ , son unas condiciones que se dan en muy pocas ocasiones. Por eso, para ahorrar costes y hacer que el inversor trabaje lo más cerca posible de su potencia nominal, lo que disminuye las pérdidas, se suele sobredimensionar el generador fotovoltaico respecto al inversor, a sabiendas de que el inversor puede trabajar cortos periodos de tiempo por encima de su potencia nominal. Un valor de FDI habitual para instalaciones en España es de 0,85, así que 0,84 puede considerarse un valor aceptable.

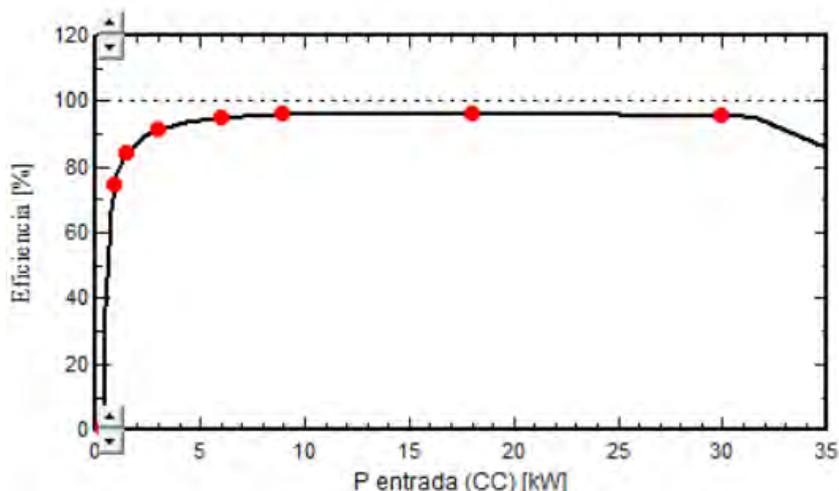


Ilustración 3. 7 Relación potencia de entrada inversor-eficiencia para el Ingeteam Ingecon Sun 30

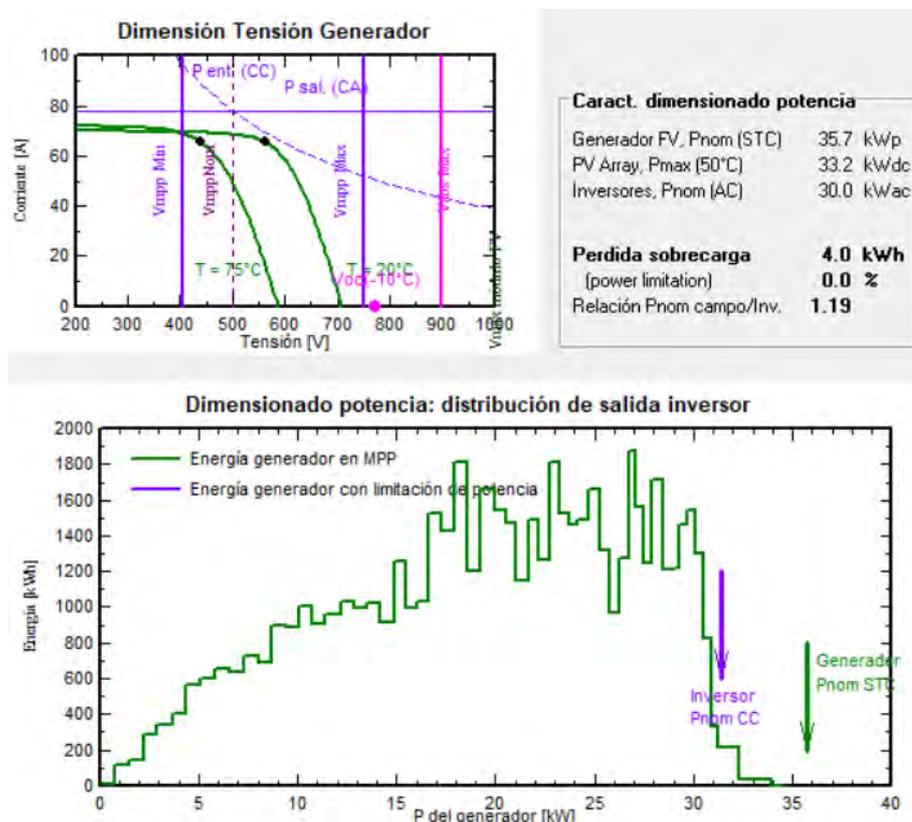


Ilustración 3. 6 Dimensionado del conjunto inversor-generador

En la figura 3.7 tenemos un resumen gráfico del dimensionado generador-inversor. De aquí podemos extraer que las pérdidas por sobrecarga a lo largo del año son despreciables, y que la relación  $P_{nomgen}/P_{inv}$  es inferior a 1,2, por lo que estamos dentro de los valores habituales.

También podemos observar que los datos para las tensiones máximas y mínimas entran dentro del rango de tensiones de trabajo del inversor (405 V – 900 V), por lo que nunca vamos a tener pérdidas por estar fuera de la zona de trabajo.

El siguiente paso en nuestra simulación es realizar el análisis de sombras. Hay dos etapas en este proceso; la primera es definir el horizonte, con lo que podremos tener en cuenta las sombras proyectadas por elementos topográficos como montañas, y la segunda parte es el análisis de sombras cercanas, como elementos arquitectónicos o vegetación.

Para la primera parte, aunque PVsyst permite crear perfiles de horizonte, es de manera manual y poco precisa, con lo que nos serviremos de otro software: Meteonorm.

Para ello, introducimos nuestra localización y creará un archivo meteorológico, del cual solamente el perfil de horizonte es de nuestro interés.

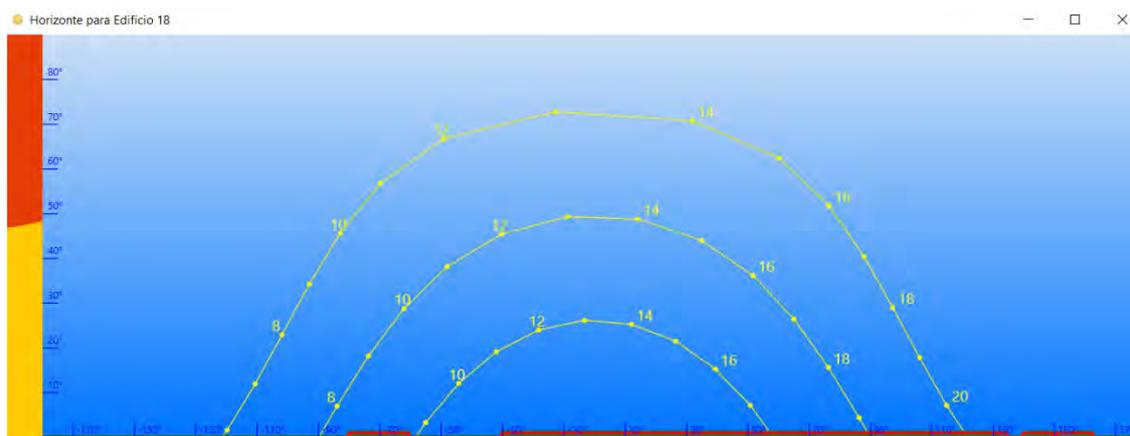


Ilustración 3. 8 Horizonte en Meteonorm

Como era de esperar, los efectos del horizonte son poco apreciables en nuestra localización, ya que nos encontramos en un area llana y con una geografía poco accidentada. Las líneas amarillas representan las trayectorias seguidas por el Sol en invierno (debajo), verano (arriba), y una media anual (en medio). El area sombreada en verde representa las sombras proyectadas por elementos en el horizonte, que como vemos solo afectan en los últimos minutos del día a lo largo del año, y en los primeros minutos durante algunos meses. Podemos exportar el archivo en formato .hor e importar el horizonte en PVsyst.

El siguiente paso es crear el perfil de sombras cercanas. Para ello, visitamos la instalacion in situ y realizamos las medidas pertinentes que nos permitan definir un perfil de sombras lo más aproximado posible.

A partir de estas medidas y de otras realizadas a partir de imágenes de satélite, podemos realizar el siguiente modelado del entorno, fiel a efectos de sombras. El edificio 17 también se ha modelado porque está situado al sur del edificio 18 y tiene estructuras en la cubierta que superan la altura de este, así que podría ser relevante a efectos de sombras. No hay ninguna otra estructura que pudiese interferir a efectos de sombra.

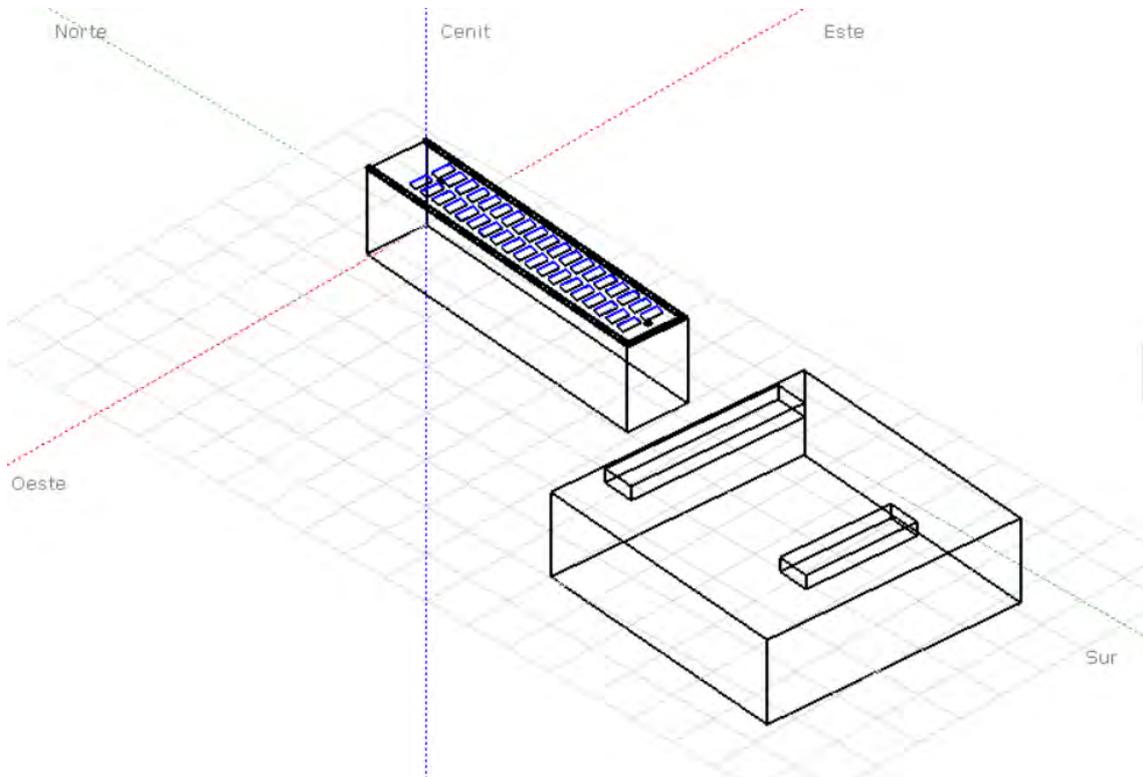


Ilustración 3. 9 Construcción de modelo para sombreados cercanos en el edificio 18 con PVSystem

Las mediciones detalladas que se realizaron en la instalación para realizar la simulación se especifican en el Anexo 1.

De las medidas, dada su importancia en cuanto a proyección de sombras se refiere, vamos a destacar la distancia entre paneles. Las especificaciones del IDAE establecen que la distancia mínima entre paneles debe ser igual a  $d = h * k$ , donde h es la altura relativa de un panel respecto a otro, y k es una constante de valor igual a  $k = 1/\tan(61 - \text{latitud})$ . El objetivo de estas directrices es el de garantizar al menos 4 horas de sol pleno en el solsticio de invierno [12].

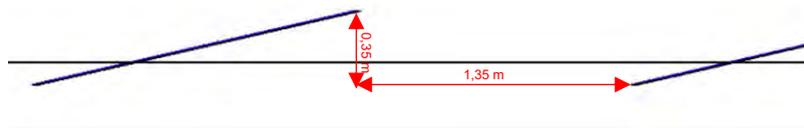


Ilustración 3. 10 d y h en nuestra instalación

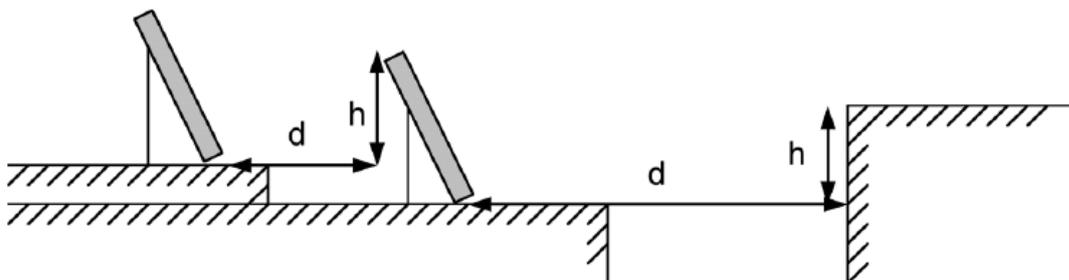


Ilustración 3. 11 Definición de distancias.

Fuente: IDAE [12]

De aquí obtenemos:

$$k = \frac{1}{\tan(61-40,32)} = 2,65$$

Y por tanto  $d = 2,65 * 0,35 = 0,927 \text{ m}$

Esto significa que la instalación cumple sobradamente con los límites establecidos en el pliego técnico, y que por tanto el sombreado proyectado por unos paneles sobre los otros no debería suponer una pérdida de energía demasiado significativa. Simulando en PVsyst el perfil de sombras cercanas para el 21 de diciembre (es decir, el día más desfavorable a efectos de sombras), obtenemos:

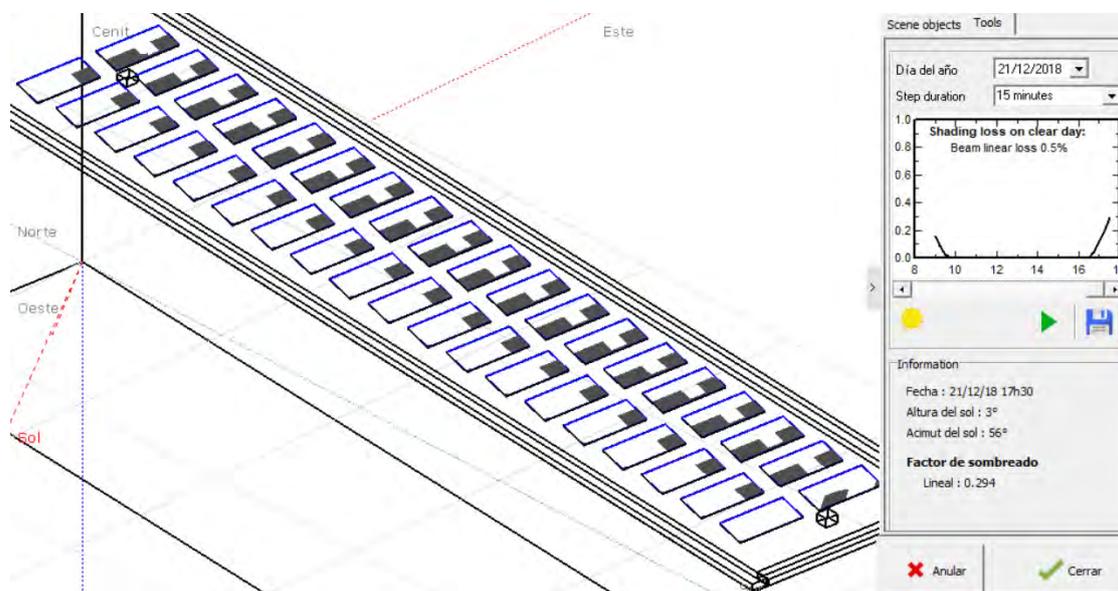


Ilustración 3. 10 Simulación de sombras el 21 de diciembre

Podemos observar el máximo sombreado que incide sobre los paneles. La gráfica muestra las pérdidas por sombreado a lo largo del día, y comprobamos que no existen pérdidas desde las 10 hasta después de las 16 horas, es decir, 6 horas en el solsticio de invierno sin pérdidas por sombreado. Cumplimos las directrices del pliego de condiciones técnicas del IDAE. El factor de sombreado máximo por tanto es de 0,294.

En este punto contamos con los datos necesarios para poder realizar la simulación. El informe completo se detalla en el Anexo 2.

Como datos más relevantes destacaremos que **la simulación predice una producción anual de 55,53 MWh/año**. El **rendimiento total** de la instalación es del **84,42%**, y las pérdidas más significativas son las debidas a los efectos de la temperatura (5,5%), y las pérdidas en el inversor (4,5%). Las pérdidas por sombreado suponen solamente un 0,7%.

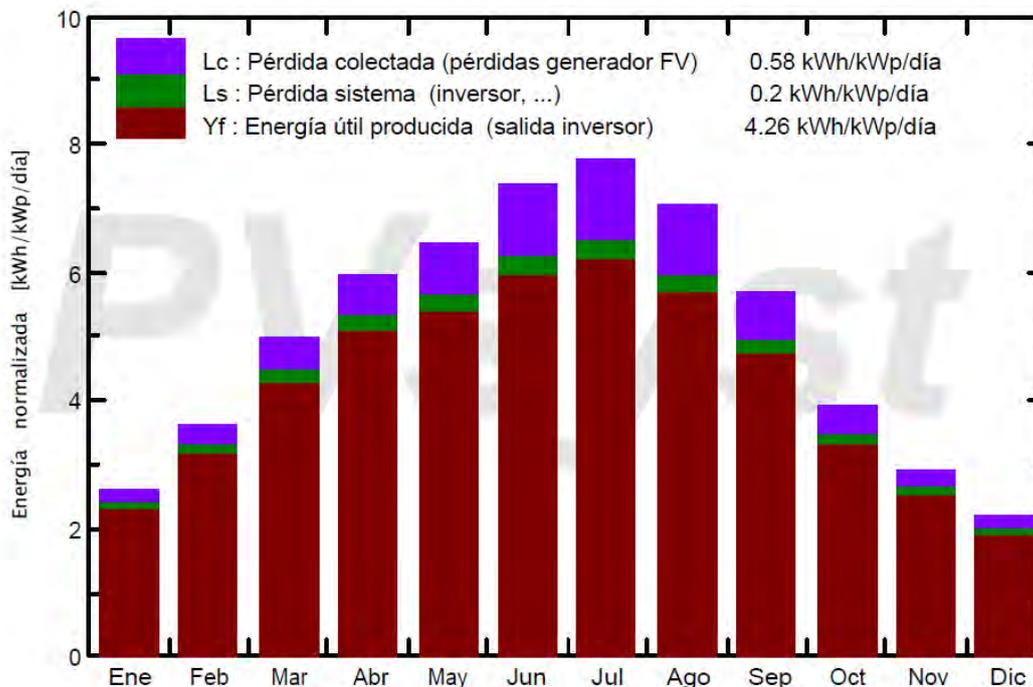


Ilustración 3. 11. Gráfico de pérdidas de la instalación.

En el gráfico de pérdidas mostrado arriba comprobamos que las mayores pérdidas se concentran en los meses más calientes, ya que las pérdidas más significativas en nuestra instalación son las debidas a los efectos de la temperatura.

Ahora tenemos que comparar estos resultados con los datos de generación real recogidos por el inversor de la instalación. Este último ha recogido los datos de generación durante todo el 2017, con lo que podemos generar un fichero con la potencia media producida durante todo el año en intervalos de 15 minutos. De aquí obtenemos algunas lecturas relevantes:

**La máxima potencia generada por la instalación es de 33,38 kWp** (recordemos que la instalación es de 35,72 kWp nominales). Esta lectura fue recogida un 14 de mayo a las 14:00. Aunque en un principio quepa esperar que la de potencia mas elevada coincidiese con algún momento cercano al solsticio de verano, debemos recordar que la inclinación de los paneles es de 13°.

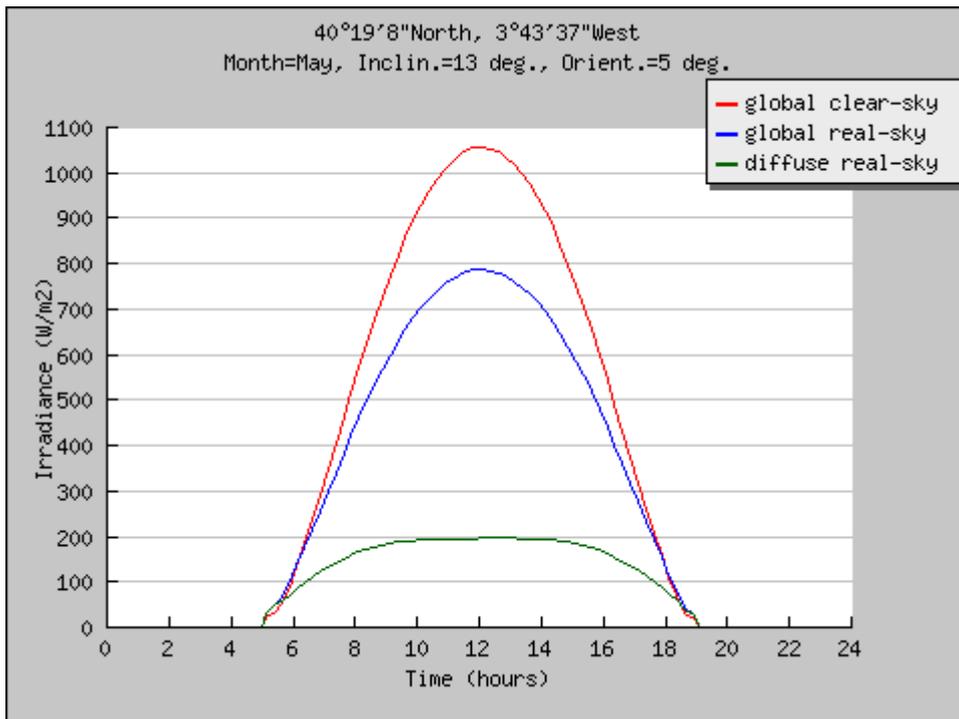


Ilustración 3. 12 Irradiancia en nuestra localización para una inclinación de paneles de 13° y un azimut de 5°

Month	$H_h$	$H_{opt}$	$H(90)$	$I_{opt}$	$T_{24h}$	$N_{DD}$
Jan	2040	3530	3560	64	4.9	342
Feb	3080	4710	4230	56	5.4	272
Mar	4600	5830	4310	43	8.9	184
Apr	5500	5940	3390	27	12.7	132
May	6560	6320	2800	15	16.8	16
Jun	7550	6890	2550	7	21.9	1
Jul	7960	7430	2760	10	26.2	0
Aug	6930	7240	3570	23	25.7	0
Sep	5300	6470	4340	39	20.8	26
Oct	3690	5270	4430	52	15.0	135
Nov	2380	3950	3840	61	9.2	318
Dec	1890	3470	3620	66	5.3	358
Year	4800	5590	3610	36	14.4	1784

Tabla 3. 1 Inclinación óptima según mes para nuestra localización.

La tabla 3.1 se ha obtenido introduciendo las coordenadas de nuestro emplazamiento en la herramienta PVGIS. Nos muestra, para cada mes del año, el valor de la irradiación  $H$  en el plano horizontal, en un plano inclinado 36° y en un plano inclinado 13 °; los valores se dan en  $Wh/m^2$  día. Nos interesa especialmente la columna  $I_{opt}$ , que muestra la inclinación óptima de los paneles según el mes. Podemos comprobar que para el mes de mayo es de 15°, valor muy cercano a los 13°, que junto con la relación favorable de insolaciones altas-temperaturas suaves que se dan en este mes explican que sea aquí donde se dé la máxima generación.

Pero es el efecto de la temperatura el que más afecta a la producción, pues como se comprueba en la tabla, el mes de julio es el de mayor irradiación (7960 Wh/m<sup>2</sup> día sobre la horizontal); si en vez de inclinar 13 ° hubiéramos inclinado el ángulo óptimo para ese mes, 10°, las pérdidas asociadas serían, según el cálculo del Factor de Irradiación del 0,2%:

$$FI = 1 - (1,2 * 0,0001 * (13 - 10)^2 + 3,5 * 0,00001 * 52) = 0,998,$$

y harían que la irradiación fuera de 8080/0,998=8095 Wh/m<sup>2</sup> día, muy superior a la que hay en mayo para la inclinación de 13 °(6760 kWh/m<sup>2</sup> día).Haciendo el sumatorio de todas las medidas de potencia cada 15 minutos, y dividiéndolo entre 4, obtenemos que la **energía anual total producida por la instalación** es de **56270 kWh**.

De aquí podemos obtener que la **desviación entre la generación real y la prevista en nuestra simulación es del 1,31%**, un valor inferior al establecido por los dos estudios mencionados para el software PVSyst (6,2% y 7,53%, respectivamente, ilustraciones 2.9 y 2.7).

Debemos tener en cuenta un detalle a la hora de hacer esta lectura; estamos comparando una cifra de generación media anual (la ofrecida por PVSyst), con la generación real de un solo año, 2017. Lo ideal sería disponer de datos de generación de varios años para poder obtener una media y una desviación típica a partir de la cual realizar una equiparación con los datos de la simulación, pero el sistema solamente es capaz de almacenar datos para dos años, y en el año 2018 hubo una avería en uno de los paneles que haría de las lecturas durante este periodo fuesen engañosas. También debemos saber que hemos estimado las pérdidas habituales en el cableado del 1%; antes de realizar la ingeniería de detalle, no es posible conocer exactamente cual será esta cifra.

Para ayudar a contextualizar estos resultados, la media de horas de sol anuales para esta localización es de 2850 [13] (entre 1980 y 2010, periodo similar al de la base de datos climatológicos que hemos utilizado en nuestra simulación), y las horas de sol en Getafe en 2017 fueron 3207 [14]. Esto significa que en 2017 hubo un 12,5% más de horas de sol que la media, que no se traduce directamente en un 12,5% más de generación, pero que sí da a entender que posiblemente la desviación de generación del software no sea a menos, como hemos obtenido en nuestra simulación, sino a más, si tuviésemos la oportunidad de cotejar con datos medios de producción de un periodo más amplio.

También debemos tener en cuenta que no hemos considerado el envejecimiento de los paneles; los resultados obtenidos son en base a la producción del panel nuevo. Si **tenemos en cuenta el envejecimiento de los paneles** para una vida útil de 30 años, tenemos que la **producción media anual es de 50,69 MWh/año**. Este dato no es de mucha utilidad a la hora de probar la efectividad del programa, ya que los paneles llevan poco tiempo instalados y su rendimiento se asemeja más al de un panel nuevo que a este valor, sin embargo tendremos que tenerlo en cuenta a la hora de realizar estudios económicos a medio y largo plazo, ya que la diferencia entre un valor anual y otro es del 9,5%.

## Simulación para el caso de estudio con PVGIS

Desde hace unos años, PVGIS no solamente ofrece datos meteorológicos y geográficos de relevancia para el sector fotovoltaico, sino que además dispone de una herramienta para realizar estimaciones de producción a partir de los datos introducidos. El nivel de detalle es inferior al ofrecido por otras aplicaciones de pago creadas específicamente para realizar dimensionados, pero al ser un medio gratuito y desarrollado por la Unión Europea, hemos creído oportuno realizar una simulación con esta aplicación.

Los datos de entrada son escuetos:

- La localización, a partir de la cual el programa selecciona los datos climáticos, además de crear automáticamente un perfil de horizonte.
- La tecnología de los paneles. En nuestro caso, silicio cristalino.
- La potencia pico instalada, que para el edificio 18 son 35,72 kWp.
- Las pérdidas del sistema. Por defecto son 14%, pero hemos utilizado las pérdidas en el informe de PVsyst, y en nuestro caso serían del 13,8%.
- La orientación e inclinación de los paneles.

Ilustración 3. 13 Interfaz de la herramienta de simulación de PVGIS.

Fuente: PVGIS [33]

El resumen del informe generado se muestra a continuación (el informe completo se puede encontrar en el Anexo 3).

Provided inputs:		Simulation outputs	
Latitude/Longitude:	40.318, -3.727	Slope angle:	13 °
Horizon:	Calculated	Azimuth angle:	5 °
Database used:	PVGIS-CMSAF	Yearly PV energy production:	52600 kWh
PV technology:	Crystalline silicon	Yearly in-plane irradiation:	1890 kWh/m <sup>2</sup>
PV installed:	35.72 kWp	Year to year variability:	1340.00 %
System loss:	13.8 %	Changes in output due to:	
		Angle of incidence:	-3 %
		Spectral effects:	0.5 %
		Temperature and low irradiance:	-7.1 %
		Total loss:	-21.9 %

Tabla 3. 2 Resumen de la simulación con la herramienta de PVGIS.

Como podemos observar en el resumen arriba, **la producción anual de energía es de 52600 kWh según PVGIS.**

Si lo comparamos con el valor real de producción, obtenemos una variación de:

$$Desviación_{PVGIS} = 100 - \frac{52600}{56270} * 100 = 6,522\%$$

Es decir, tenemos **una desviación del 6,522% por debajo del valor de producción real** en 2017. Como se ha comentado en el análisis del resultado ofrecido por PVsyst, 2017 fue un año más soleado que la media, con lo que la desviación teniendo en cuenta una serie temporal mayor podría ser incluso inferior.

Es evidente que las posibilidades de diseño y, a la vista de los resultados, la exactitud en las predicciones ofrecidas por PVGIS es inferior a la de PVsyst. Sin embargo, su utilidad a la hora de realizar un estudio preliminar en cuanto a las posibilidades de generación de una instalación es grande. Permite obtener un resultado con una precisión aceptable, en muy poco tiempo, con pocos datos y de manera gratuita.

## Análisis de cubiertas

El siguiente objetivo de este proyecto es analizar la producción que se podría alcanzar con la instalación de generadores fotovoltaicos en todas las cubiertas posibles del campus de Getafe de la UC3M. Para ello, utilizaremos PVsyst, ya que como hemos demostrado anteriormente, su precisión en la predicción de generación es elevada.

El motivo de realizar este estudio es que una infraestructura como una universidad tiene unos consumos fijos de energía elevados; solamente mantener los servidores informáticos funcionando, la climatización de las salas con equipos electrónicos y demás servicios continuos consumen una gran cantidad de energía, que podría ser suministrada por la instalación fotovoltaica, que además produciría durante las horas de mayor consumo en la universidad.

Para ello el primer paso es realizar un análisis de las cubiertas disponibles. El campus de Getafe está construido alrededor del antiguo cuartel de artillería de Getafe (ilustración 3.14). Es por ello que algunos de sus edificios fueron construidos a principios del siglo XX, y por su antigüedad y singularidad, son considerados de interés público. Esto hace que cualquier modificación arquitectónica del edificio esté sujeta a estrictas directrices para evitar dañar su estética.



Ilustración 3. 14 Antiguo cuartel de artillería, actual campus.

Fuente: Getafeweb [34]

La organización de los edificios en el campus de la UC3M en Getafe es la mostrada en las figuras . Se pueden diferenciar 21 edificaciones:



Ilustración 3. 15 Imagen de satélite del campus.

Fuente: Google Maps [17]



Ilustración 3. 16 Plano del campus de Getafe.

Fuente: UC3M [35]

Si comparamos con una fotografía actual de la parte más antigua del campus, vemos que los edificios 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 y parte del 8 forman parte del conjunto histórico del campus.

En nuestro caso, los edificios tienen grado de protección 2. En la disposición se establece que esto permite labores exteriores destinadas a mantenimiento, accesibilidad y mejora de servicios, así como reformas interiores y cambios de uso. Entendemos que la instalación de paneles fotovoltaicos en sus cubiertas no se engloba dentro de ninguna de las categorías citadas, y que por tanto no será posible instalarlos en este conjunto de edificios.

La información detallada sobre el grado de protección y las especificaciones de estos edificios están descritas en el catálogo de bienes y espacios protegidos del plan general de ordenación urbana del municipio de Getafe (Anexo 4).

#### Selección de paneles

Basándonos en comparaciones económicas [15], llegamos a la conclusión de que la mejor ratio potencia-precio-rendimiento corresponden al Astronergy CHSM6612P/HV-335, con un precio de 0,52\$/Wp y un rendimiento del 17,3%, elevado para un panel en este rango de precios. Tiene una vida útil de 30 años, garantía de 12 años y garantiza un 80% de la producción original en 30 años. La ficha técnica de este panel puede consultarse en el Anexo 13.

## Análisis del edificio 8: Salón de Grados

El edificio 8 consta de dos secciones: el aula magna y el salón de grados. La primera entra dentro de los edificios con protección especial, así que no la analizaremos en este proyecto. Pero en la cubierta del salón de grados se pueden instalar paneles sin ningún problema. El modelo de panel es el indicado anteriormente, y esta vez utilizaremos la inclinación ideal según PVSyst (35°). Según PVGIS la orientación ideal sería 36°, pero al tener un coeficiente de pérdidas nulo para 35° en el software que vamos a utilizar, y teniendo en mente que posiblemente las estructuras permitan cambios de inclinación en intervalos de 5°, nos quedaremos con este valor.

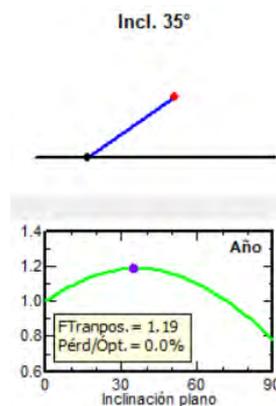


Ilustración 3. 17 Pérdidas para la inclinación escogida en PVSyst.

Al no disponer de planos para los edificios de construcción más antigua, y al ser la cubierta de este edificio peligrosa de visitar sin los equipos de protección adecuados, las medidas están tomadas a partir de imágenes de satélite, pero consideramos que ofrecen precisión suficiente para construir modelos fieles a efectos de sombras.

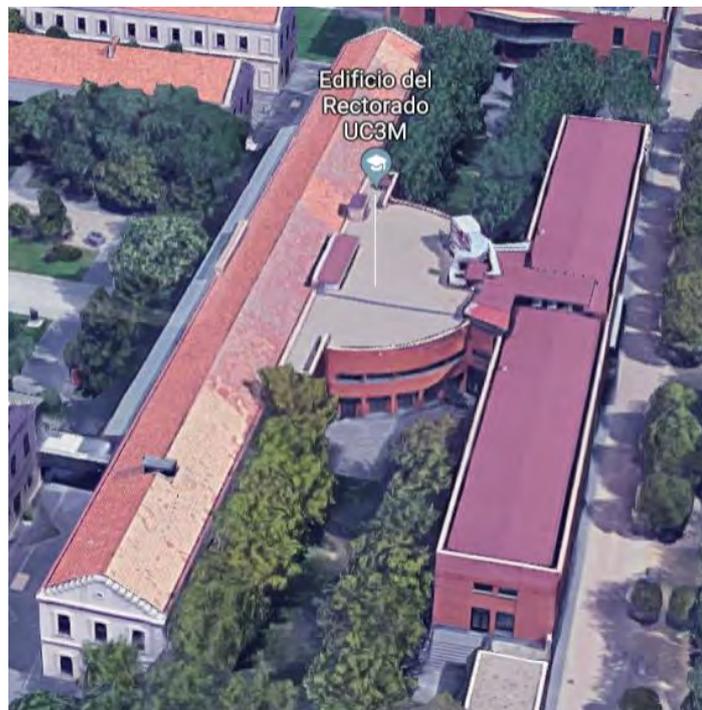


Ilustración 3. 18 Fotografía de satélite del sector antiguo y moderno del edificio 8.

Fuente: Google Maps [17]

Situaremos los paneles en posición vertical para maximizar el número de paneles instalados por unidad de superficie. Para calcular la distancia entre paneles, utilizaremos las indicaciones del pliego de condiciones del IDAE. El valor de  $h$  para el nuevo modelo de panel con la nueva inclinación es:

$$h = 1,954 * \text{sen } 35 = 1,12 \text{ metros}$$

y  $k$  sigue siendo igual a 2,65, ya que sólo depende de la latitud. A partir de estos datos tenemos que la nueva separación entre paneles es de:

$$d = k * h = 1,12 * 2,65 = 2,968 \text{ metros}$$

La distancia del saliente del edificio al primer panel es de

$$d = k * h = 0,37 * 2,65 = 0,98 \text{ metros}$$

Y del sobresalto intermedio al del primer array posterior

$$d = k * h = 1,2 * 2,65 = 3,18 \text{ metros}$$

La disposición del edificio es de nuevo  $5^\circ$  hacia el oeste, y para aprovechar mejor el espacio orientaremos los paneles igual que el edificio. Esta vez dispondremos los paneles en 4 series de 8 arrays de 5 paneles en vertical, ya que no hay problemas de viento fuerte en este lugar y de esta manera maximizamos la potencia instalada, y la solución estructural será más económica.

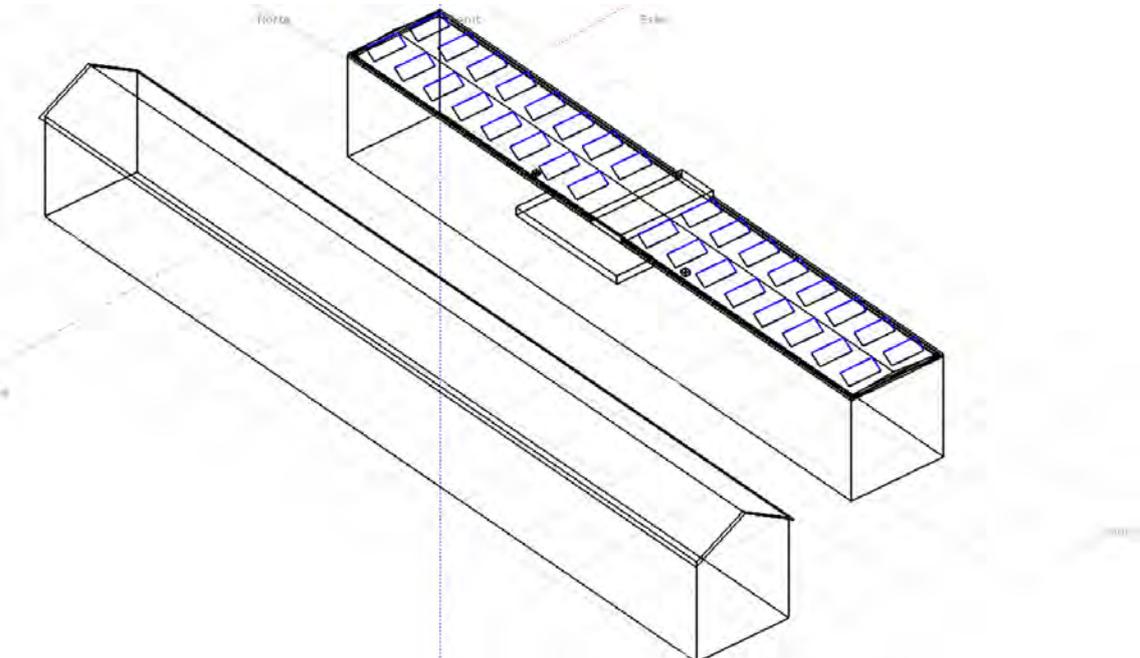


Ilustración 3. 19 Disposición de paneles en el edificio 8.

De esta manera sabemos que la cantidad de paneles que podemos instalar en esta cubierta son  $4 * 5 * 8 = 160$  paneles y que por tanto, la potencia nominal de nuestra instalación será

$$Pot_8 = 160 * 335 = 53,6 \text{ kWp}$$

El inversor que escogemos en este caso es el **Ingeteam Ingecon Sun 50**, de 50 kW de potencia nominal y un rango de tensiones que van de 405 a 750 voltios. El Factor de Dimensionado del Inversor es:

$$FDI_8 = \frac{P_{max,I}}{P_{max,G}} = \frac{50}{53,6} = 0,93$$

Que sigue estando dentro de los límites normales para España (0,85-1). La conexión de los paneles con objeto de maximizar la tensión para la potencia dada, sin salirnos de los límites restringidos por el inversor es la siguiente:

$$Np_8 = 10 \quad Ns_8 = 16$$

Lo que nos da la siguiente gráfica del conjunto:

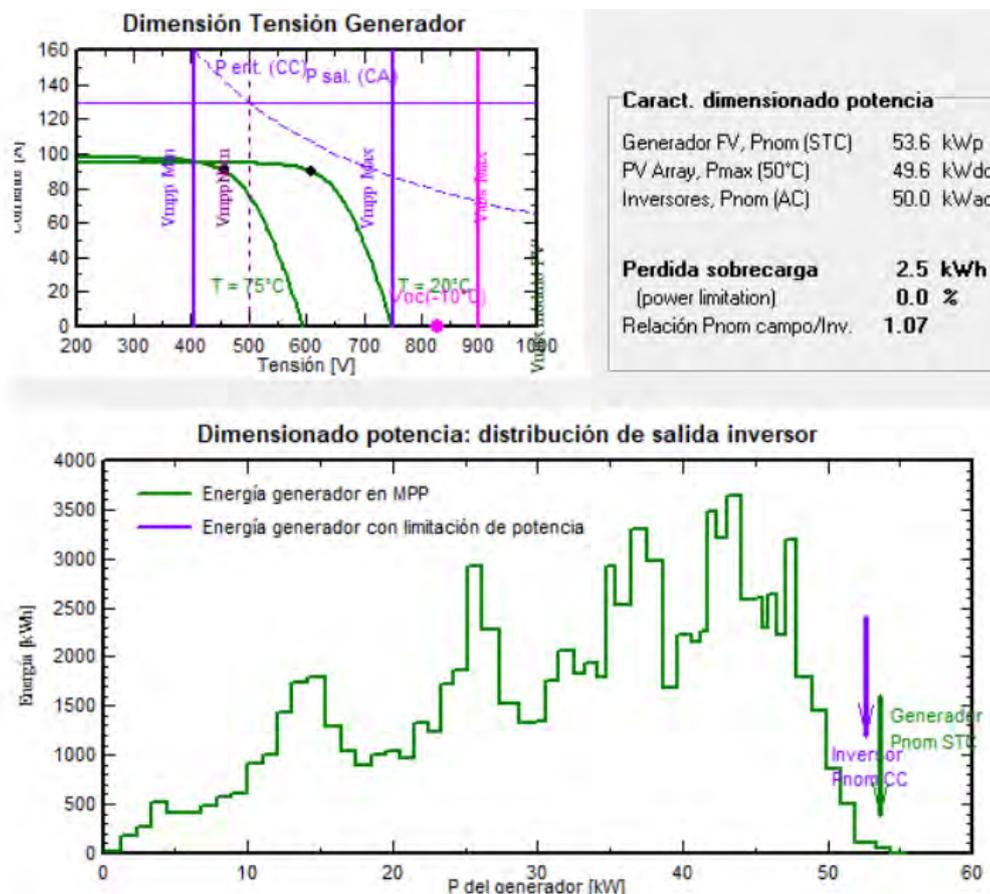


Ilustración 3. 20 Dimensionado del conjunto generador-inversor del edificio 8

Podemos comprobar que los valores de tensión de todas las situaciones posibles entran dentro del rango del inversor, y que las pérdidas por sobrecarga son despreciables. El sistema está bien dimensionado.

Ahora simulamos sombras para el solsticio de invierno, y comprobamos que tenemos 6 horas de sol directo, superior a las 4 que nos marcaba como mínimo el pliego de condiciones del IDAE.

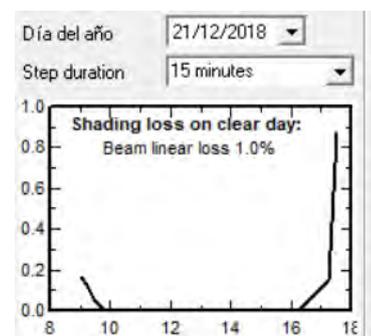


Ilustración 3. 21 Sombrado en el generador 8

La **previsión para la generación anual del generador en el edificio 8 es de 84,84 MWh/año**, con un **factor de rendimiento del 81,43%** (consideramos PR muy buenos a partir del 80%). Las mayores pérdidas se deben a la temperatura y al funcionamiento del inversor (6,2% y 5,1%, respectivamente), lo que hace que el rendimiento de la instalación sea inferior en los meses de verano, cuando más notable es el efecto de la temperatura.

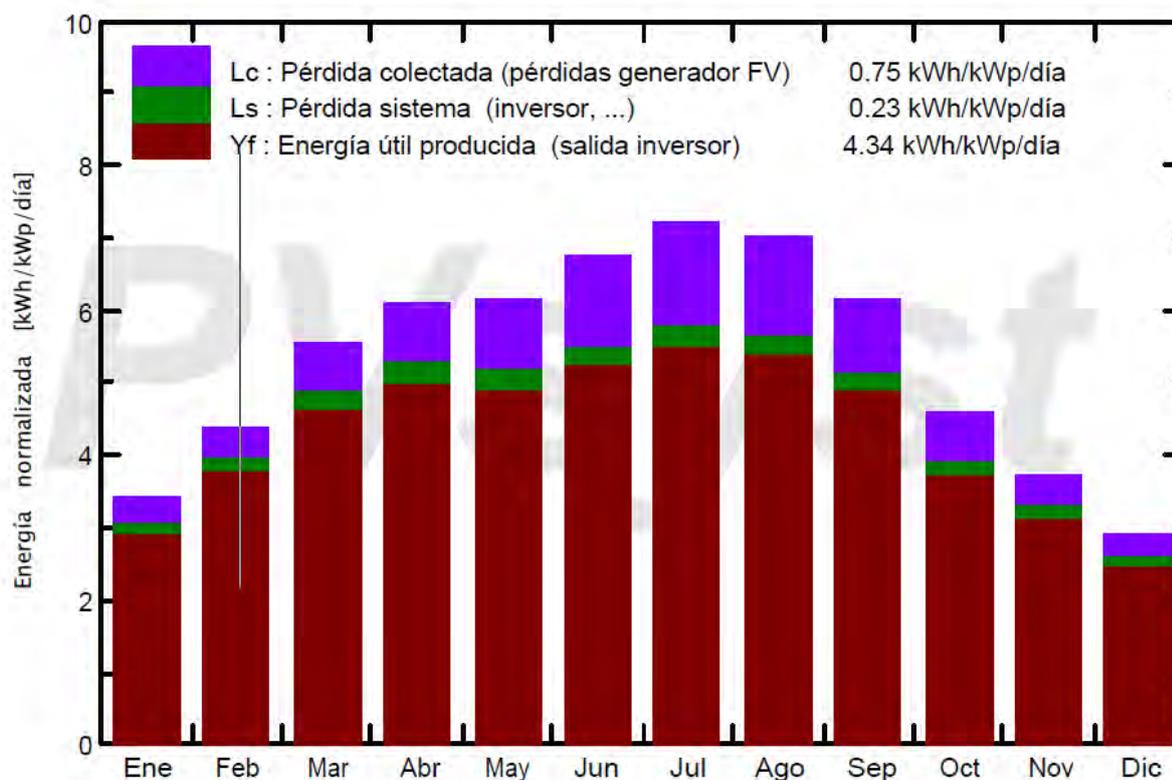


Ilustración 3. 22 Energía producida y pérdidas en el generador 8.

Las pérdidas por orientación e inclinación son del 0,1%, y las pérdidas por sombreado tienen un valor del 2,4%. Por tanto, estamos muy lejos del límite establecido del 15% de pérdidas para la suma de estos dos conceptos para este tipo de instalación.

	<i>Orientación e inclinación (OI)</i>	<i>Sombras (S)</i>	<i>Total (OI+S)</i>
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

Tabla 3. 3 Pérdidas aceptables según tipo de instalación.

Fuente: Apuntes tema 5 de generación eólica y fotovoltaica [36]

Con una superficie en cubierta de aproximadamente 1216 m<sup>2</sup>, y una superficie de paneles de 310 m<sup>2</sup>, tenemos el siguiente Ratio de Ocupación del Terreno (Ground Cover Ratio):

$$ROT_8 = \frac{\text{Superficie Paneles}}{\text{Superficie Cubierta}} = \frac{310}{1216} = 25,5 \%$$

Los valores habituales de ROT para instalaciones fotovoltaicas de estructura fija oscila entre el 18% y el 25% [16], así que podemos considerar esta cifra como bastante buena.

En términos generales, tanto por rendimiento como por ocupación del terreno podemos afirmar que se trata de una instalación viable y con un aprovechamiento alto de recursos invertidos-producción de energía.

El informe detallado de la simulación del generador 8 se encuentra en el Anexo 5.

## Análisis del edificio 9: Adolfo Posada

La siguiente cubierta que analizaremos será la del edificio 9, situado al norte del conjunto antiguo de edificios del campus. En principio este edificio no parece ser especialmente idóneo para instalación de paneles fotovoltaicos, ya que una parte importante de la cubierta está ocupada por sistemas de climatización, y en su parte sur tiene estructuras que superan la altura de la cubierta en sí. Aun así, haremos el estudio de cuanta energía se podría producir en esta cubierta.



Ilustración 3. 23 Imagen de satélite del edificio 9.

Fuente: Google Maps [17]

Tomando las medidas pertinentes creamos el siguiente modelo en PVsyst. Se ha renderizado para obtener una mejor visualización, ya que debido a la complejidad del edificio una representación a base de trazos resulta demasiado engorrosa.

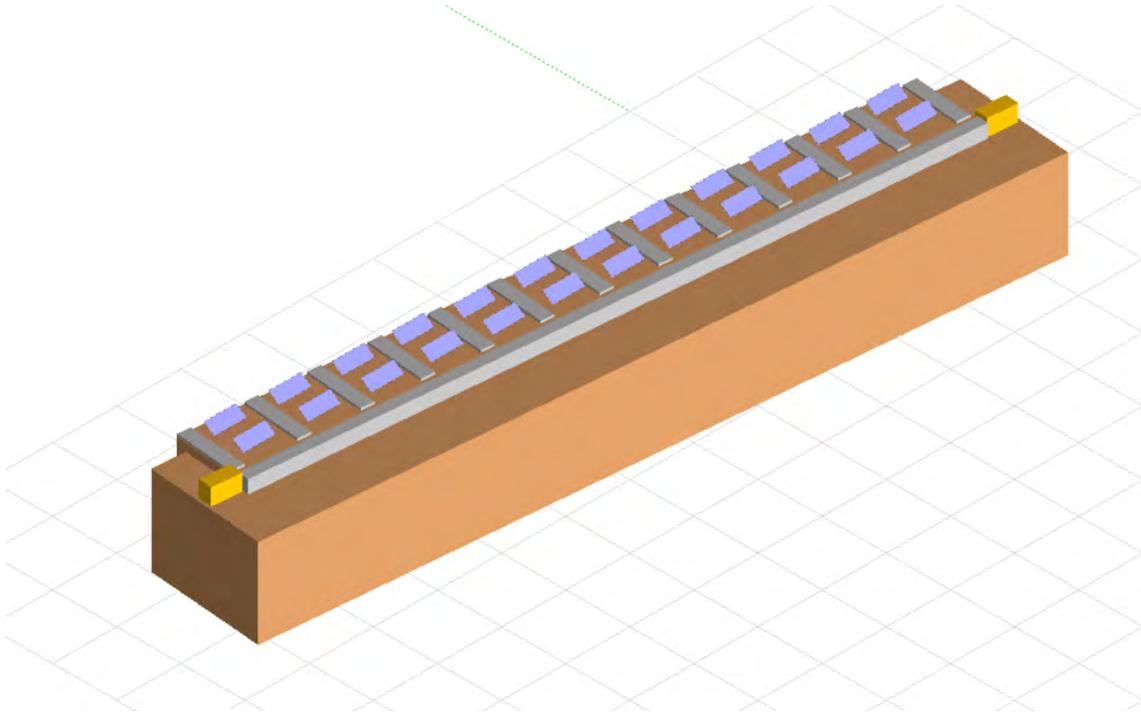


Ilustración 3. 24 Modelo del edificio 9. No hay edificios más altos alrededor que pudiesen proyectar sombras sobre el mismo.

La distancia  $d$  desde el inicio del resalto (de 1,1 m) desde la superficie donde apoyan los paneles), es:

$$d = k * h = 1,1 * 2,65 = 2,915 \text{ metros}$$

Y la distancia entre paneles sigue siendo la misma que en el caso del edificio 8 (2,968 metros), ya que utilizamos el mismo modelo y la latitud sigue siendo la misma. Esta vez los paneles no se han girado nada para adaptarse a la geometría del edificio, ya que aquí no supone una ventaja en cuanto a lo que aprovechamiento del terreno se refiere, así que se han dejado orientados al sur puro.

Tenemos 24 arrays de 5 paneles cada uno. Por tanto, la potencia nominal de nuestra instalación en el edificio 9 será:

$$Pot_9 = 24 * 5 * 335 = 40,2 \text{ kWp}$$

Con un total de 120 paneles, optaremos por la siguiente distribución:

$$Np_9 = 8 \quad Ns_9 = 15$$

El inversor elegido será el Ingeteam Ingecon Sun 40, de 40 kWp de potencia nominal. El dimensionado del conjunto generador-inversor quedaría de la siguiente manera:

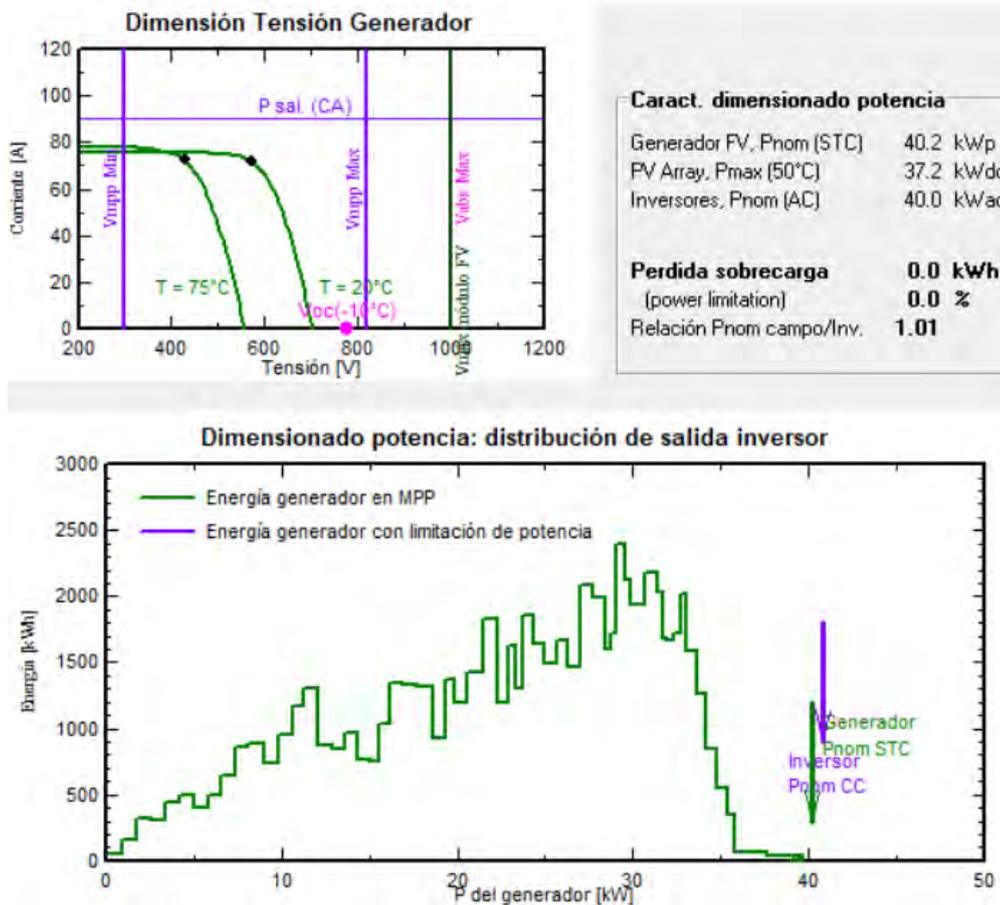


Ilustración 3. 25 Dimensionado del conjunto generador-inversor del edificio 9

Podemos apreciar que las pérdidas por sobrecarga son nulas en este caso. Esto se debe a que el Factor de Dimensionado del Inversor es relativamente alto:

$$FDI_9 = \frac{P_{max,I}}{P_{max,G}} = \frac{40}{40,2} = 0,995$$

La otra opción posible es utilizar un inversor de 33 kWp, pero el FDI se queda en 0,82, así que dado que Getafe es un lugar con bastante Sol y del que caben esperar altas producciones, preferimos escoger la opción de más potencia.

La energía anual generada por nuestro conjunto es de **64,25 MWh/año**, con un **factor de rendimiento del 82,08%**. Las pérdidas más representativas son las debidas a efectos de la temperatura (5,9%), polvo y suciedad en los paneles (3%) y sombras cercanas (2%). En este caso, al tener un inversor sobredimensionado (respecto a ejemplos anteriores), las pérdidas en el inversor son inferiores.

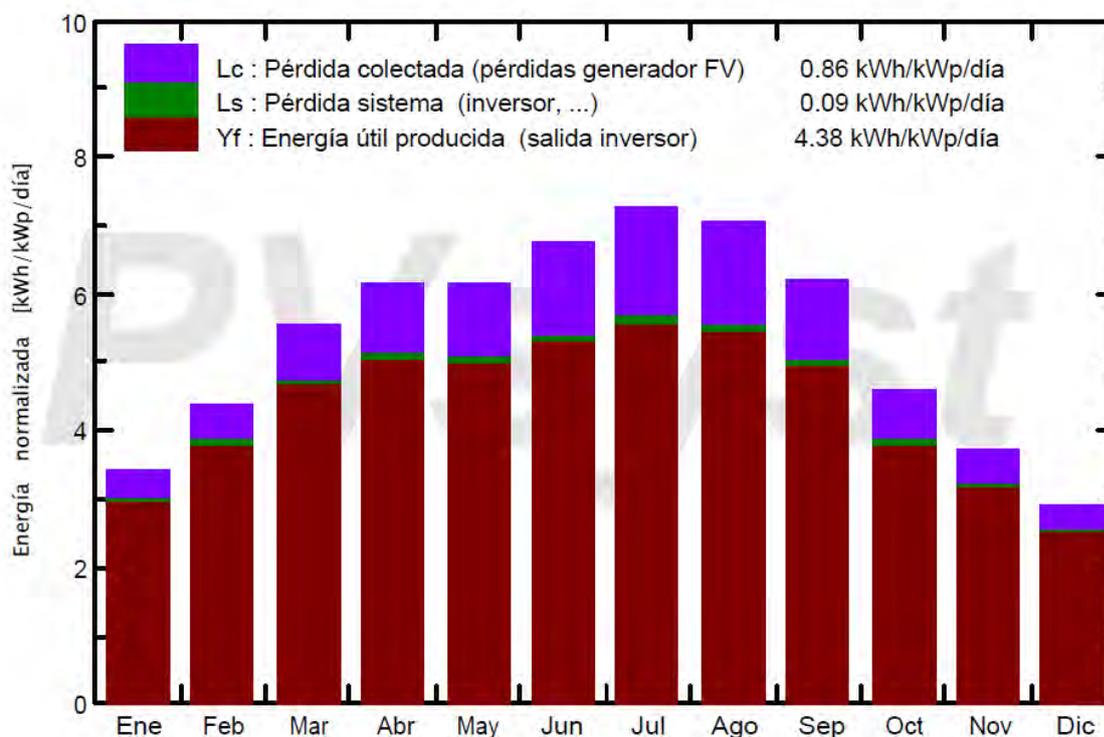


Ilustración 3. 26 Gráfico de pérdidas en el edificio 9.

De nuevo, volvemos a tener que el rendimiento de la instalación disminuye en los meses de verano debido al efecto de las pérdidas por temperatura.

El gráfico sombras cercanas para el solsticio de invierno en nuestra instalación es el mostrado en la imagen adyacente. Podemos observar que tenemos aproximadamente 4 horas y media de plena incidencia de sol sobre los paneles en el solsticio de invierno, con lo que cumplimos con las reglas establecidas por el IDAE. En el caso particular de este edificio, es bastante complicado establecer un Ratio de Ocupación del Terreno, ya que la mayor parte de la superficie de la cubierta de este edificio está ocupada por otros elementos que harían imposible instalar paneles sobre ella. Se ha ocupado toda la superficie que se considera viable desde el punto de vista técnico.

El informe detallado sobre la simulación de este edificio se encuentra en el Anexo 6.

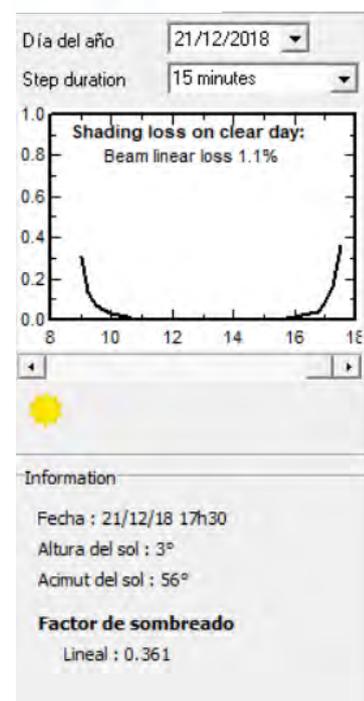


Ilustración 3. 27 Sombreado en el edificio 9.

## Análisis del edificio 10: Campomanes

Por razones prácticas, vamos a realizar la simulación de este edificio a continuación del 9. Su arquitectura es prácticamente idéntica, con la salvedad de que está rotado 180° respecto al edificio 9.



Ilustración 3. 28 Imagen de satélite del edificio 10.

Fuente: Google Maps [17]

En este caso, la distancia mínima de los paneles al resalto del borde del edificio se reduce a:

$$d = k * h = 0,37 * 2,65 = 0,98 \text{ metros}$$

Esta menor distancia nos permite separar más los paneles en el espacio disponible, a fin de minimizar aún más las pérdidas por sombreados.

Aun así, no hay espacio suficiente para colocar 3 filas de paneles en cada columna, así que seguiremos manteniendo 2 como en el caso del edificio 9. Los paneles siguen estando orientados al sur puro (azimut 0°). Con esto, realizamos el siguiente modelado del edificio con la instalación:

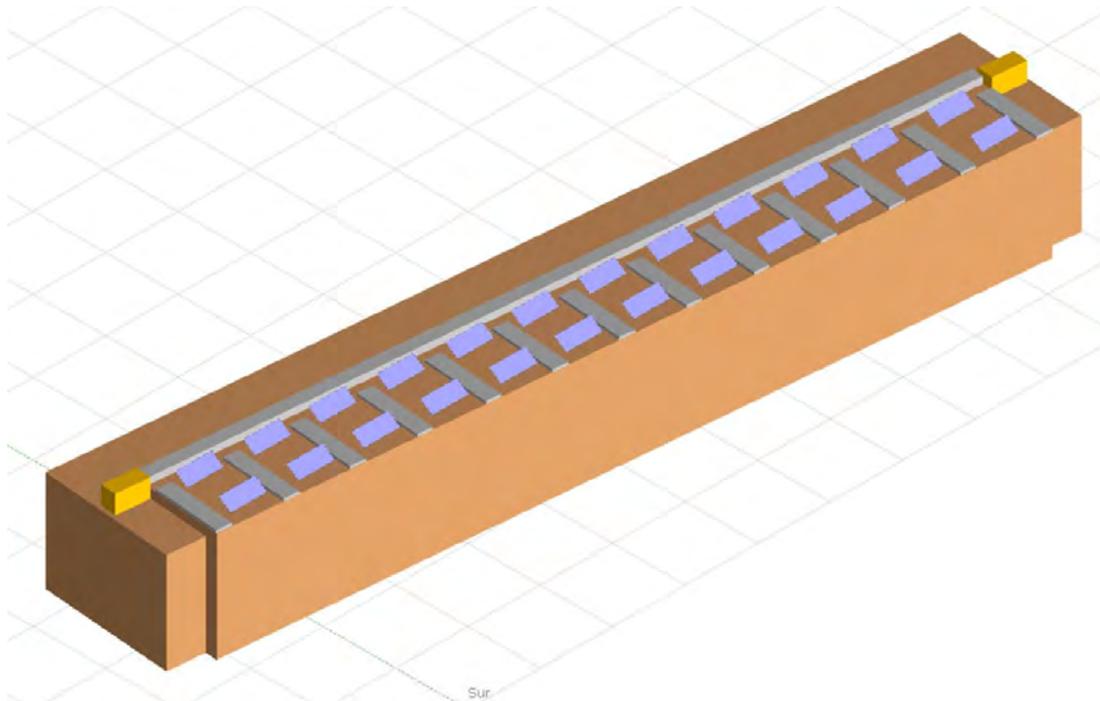


Ilustración 3. 29 Modelo del edificio 10, renderizado para mejor visualización.

Todos los demás elementos de la instalación mantienen el mismo dimensionado que en el edificio 9. Básicamente, cabe esperar un resultado muy similar pero ligeramente mejor debido a una leve disminución en las sombras.

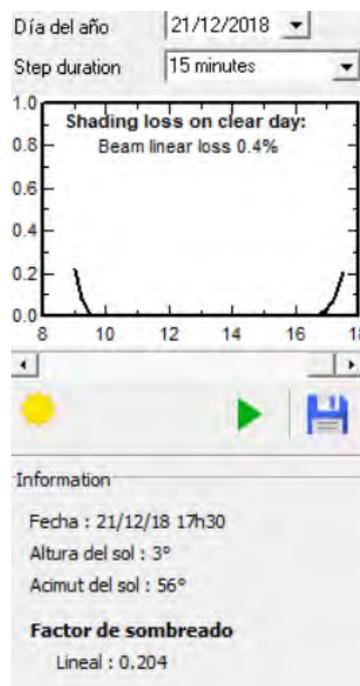


Ilustración 3. 30 Sombreado sobre los paneles del edificio 10 en el solsticio de invierno.

**La producción anual de energía para el edificio 10 es de 64,98 MWh/año, con un factor de rendimiento del 83,02 %.** Concuera con el resultado esperado. Las pérdidas

coinciden con las del edificio 9, excepto en el caso de las pérdidas debidas a sombras cercanas; ahora son del 0,9%.

El informe detallado de la simulación del edificio 10 se encuentra en el Anexo 7.

## Análisis del edificio 11: Luis Vives

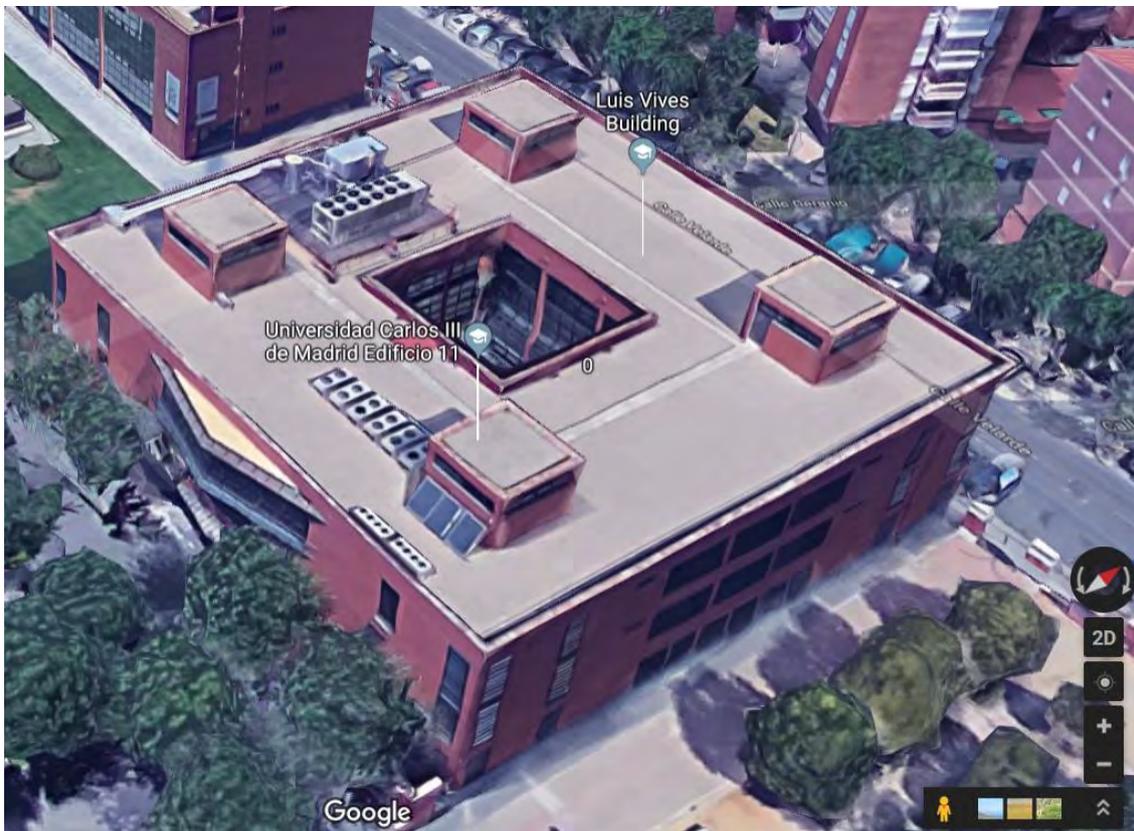


Ilustración 3. 31 Edificio 11 del campus de Getafe.

Fuente: Google Maps [17]

Nos disponemos ahora a realizar el estudio sobre el edificio 11. Se trata de un edificio de planta cuadrada con un patio de luces en su centro y con cuatro resaltes.

Un aspecto curioso respecto a la arquitectura en el casco urbano de Getafe es que, a causa de su cercanía respecto a la base aérea de Getafe, la altura de los edificios está estrictamente restringida por normativa. Es por ello que en el área urbana de Getafe es muy difícil encontrar edificios de más de 5 plantas, a diferencia de los edificios típicos de la mayoría de localidades aledañas. Esto se traduce en que la altura de la muchas de las edificaciones de Getafe es la misma, definida por este límite, y que por tanto los edificios construidos en base a este límite no tendrán a su alrededor edificios más altos que puedan proyectar sombras.

La arquitectura del edificio hace complicado seguir un patrón definido a la hora de instalar paneles, así que los instalaremos donde sea posible. Como restricciones tenemos las siguientes distancias para evitar sombreados:

Distancia al borde del edificio:

$$d = k * h = 0,37 * 2,65 = 0,98 \text{ metros}$$

Distancia tras cada uno de los cuatro resaltes:

$$d = k * h = 3 * 2,65 = 7,95 \text{ metros}$$

Distancia tras los equipos de climatización lado oeste

$$d = k * h = (1,80 + 0,35) * 2,65 = 5,68 \text{ metros}$$

Distancia tras los equipos de climatización lado sur

$$d = k * h = 0,6 * 2,65 = 1,6 \text{ metros}$$

Nos queda la siguiente disposición:

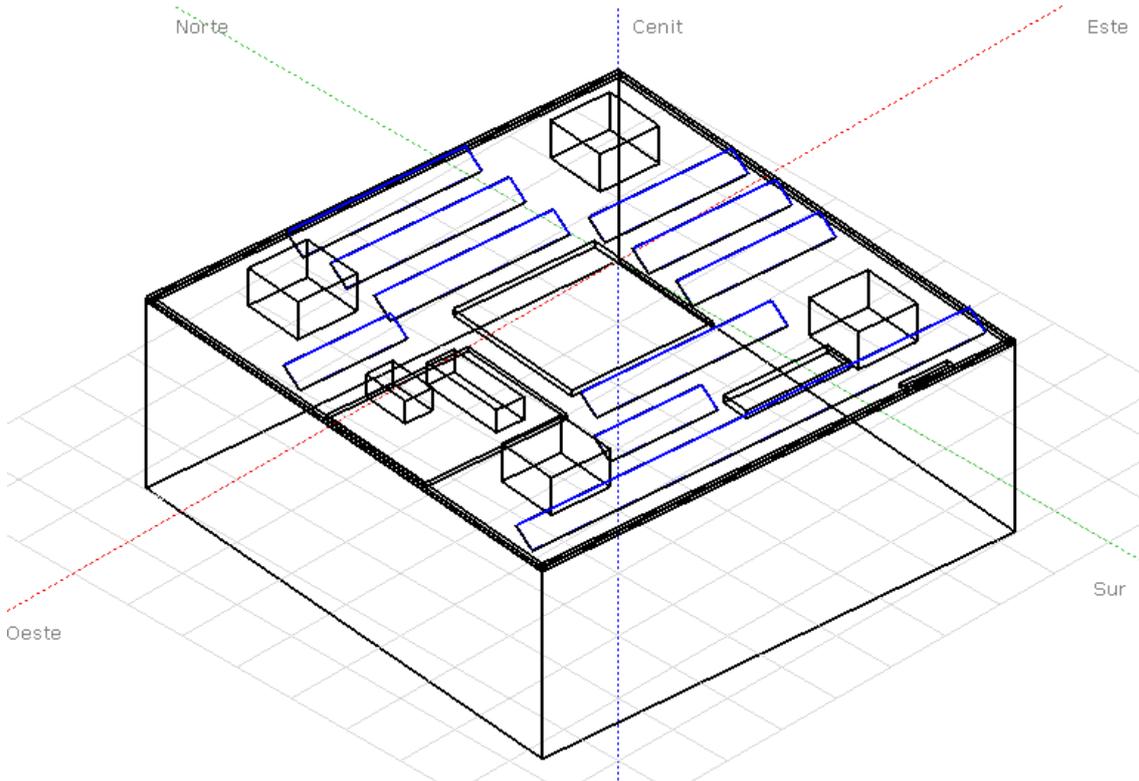


Ilustración 3. 32 Modelado edificio 11

Como se ha mencionado arriba, las características de esta cubierta no permiten realizar una disposición uniforme de los paneles.

El generador consta de 153 paneles, por lo tanto, la potencia nominal del conjunto es:

$$Pot_{11} = 153 * 335 = 51,255 \text{ kWp}$$

La conexión que hemos elegido es la siguiente:

$$Np_{11} = 9 \quad Ns_{11} = 17$$

Y el inversor elegido será el Ingeteam Ingecon Sun 50. El FDI en este generador será:

$$FDI_{11} = \frac{P_{max,I}}{P_{max,G}} = \frac{50}{51,225} = 0,9755.$$

Valor que indica que el inversor puede estar ligeramente sobredimensionado, pero es un valor aceptable para una instalación en España.

El dimensionado generador inversor quedaría de la siguiente manera:

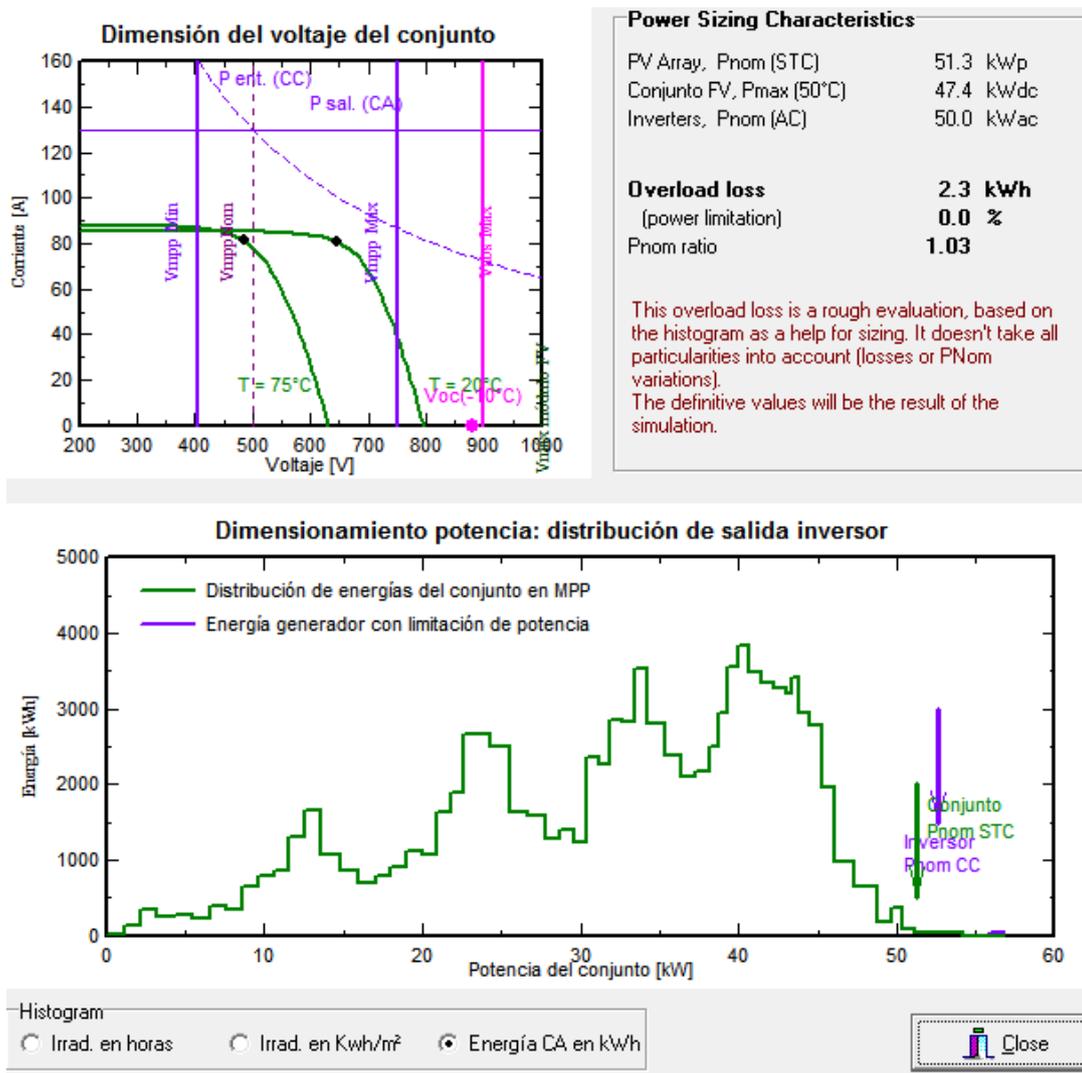


Ilustración 3. 33 Dimensionado del conjunto generador-inversor 11

Podemos observar que todos los valores de potencia posibles entran dentro del rango de potencias del generador, y que las pérdidas por sobrecarga son despreciables. Ahora podemos realizar la simulación.

La producción anual de energía en el edificio 11 es de **84,14 MWh/año**, con un **factor de rendimiento (Performance Ratio) del 79,01 %**. Las mayores pérdidas son las debidas a los efectos de la temperatura (5,31%), al inversor (4,95%) y a las sombras cercanas (3,71%), que en el caso de este edificio son más relevantes que en los edificios anteriores. Aún así el rendimiento de la instalación sigue siendo bueno.

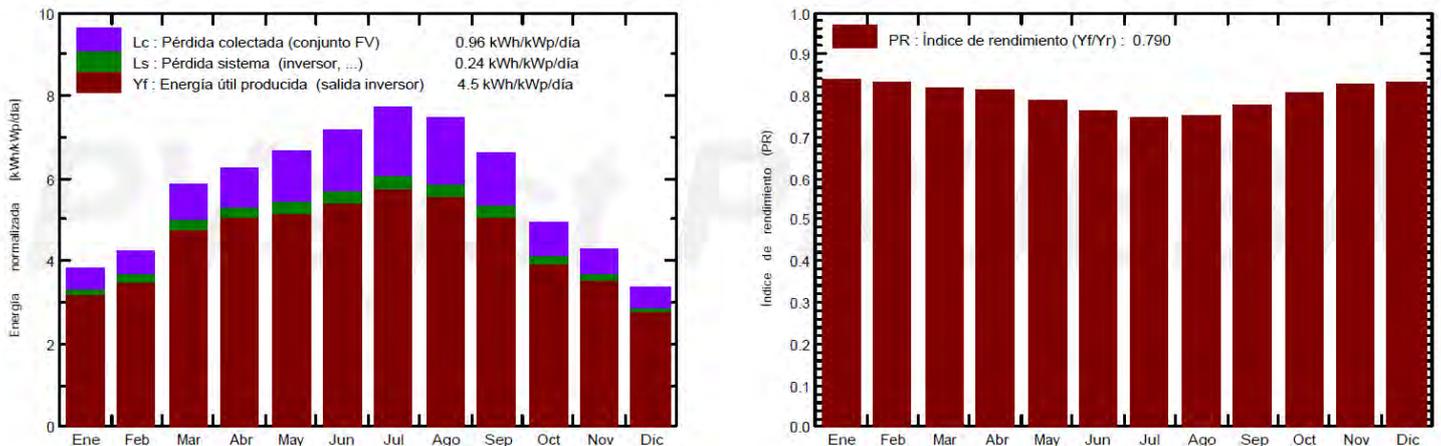


Ilustración 3. 34 Evolución mensual de las pérdidas y el rendimiento del generador 11 a lo largo del año.

Como en casos anteriores, se puede apreciar un aumento proporcional de pérdidas en los meses más calurosos. Sin embargo, a diferencia de casos anteriores, podemos ver que las pérdidas en los meses en los que el sol está bajo en el horizonte son proporcionalmente mayores que en casos anteriores, debido a que las pérdidas por sombras cercanas son más significativas.

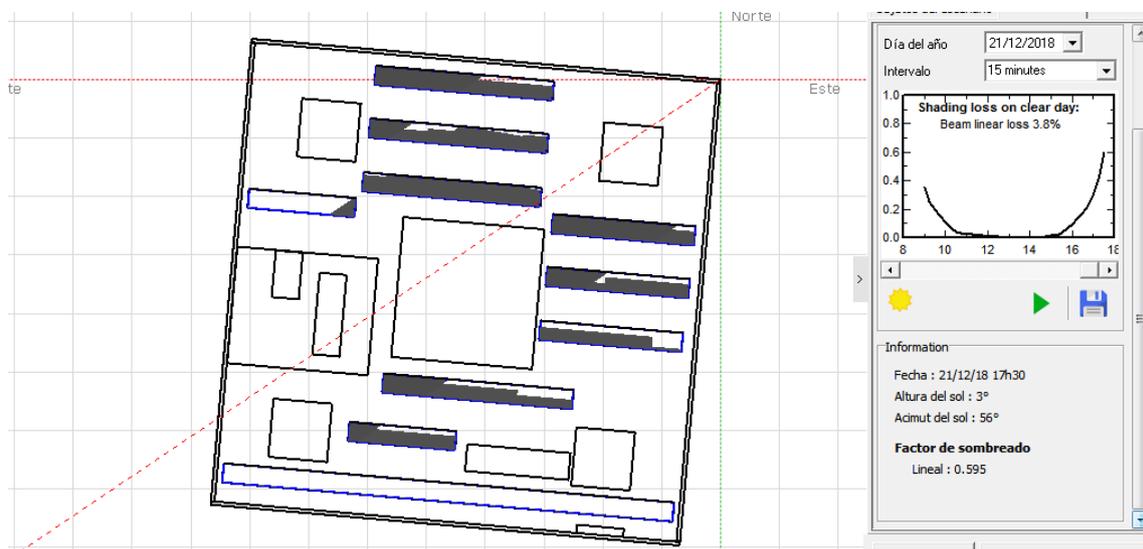


Ilustración 3. 35 Sombreados en el generador 11.

En la imagen superior tenemos el análisis de sombras. Vemos que desde las 11 hasta las 15 horas no tenemos incidencia de sombreado sobre los paneles durante el solsticio de invierno, por tanto, cumplimos con las 4 horas de sol directo que se establece en el pliego de condiciones técnicas del IDAE.

## Análisis del edificio 12: Biblioteca de Ciencias Sociales y Jurídicas

Este edificio guarda ciertas similitudes con el edificio 11, pero no es exactamente igual (como el caso de los edificios 9 y 10). De nuevo, la naturaleza de esta cubierta nos obliga a realizar una distribución de los paneles no uniforme.

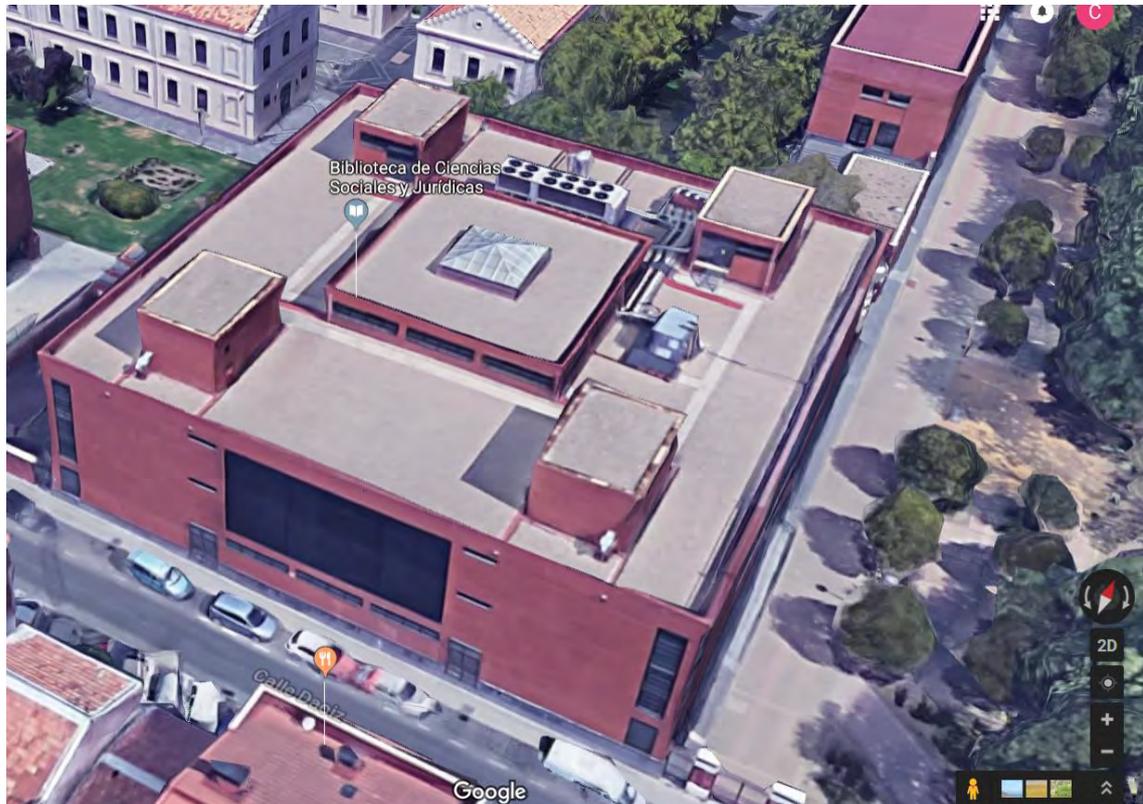


Ilustración 3. 36 Edificio 12 del campus de Getafe.

Fuente: Google Maps [17]

La distancia de los paneles al borde sur del edificio vuelve a ser:

$$d = k * h = 0,37 * 2,65 = 0,98 \text{ metros}$$

La distancia de los paneles a los resaltes situados en las cuatro esquinas será:

$$d = k * h = 3,5 * 2,65 = 9,275 \text{ metros}$$

Y la distancia respecto de la estructura central será:

$$d = k * h = 1,9 * 2,65 = 5,035 \text{ metros}$$

La disposición de los paneles en la cubierta queda de la siguiente manera:

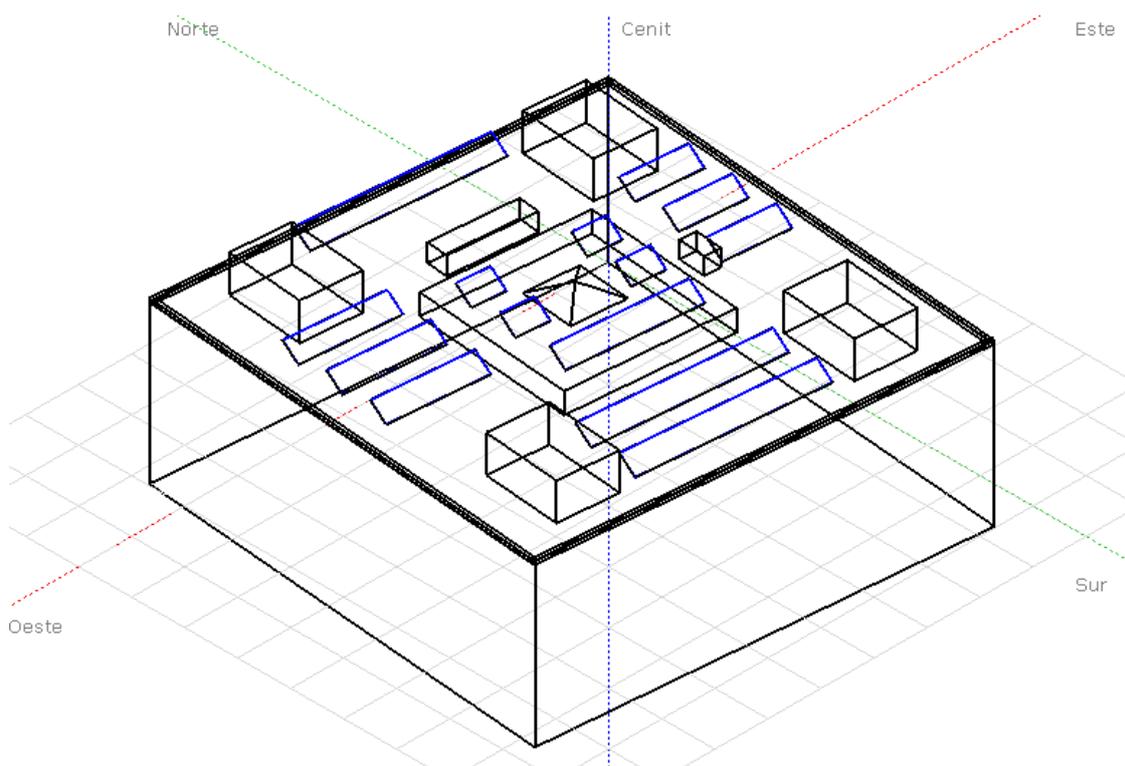


Ilustración 3. 37 Modelo del edificio 12

Tenemos un total de 120 paneles, en disposición irregular con objeto de maximizar la producción de energía. La potencia del generador será:

$$Pot_{12} = 120 * 335 = 40,2 \text{ kWp}$$

La conexión elegida de los paneles es la siguiente:

$$N_{p_{12}} = 12 \quad N_{S_{12}} = 10$$

El inversor que utilizaremos en esta ocasión será el Ingeteam Ingecon Sun 40, de 40 kW de potencia. El Factor de Dimensionado del Inversor es:

$$FDI_{12} = \frac{P_{max,I}}{P_{max,G}} = \frac{40}{40,2} = 0,995$$

Es un valor entre 0,85 y 1, por tanto, es adecuado para la zona en la que estamos realizando la instalación.

Realizamos el dimensionado del conjunto generador-inversor y tenemos lo siguiente:

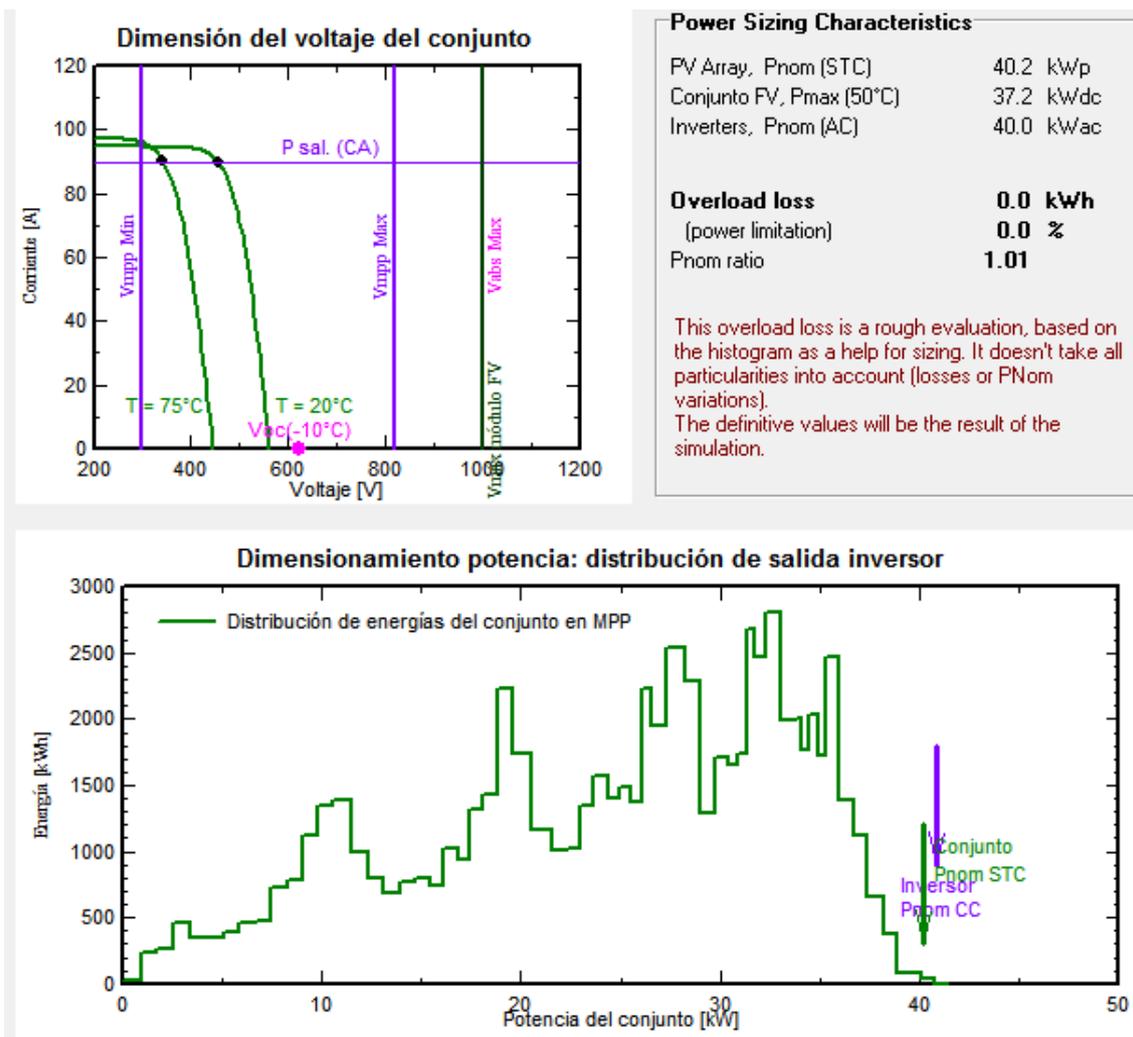


Ilustración 3. 38. Dimensionado del conjunto generador-inversor del edificio 12

Podemos observar que todos los valores de tensiones y corrientes están dentro de los valores admitidos por el inversor. Podemos realizar la simulación.

**La energía anual producida es 62,0 MWh/año, con un factor de rendimiento del 79,39%.** Las mayores pérdidas en esta instalación proceden de los efectos de la temperatura, que suponen un 5,88% del total. Las otras pérdidas más representativas son las producidas por los sombreados cercanos, que suponen un 5,48%.

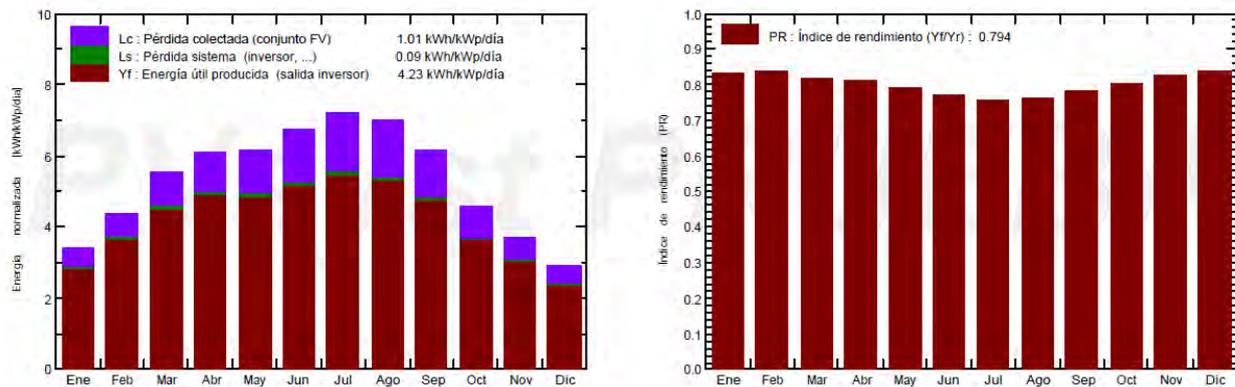


Ilustración 3. 39 Evolución mensual de las pérdidas y el rendimiento en el generador 12 a lo largo del año

Como viene ocurriendo en el resto de casos, las pérdidas representan una mayor cantidad sobre el total en los meses más calurosos.

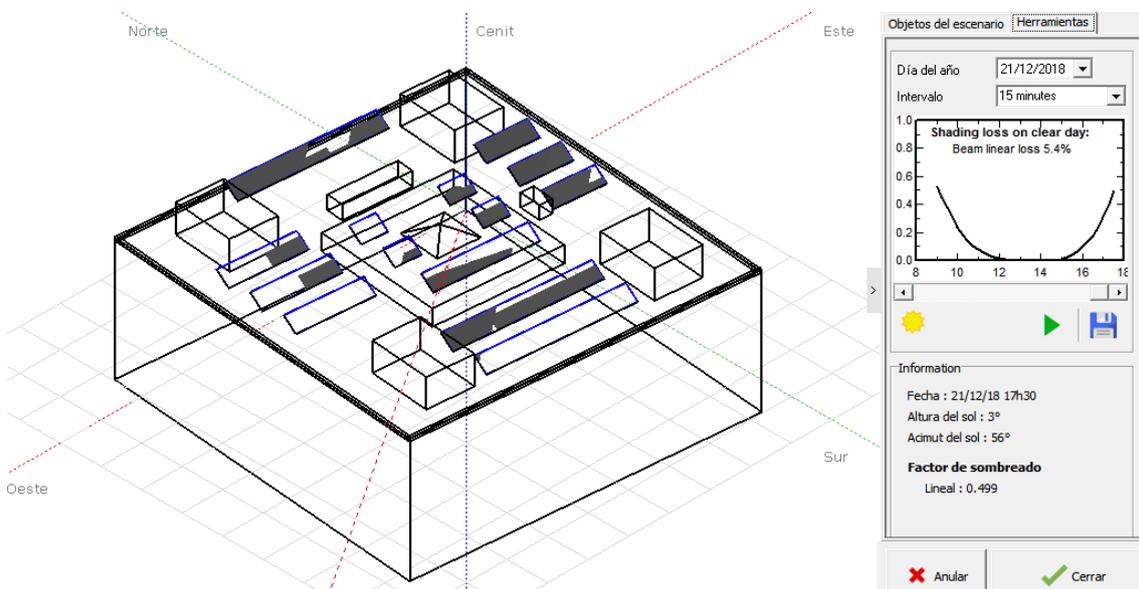


Ilustración 3. 40 Sombreados sobre el generador 12

El diagrama de sombras cercanas se muestra a la derecha. Aunque no cumple estrictamente con las 4 horas de sol pleno dictadas en el pliego de condiciones técnicas del IDAE, sí que la cantidad de sombras entre las 11 y las 15 horas del solsticio de invierno es pequeña, así que lo tomaremos como válido. Además, el Performace Ratio de la instalación es de casi 0,80, un valor óptimo, por lo tanto podemos afirmar que la instalación es eficiente pese a no cumplir estrictamente esta condición. Para llegar a tener un diagrama de sombreado razonable como el que se muestra, hemos tenido que jugar con la disposición de los arrays y simular varias veces, esa es la razón por la que la colocación de paneles en este edificio puede parecer caótica, pero es la más eficiente.

## Análisis del edificio 15: López Aranguren

El siguiente edificio que analizaremos es el López Aranguren. Se encuentra en otra zona del campus, esta ya carente de edificios históricos.



Ilustración 3. 41 Imagen de satélite del edificio 15 del campus de Getafe.

Fuente: Google Maps [17]

La distancia de los paneles al borde sur del edificio será:

$$d = k * h = 1 * 2,65 = 2,65 \text{ metros}$$

Y la distancia respecto a las estructuras de la cubierta del edificio será:

$$d = k * h = 3,5 * 2,65 = 9,275 \text{ metros}$$

Se han instalado un total de 160 paneles, lo que da nos da una potencia total instalada de:

$$Pot_{15} = 160 * 335 = 53,6 \text{ kWp}$$

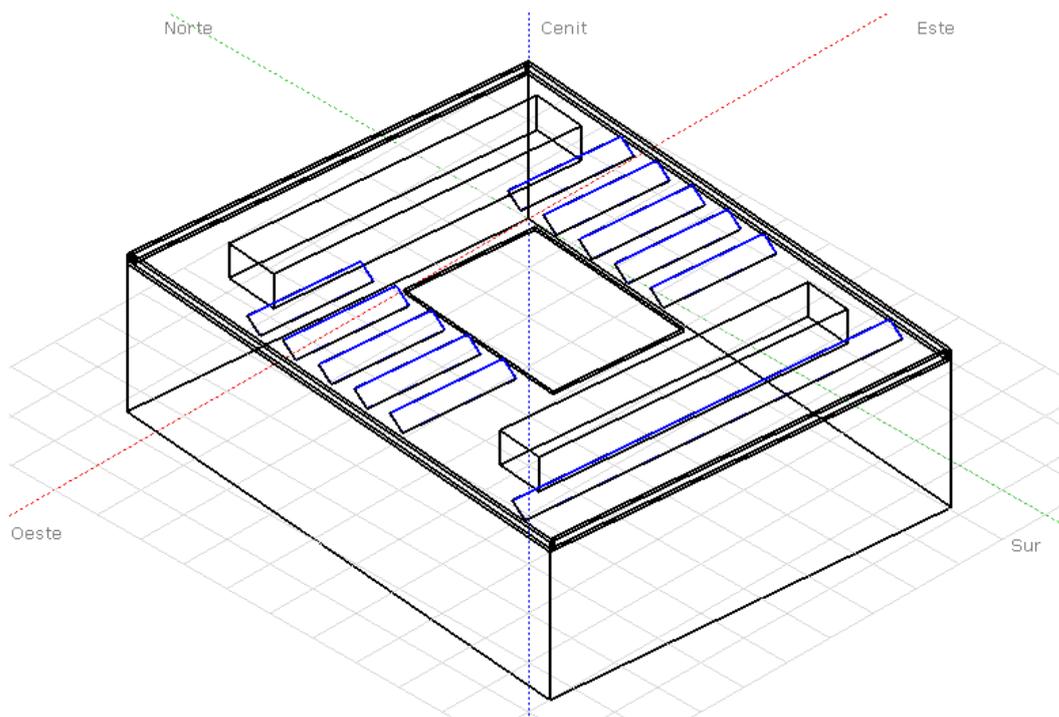


Ilustración 3. 42 Modelo del edificio 15

En un total de 130 paneles conectados del siguiente modo:

$$N_{p_{15}} = 10 \quad N_{S_{15}} = 16$$

El inversor elegido en esta ocasión es el Ingeteam Ingecon Sun 50, de 50 kWp. El dimensionado del conjunto generador-inversor quedaría:

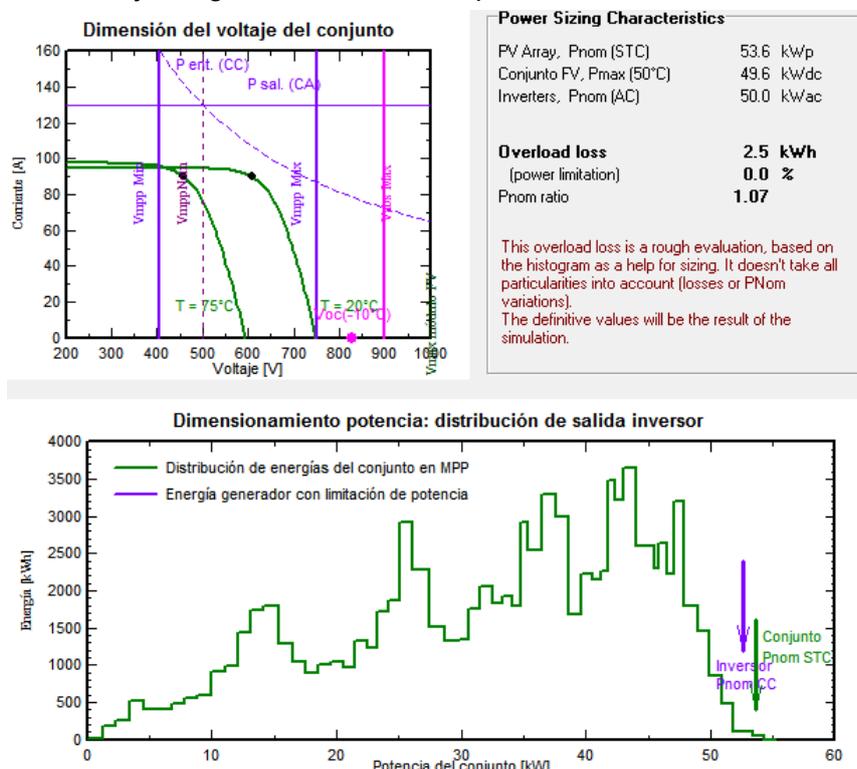


Ilustración 3. 43 Dimensionado generador-inversor en el edificio 15

Podemos comprobar que los valores de tensión y corriente generados en los paneles entran dentro del rango del inversor. Las pérdidas por sobrecarga son pequeñas, ya que el inversor está dimensionado para una potencia muy cercana a la del generador:

$$FDI_{15} = \frac{P_{max,I}}{P_{max,G}} = \frac{50}{53,6} = 0,933$$

La **producción de energía anual en el generador 15 es de 81,31 MWh/año, con un rendimiento del 78,08 %**. Las pérdidas más significativas son las debidas a los efectos de la temperatura, que suponen un 5,87% del total, y las debidas a sombreados cercanos, que son del 4%.

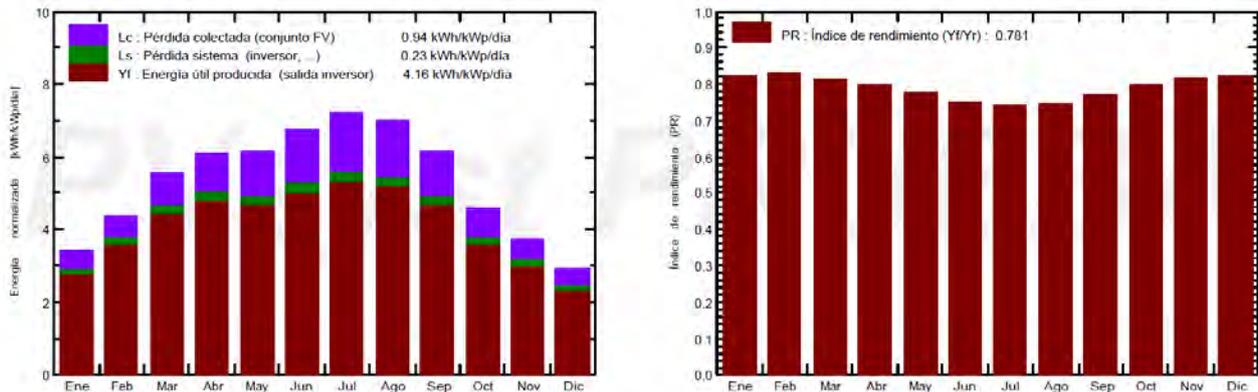


Ilustración 3.45 Evolución mensual de las pérdidas y el rendimiento en el generador 15 a lo largo del año

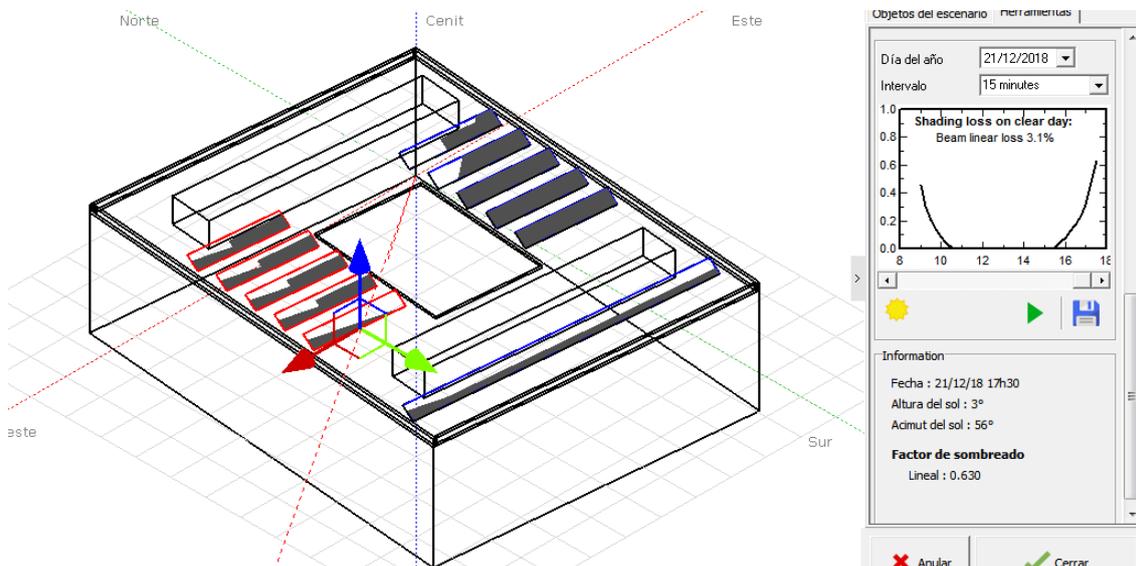


Ilustración 3.44 Efectos de las sombras cercanas sobre la instalación del edificio 15.

Como en análisis anteriores, podemos ver que las pérdidas aumentan en los meses más calurosos y el rendimiento decrece, debido a la disminución de producción que conlleva un aumento en la temperatura.

Podemos apreciar en la gráfica 3.44 que durante el solsticio de invierno tenemos más de 4 horas de sol directas sobre todos los paneles, con lo que cumplimos con lo establecido en el pliego de condiciones técnicas del IDAE. Las sombras representadas en la figura corresponden con las que se proyectarían sobre los paneles el 21 de diciembre en el momento de la puesta de sol.

El informe detallado de la simulación para el edificio 15 se encuentra en el Anexo 8.

## Análisis del edificio 16: Cafetería de Humanidades

El siguiente edificio que vamos a analizar es el 16, la cafetería de humanidades. Se encuentra al norte del edificio 15 y es de menor altura. Por tanto en el estudio de sombreado tendremos que incluir ambos edificios, porque es probable que el 15 proyecte sombras sobre el 16.



Ilustración 3. 46 Imagen de satélite del edificio 16.

Fuente: Google Maps [17]

Debido a la peculiar forma de este edificio, lo modelaremos como un prisma rectangular y tres prismas triangulares; la forma resultante será bastante similar a la del edificio real, pero nos aseguraremos de que la disposición de los paneles cumpla con las medidas para que se puedan instalar en la realidad.

En este caso la única distancia que debemos tener en cuenta es la separación entre paneles, que será la misma que en apartados anteriores. Se han instalado 80 paneles, orientados con azimut 5° para adaptarse a la geometría del edificio y maximizar la potencia instalada:

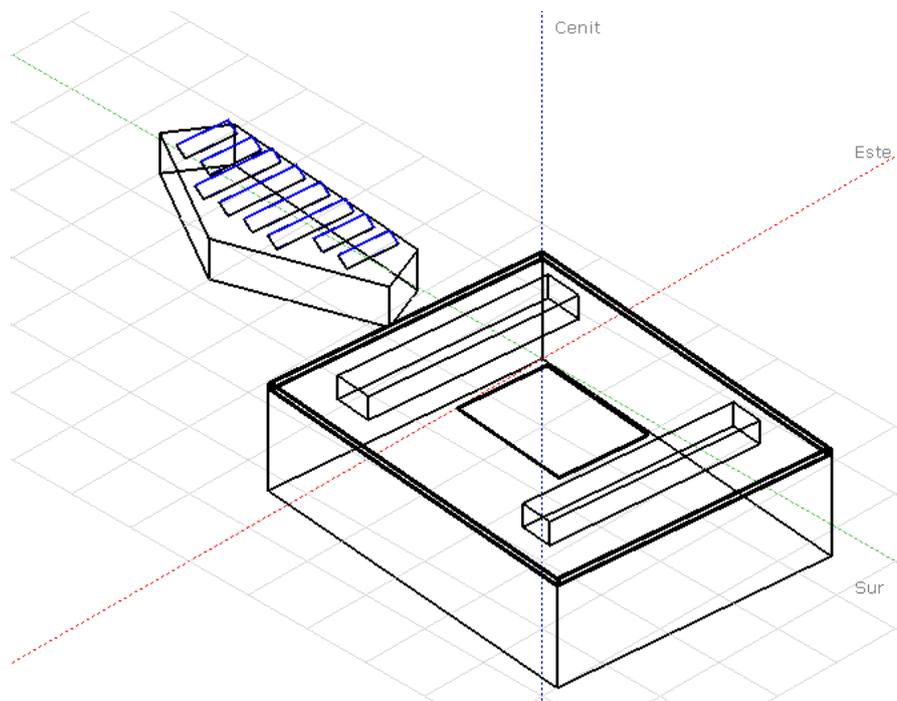


Ilustración 3. 47 Modelado del generador del edificio 16, con el edificio 15 al Sur.

$$Pot_{16} = 80 * 335 = 26,8 \text{ kWp}$$

La conexión entre los paneles será:

$$N_{p_{16}} = 8 \quad N_{s_{16}} = 10$$

En este caso escogeremos un **inversor modelo Ingeteam Ingecon Sun 25**, de 25 kWp.

El Factor de Dimensionado del Inversor en esta instalación es:

$$FDI_{16} = \frac{P_{max,I}}{P_{max,G}} = \frac{25}{26,8} = 0,9328$$

Estamos dentro de los valores habituales para este emplazamiento.

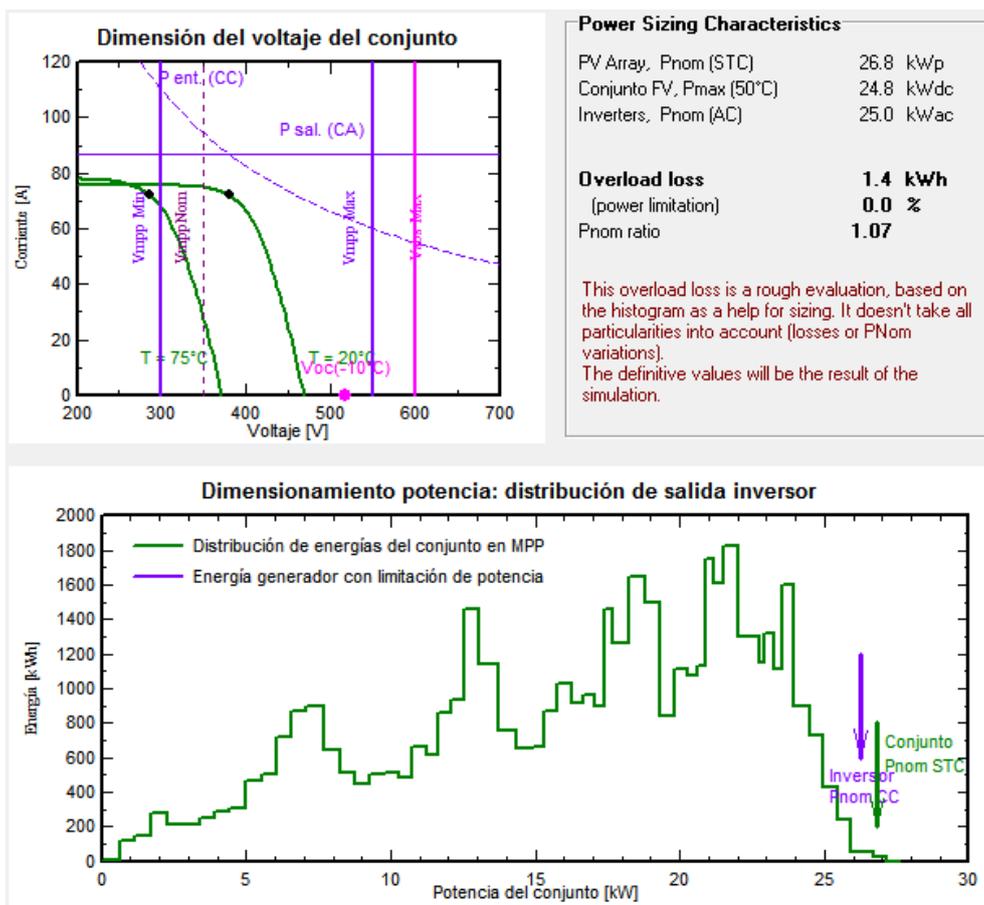


Ilustración 3. 48 Dimensionado del conjunto generador-inversor en el edificio 16.

En la gráfica de dimensionado podemos observar que tanto los valores de tensión como de corriente generados por los paneles entran dentro de los valores que admite el inversor.

La **producción anual de energía en el edificio 16 es de 40,51 MWh/año, y el rendimiento de la instalación es del 77,81%**. Las mayores pérdidas son a consecuencia de los efectos de la temperatura (5,85%), al inversor (4,81%) y al sombreado cercano (4,51%).

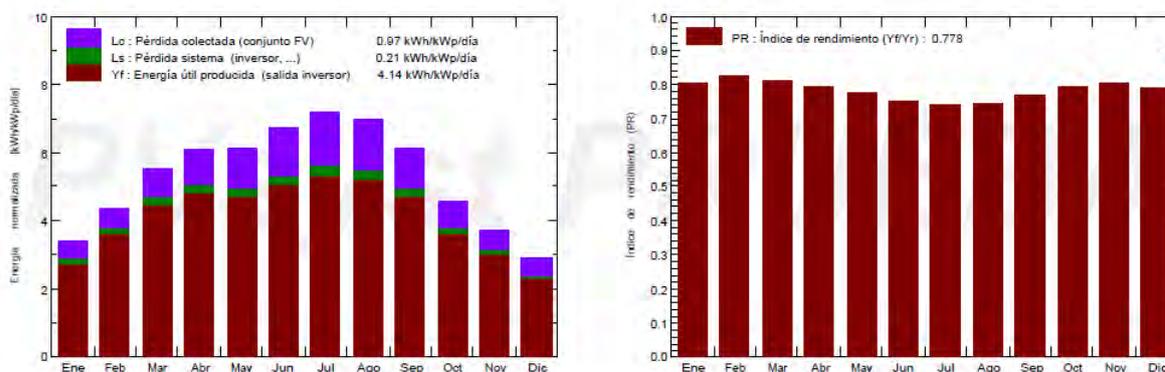


Ilustración 3. 49 Evolución mensual de las pérdidas y el rendimiento en el generador 16

La lectura de estos resultados es similar a la de los casos anteriores.

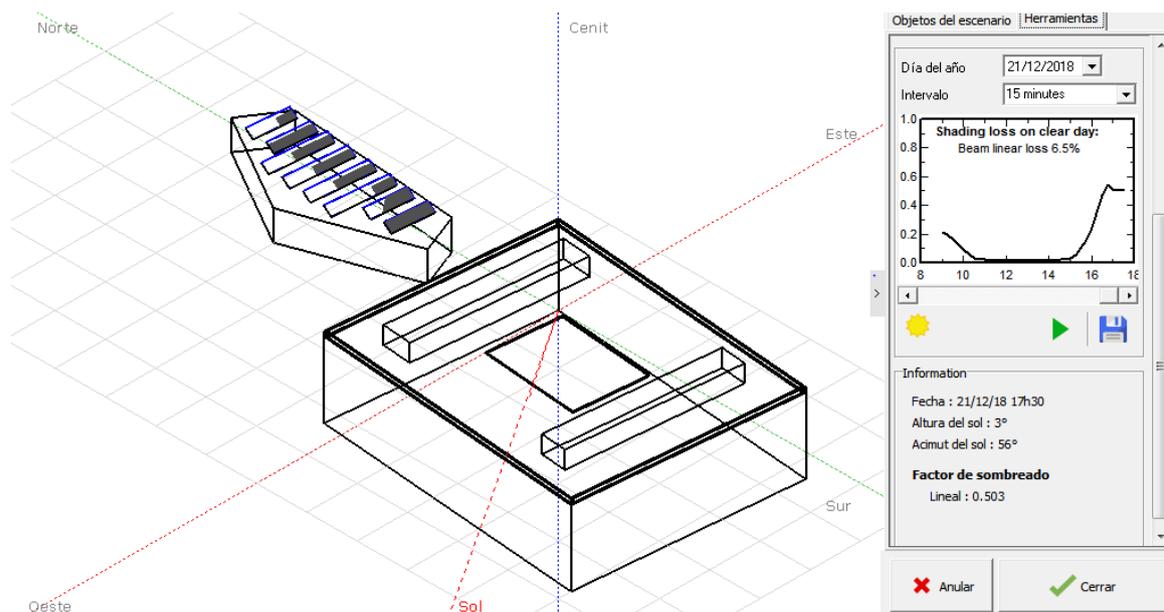


Ilustración 3. 50 Sombreados cercanos en el generador 16

De nuevo, tenemos que desde las 11 hasta las 15 horas no tenemos ningún tipo de sombra sobre los paneles durante el solsticio de invierno, lo que significa que cumplimos con las directrices establecidas en el pliego de condiciones técnicas del IDAE.

Los resultados detallados de esta simulación están recogidos en el Anexo 9.

## Análisis del edificio 14: Concepción Arenal

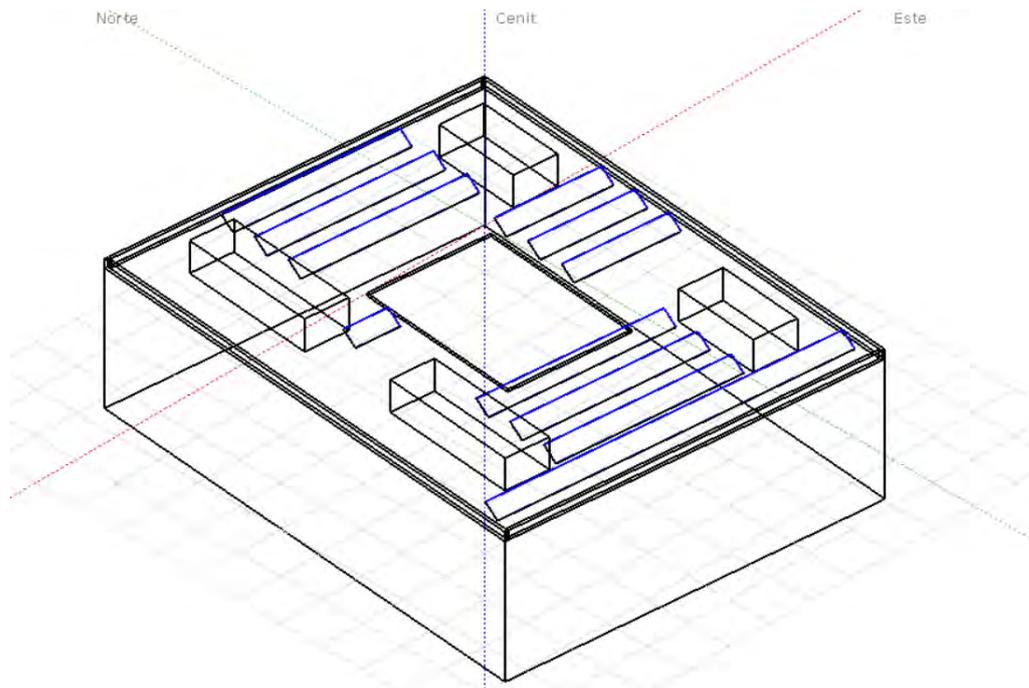
El siguiente edificio a estudiar es el último del sector noreste de la universidad. Arquitectónicamente es similar al edificio 15, pero sin embargo la disposición de los elementos en la cubierta va a hacer que la colocación de los paneles sea totalmente distinta.



Ilustración 3. 51 Imagen de satélite del edificio 14.

Fuente: Google Maps [17]

Las distancias al borde sur del edificio, a los elementos de la cubierta y entre los paneles son las mismas que en el edificio 15. El modelo que hemos creado y la disposición de los paneles en la cubierta es la siguiente:



Modelado del edificio 14

Tenemos 204 módulos. Por tanto, la potencia total del generador es:

$$Pot_{14} = 204 * 335 = 68,34 \text{ kWp}$$

La conexión de los paneles es la siguiente:

$$Np_{14} = 12 \quad Ns_{14} = 17$$

El **inversor seleccionado para este generador es el Ingeteam Ingecon Sun 60**, de 60 kWp. El Factor de Dimensionado del Inversor es:

$$FDI_{14} = \frac{P_{max,I}}{P_{max,G}} = \frac{60}{68,34} = 0,878$$

Es un valor adecuado para esta localización.

El dimensionado del conjunto generador-inversor queda de la siguiente manera:

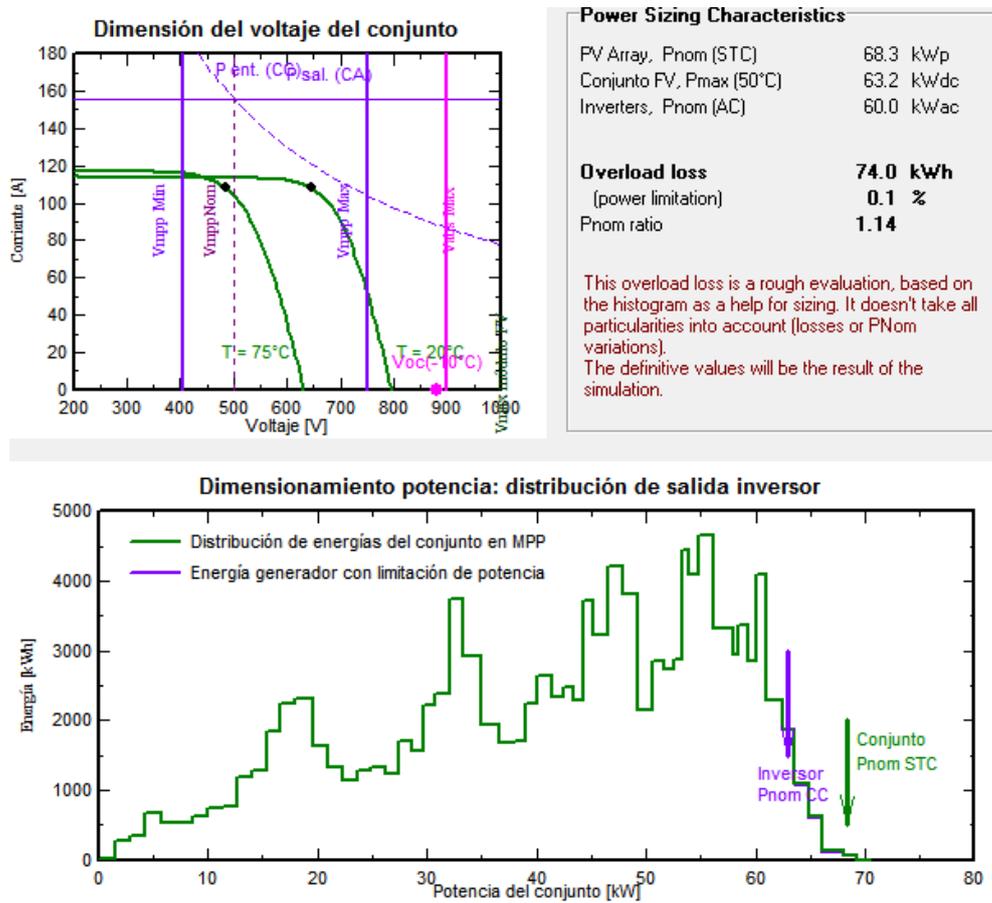


Ilustración 3. 52 Dimensionado del conjunto generador-inversor del edificio 14

Comprobamos que los datos de tensión y corriente aportado por el generador están dentro de los valores admitidos por el inversor, y que las pérdidas por sobrecarga son bajas. Ahora podemos realizar la simulación.

La **energía anual generada en el edificio 14 es de 100,6 MWh/año, con un rendimiento del 75,75%**. Las pérdidas más significativas en este caso son las debidas al sombreado (7,25%). Recordemos que en este tipo de instalaciones es admisible hasta un 10% de pérdidas debidas a sombras, siempre que la suma de pérdidas por sombreado y por no orientar el óptimo no supere el 15% (en este caso suman 7,3%, por lo que es perfectamente asumible). Las siguientes pérdidas más significativas son las causadas por la temperatura, como viene siendo habitual (5,8%).

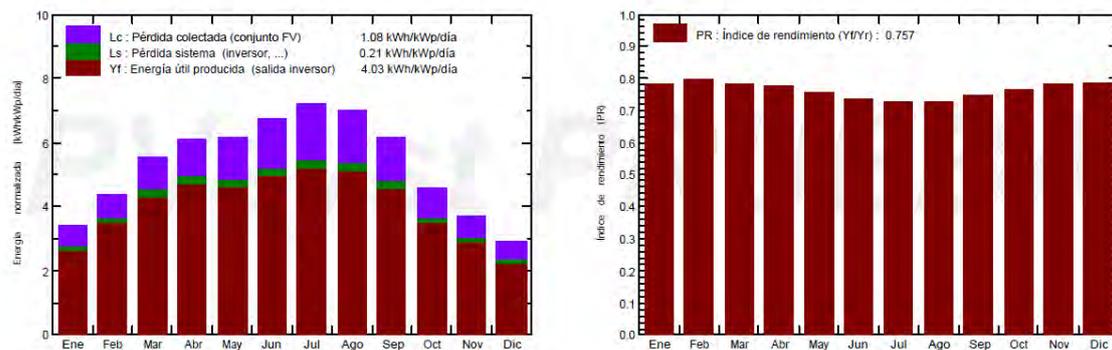


Ilustración 3. 53. Evolución mensual de las pérdidas y del rendimiento en el generador 14.

Observamos que el rendimiento se resiente en los meses más cálidos. Sin embargo, en este caso el efecto de las sombras es especialmente destacable, y se producen importantes pérdidas también en los meses de invierno debido al camino más bajo que recorre el Sol.

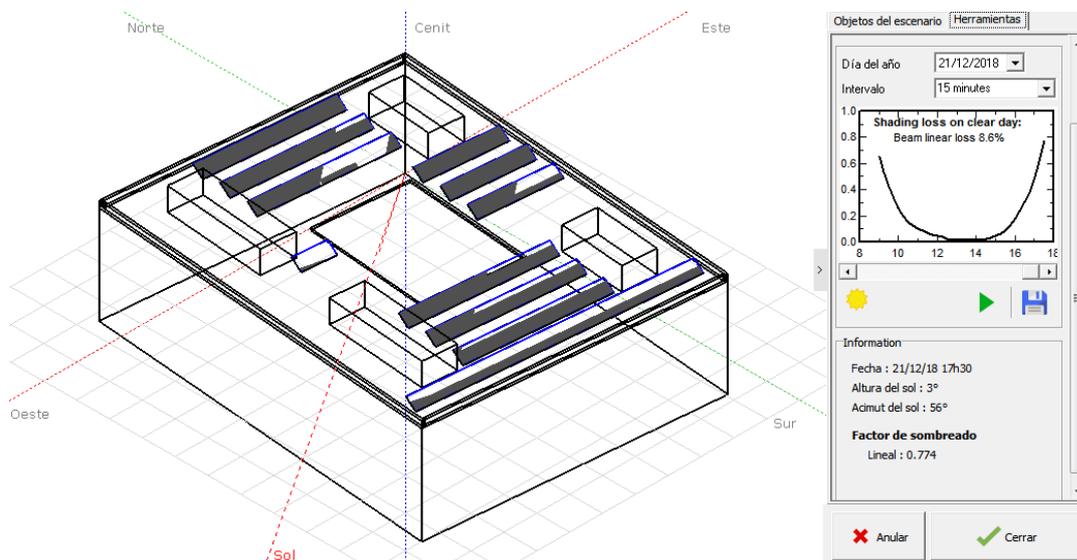


Ilustración 3. 54 Sombreado en el generador 14.

Podemos apreciar en la gráfica de la figura 3.54 que no se cumplen estrictamente las 4 horas de Sol directo en el solsticio de invierno recogido en el pliego de condiciones del IDAE. Sin embargo, la cantidad de sombras entre las 11 y las 12 horas es pequeña y podríamos aproximar a las 4 horas de sol pleno. Además, el rendimiento de la instalación sigue siendo satisfactorio.

El informe detallado de esta simulación se recoge en el Anexo 10.

## Análisis del edificio 17: Ortega y Gasset

El último edificio del campus que analizaremos es el 17. Se encuentra en el sur del sector oeste del campus de Getafe.



Ilustración 3. 55 Fotografía aérea del edificio 17.

Fuente: Google Maps [17]

La distancia que los paneles tendrán que guardar respecto al borde sur del edificio será

$$d = k * h = 0,4 * 2,65 = 1,06 \text{ metros}$$

Y la distancia respecto a los elementos de cubierta será

$$d = k * h = 3,5 * 2,65 = 9,275 \text{ metros}$$

La distancia entre los paneles será la misma que en los casos anteriores. En este caso hemos optado por orientar los paneles en la misma dirección que el edificio, por razones de aprovechamiento de espacio. Hemos utilizado 272 paneles, que dan como resultado una potencia de:

$$Pot_{17} = 272 * 335 = 91,12 \text{ kWp}$$

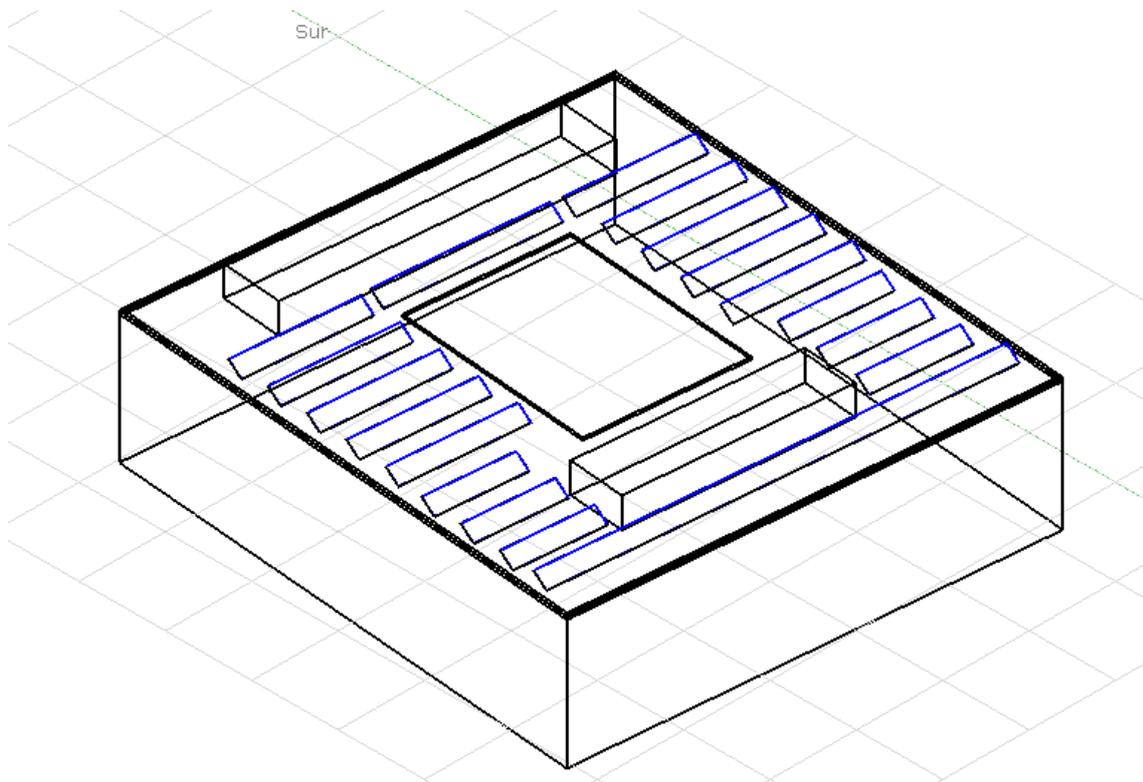


Ilustración 3. 56 Modelo del edificio 17

La conexión será la siguiente:

$$Np_{17} = 16 \quad Ns_{17} = 17$$

El **inversor elegido es el Ingeteam Ingecon Sun 80**, de 80 kW de potencia. El factor de dimensionado del inversor es:

$$FDI_{17} = \frac{P_{max,I}}{P_{max,G}} = \frac{80}{91,12} = 0,878$$

Que está entre 0,85 y 1, los valores normales en esta zona.

El dimensionado del conjunto generador inversor quedaría de la siguiente manera

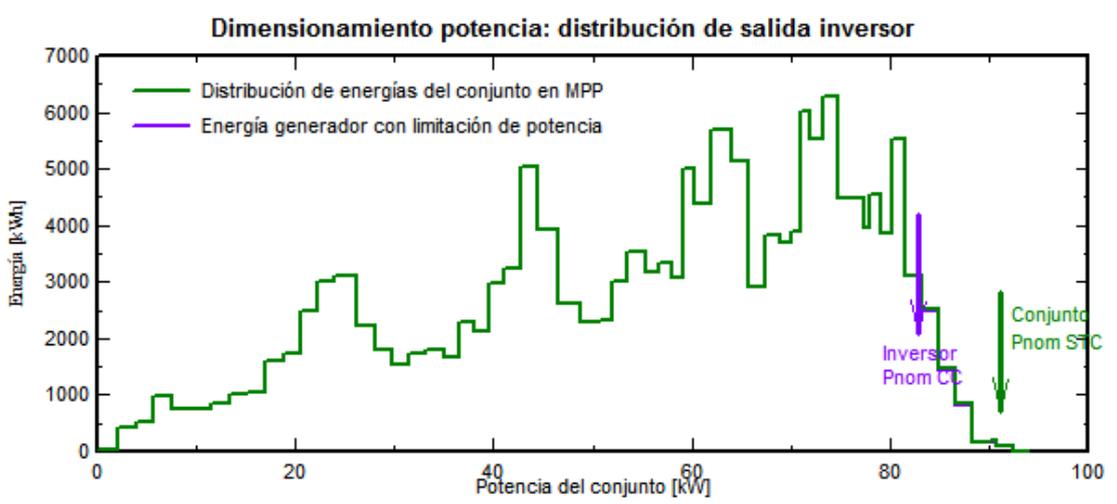
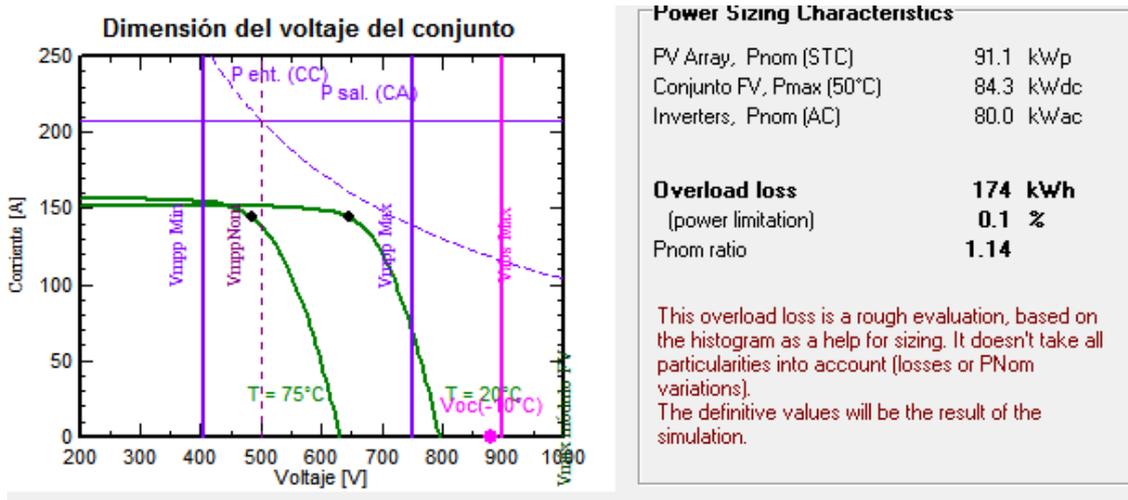


Ilustración 3. 57 Dimensionado del conjunto generador-inversor en el edificio 17.

Comprobamos que las pérdidas por sobrecarga son pequeñas. Ahora podemos realizar la simulación:

**Tendremos una producción de energía anual de 141,2 MWh/año, con un rendimiento del 79,74%.** Las pérdidas más importantes corresponden con los efectos de la temperatura (5,88%) y a las sombras cercanas (3,65%).

Las pérdidas siguen el siguiente patrón a lo largo del año:

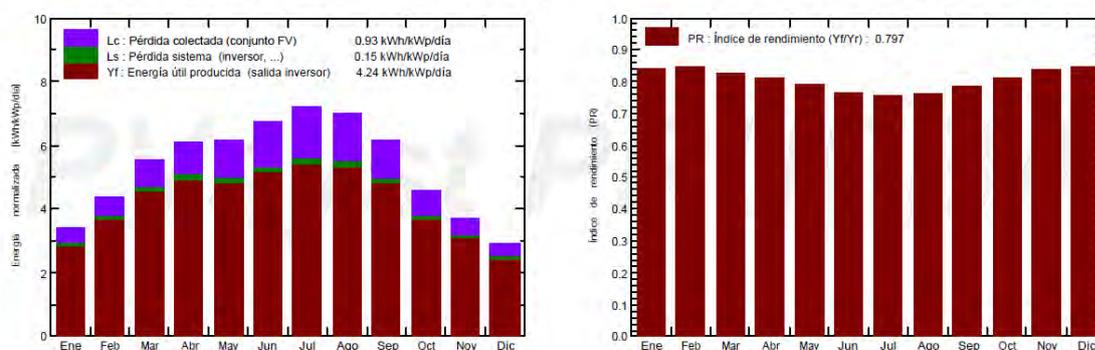


Ilustración 3. 58 Distribución mensual de las pérdidas y el rendimiento del generador 17

Como viene siendo habitual, los efectos de la temperatura hacen que en los meses de verano la producción disminuya.

En lo referente al sombreado tenemos lo siguiente:

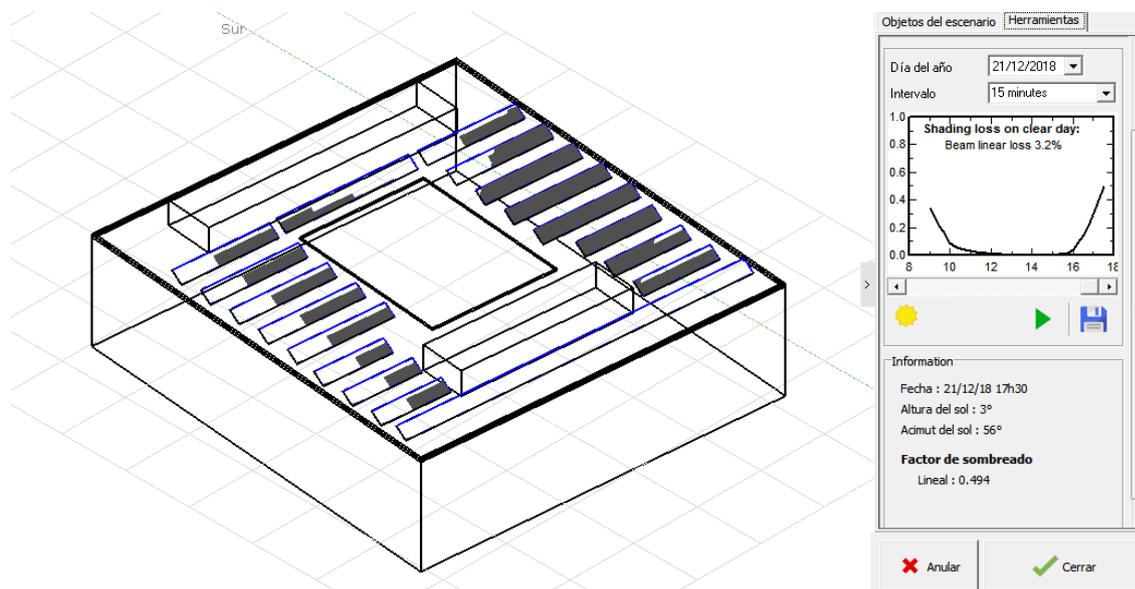


Ilustración 3. 59 Sombras cercanas en el edificio 17

Vemos que en el solsticio de invierno tenemos prácticamente 4 horas de sol pleno sobre los paneles, con lo que cumpliríamos las directrices del IDAE. Además, tenemos un rendimiento de la instalación elevado, que justificaría no cumplir este criterio al 100%, en favor de obtener una mayor producción de energía.

**El informe detallado de la simulación del edificio 17 se encuentra en el Anexo 11.**

Si sumamos la potencia fotovoltaica que sería posible instalar en las edificaciones no consideradas históricas del campus alcanzamos la cifra de **aproximadamente medio MWp, con un total de energía producible anual de 779,36 MWh.**

Edificio	Pp (kW)	E(MWh)
8	53,600	84,840
9	40,200	64,250
10	40,200	64,980
11	51,255	84,140
12	40,200	62,000
14	68,340	100,600
15	53,600	81,310
16	26,800	40,510
17	91,120	141,200
18	35,720	55,530
<b>Total</b>	<b>501,035</b>	<b>779,360</b>

Tabla 3. 4 Potencia y energía totales.

## PERFIL DE CONSUMO

Una vez obtenida la energía que es posible generar a partir de los paneles, debemos evaluar el consumo en cada uno de los edificios.

Debemos realizar el estudio económico teniendo en cuenta dos magnitudes; la energía generada aprovechable, y el porcentaje de demanda cubierto. Para ello realizaremos la siguiente analogía: diremos que en los días no lectivos no hay consumo, y que por tanto nada de la energía es aprovechada (luego ajustaremos este argumento porque no es totalmente cierto).



Ilustración 3.1.1 Calendario lectivo en la UC3M en el curso 2018-2019.

Según se establece en el calendario académico, los días lectivos y no lectivos de cada mes son:

Mes	Días	Días lectivos	Porcentaje días lectivos (%)
Enero	31	18	58,06
Febrero	28	20	71,43
Marzo	31	21	67,74
Abril	30	16	53,33
Mayo	31	20	64,52
Junio	30	20	66,67
Julio	31	0	0,00
Agosto	31	0	0,00
Septiembre	30	17	56,67
Octubre	31	22	70,97
Noviembre	30	20	66,67
Diciembre	31	13	41,94

Tabla 3.1. 1. Días lectivos anuales en la UC3M.

Tener en cuenta los días lectivos es de vital relevancia a la hora de evaluar el aprovechamiento de la energía generada; sabemos que en estos días la generación se producirá dentro de las horas de mayor uso de la universidad. Eso significa que en estos días el porcentaje de aprovechamiento de la energía producida en las cubiertas será del 100% (en caso de que dudemos que este criterio sea cierto realizaremos las comprobaciones pertinentes). Después, para cada edificio debemos estudiar a partir de los perfiles de consumo que tanto por ciento de la generación es aprovechada por el edificio, y cuanto se vierte a la red, en caso de que esto ocurra.

Para ello hemos tomado como referencia un día lectivo tipo en el mes de marzo, un fin de semana de marzo, que tomaremos como modelo de día no lectivo, y un periodo de

agosto que tomaremos como ejemplo de periodo estival a efectos de consumo. Marzo nos pareció un mes lectivo representativo; temperaturas frescas pero no extremas, y horas de luz medias.

El caso del edificio 18 precisa de estudio aparte. En este caso, al existir un calendario de apertura distinto al del resto de la universidad debido a que abre en ciertos periodos vacacionales para preparar exámenes, el porcentaje de aprovechamiento será del 93,55% en enero (abre todos los días excepto 1 y 7). Para el resto de meses, consideraremos un porcentaje de aprovechamiento un 1,67 % mayor que el resto de edificios, dado que abre los sábados por la mañana.

Ahora realizaremos una breve introducción a los cálculos realizados para el estudio del perfil de consumo en el caso de las horas valle, ya que son algo tediosos; lo primero que calculamos es la potencia real de la que podemos disponer, es decir, potencia instalada en la cubierta con el factor de rendimiento correspondiente. Después dividimos el consumo en horas valle, que suele tener un valor constante, entre esta potencia, para así obtener el porcentaje de la potencia que inyecta el generador que podemos autoconsumir en horas valle (ya que, como se verá a continuación, en días no lectivos los generadores siempre producen más potencia de la que consume el edificio). A continuación, multiplicamos el porcentaje de potencia que podemos aprovechar por el porcentaje de días valle de este tipo en el mes (en algunos casos haremos discriminación entre fines de semana y periodo estival, ya que los consumos pueden diferir ligeramente. En estos casos, tendremos por un lado el aprovechamiento en periodo estival y por otro lado el aprovechamiento en días “valle en periodo lectivo”). Así obtenemos el porcentaje total mensual de aprovechamiento en momentos valle de ese tipo. Si hemos realizado discriminación entre distintos tipos de momentos valle, ahora los sumaremos. Por último, sumaremos el porcentaje mensual de días lectivos (en los que sabemos que el aprovechamiento es total) con el porcentaje de aprovechamiento total mensual de energía en periodos valle. De esta manera, obtenemos qué porcentaje de la energía que producimos en el generador en ese mes podemos autoconsumir en el edificio.

A continuación, se muestra un sinóptico de la conexión de los edificios a la red. Tenemos dos acometidas, que conectan edificios entre sí y a su vez con la red externa. Esto permite que, en el caso de que exista excedente de producción en un edificio de esa acometida, y en otro el consumo sea mayor que la producción, la energía pueda ser aprovechada por el edificio en déficit. Trataremos este tema en más detalle en las conclusiones posteriores al estudio de los perfiles de consumo.

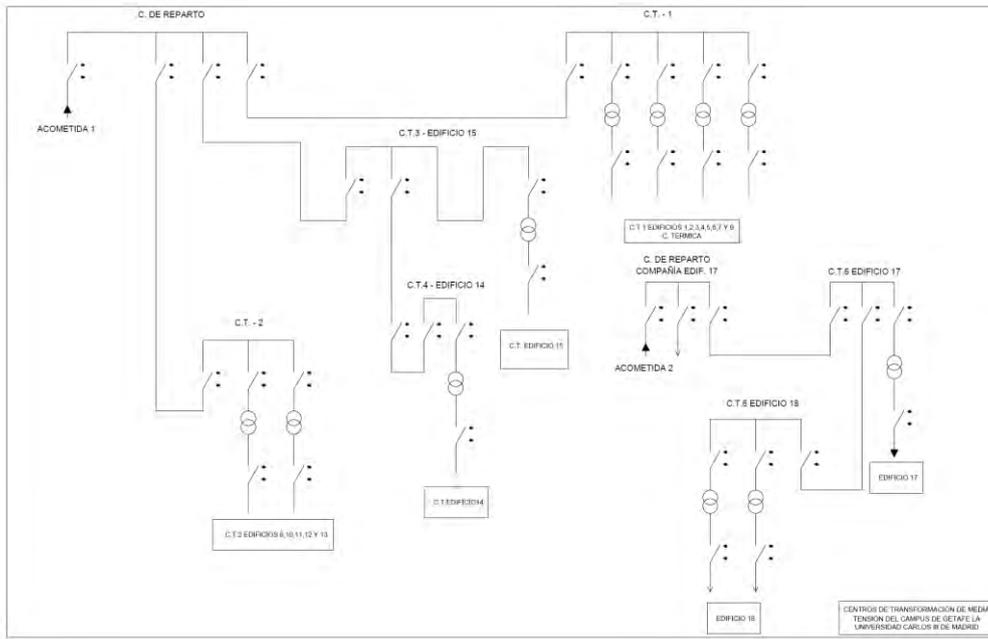


Ilustración 3.1.2 Sinóptico de la instalación eléctrica del campus de Getafe.

### Edificio 18: Biblioteca de humanidades

Este es uno de los edificios en los cuales prevemos mayores consumos. Esto se debe a que, a causa de albergar la biblioteca de humanidades, tiene un horario de apertura más amplio que el resto de edificios, y además abre, con gran afluencia de gente y necesidad de climatización, en el periodo de preparación de exámenes de Navidad.

Periodo: 2018 Intervalo: Mes del año	Consumo Total del intervalo edificio 18 (kWh)
enero	86.636,73
febrero	81.428,86
marzo	65.051,54
abril	55.389,30
mayo	41.861,35
junio	55.289,58
julio	63.675,98
agosto	31.833,53
septiembre	53.105,83
octubre	36.407,76
noviembre	64.149,85
diciembre	19.756,15
<b>Totales del periodo</b>	<b>654.586,46</b>

Tabla 3.1. 1 Consumo mensual del edificio 18

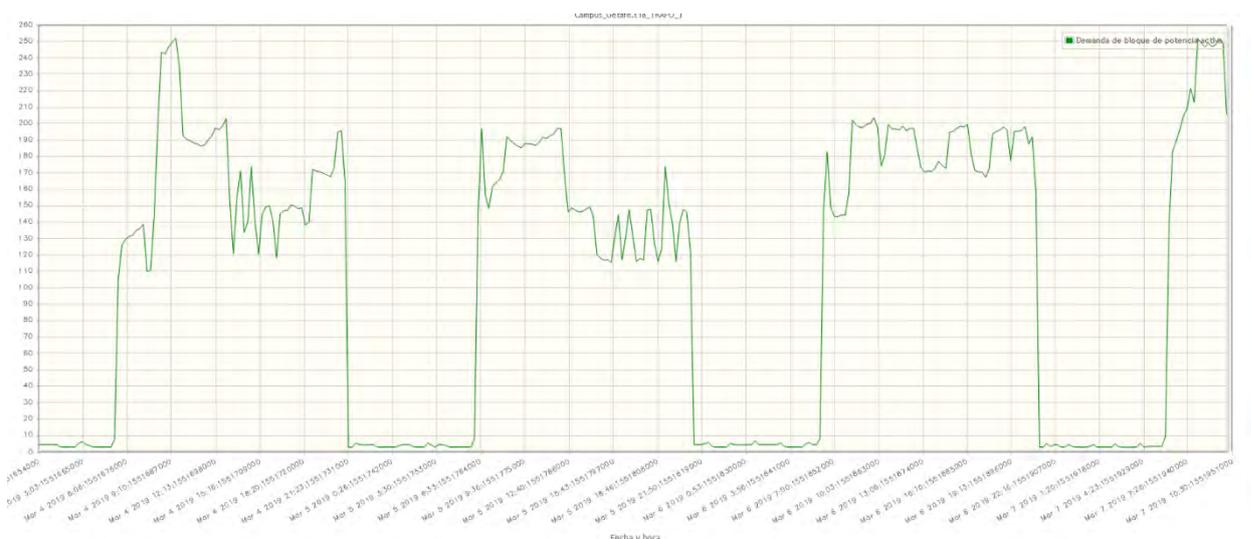


Ilustración 3.1. 3 Perfil de consumo del edificio 18 en 3 días lectivos típicos

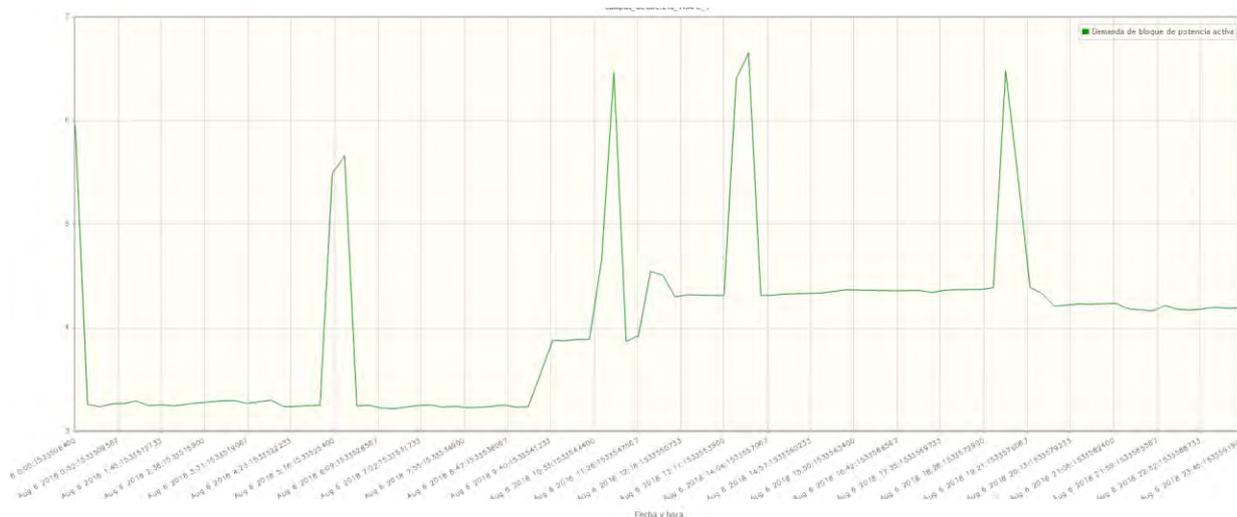


Ilustración 3.1. 4 Perfil de consumo del edificio 18 en un día de agosto.

A la vista de los consumos tanto en horas valle de un periodo lectivo, tanto en un día completo de agosto, podemos afirmar que el consumo valle de esta instalación es de aproximadamente 4 kW, y que el consumo pico ronda los 170 kW.

Por otro lado, sabemos que la potencia de la instalación es de 35,72 kWp, y que su rendimiento es del 84,42%. De aquí obtenemos que, durante las horas que genera, inyecta una media de 30,155 kWp.

Esto se traduce en un porcentaje de aprovechamiento del 13,26% de la energía generada durante los días no lectivos. Eso significa que, al porcentaje de aprovechamiento total, definido anteriormente como 100% para los días lectivos, debemos añadir el porcentaje de aprovechamiento en días no lectivos multiplicado por el porcentaje de días no lectivos.

Así, en el edificio 18 tendríamos:

Mes	Porcentaje días lectivos(%)	Porcentaje días no lectivos (%)	Porcentaje aprovechamiento (%)
<b>Enero</b>	93,55	6,45	94,41
<b>Febrero</b>	73,10	26,90	76,67
<b>Marzo</b>	69,41	30,59	73,47
<b>Abril</b>	55,00	45,00	60,97
<b>Mayo</b>	66,19	33,81	70,67
<b>Junio</b>	68,34	31,66	72,54
<b>Julio</b>	0,00	100,00	13,26
<b>Agosto</b>	0,00	100,00	13,26
<b>Septiembre</b>	58,34	41,66	63,86
<b>Octubre</b>	72,64	27,36	76,27
<b>Noviembre</b>	68,34	31,66	72,54
<b>Diciembre</b>	43,61	56,39	51,08

Tabla 3.1. 2 Aprovechamiento del edificio 18

A partir de este porcentaje de aprovechamiento, podemos obtener la siguiente tabla:

Mes	Energía a la salida del Inversor (MWh)	Energía aprovechada Gen. 18 (MWh)	Energía no aprovechada Gen. 18 (MWh)	Porcentaje cubierto Gen. 18(%)
<b>Enero</b>	2,547	2,40	0,14	2,78
<b>Febrero</b>	3,218	2,47	0,75	3,03
<b>Marzo</b>	4,796	3,52	1,27	5,42
<b>Abril</b>	5,483	3,34	2,14	6,04
<b>Mayo</b>	6,026	4,26	1,77	10,17
<b>Junio</b>	6,439	4,67	1,77	8,45
<b>Julio</b>	6,925	0,92	6,01	1,44
<b>Agosto</b>	6,336	0,84	5,50	2,64
<b>Septiembre</b>	5,092	3,25	1,84	6,12
<b>Octubre</b>	3,717	2,83	0,88	7,79
<b>Noviembre</b>	2,746	1,99	0,75	3,10
<b>Diciembre</b>	2,178	1,11	1,07	5,63
<b>Total</b>		31,62	23,89	<b>Media: 4,83</b>

Tabla 3.1. 3 Autoconsumo edificio 18.

Con lo que podemos afirmar que **el generador 18 es capaz de cubrir el 4,83%** de la demanda total del edificio. Además, sabemos que 23,89 MWh de los producidos por este generador no serán aprovechados, por lo que la energía total aprovechada de toda la generada serán 31,62 MWh.

Edificio 8: Salón de Grados

Periodo: 2018 Intervalo: Mes del año	Total del intervalo edificio 8 (kWh)
enero	10.328,13
febrero	10.814,78
marzo	8.753,55
abril	8.635,75
mayo	6.398,42
junio	7.003,30
julio	8.205,51
agosto	4.763,58
septiembre	8.817,23
octubre	9.898,30
noviembre	10.230,88
diciembre	3.919,13
<b>Totales del periodo</b>	<b>97.768,55</b>

Tabla 3.1. 4 Consumo mensual edificio 8 A

Periodo: 2018 Intervalo: Mes del año	Total del intervalo edificio 8B (kWh)
enero	2.643,23
febrero	2.629,52
marzo	2.338,88
abril	2.772,16
mayo	2.648,02
junio	3.025,39
julio	3.160,93
agosto	1.913,80
septiembre	2.440,99
octubre	2.696,73
noviembre	2.403,87
diciembre	924,87
<b>Totales del periodo</b>	<b>29.598,38</b>

Tabla 3.1. 5 Consumo mensual edificio 8 B

En el caso del edificio 8 disponemos de dos contadores, uno dedicado a la parte histórica del edificio, y otro a la ampliación más reciente. Por lo tanto, tendremos que sumar las lecturas de ambos contadores para obtener datos reales del consumo de estos edificios. Dado el uso de este edificio, es más difícil llegar a resultados muy aproximados sobre el aprovechamiento de la energía generada, ya que aquí se ubica el auditorio y el consumo del edificio depende mucho del uso que se haga de este, que es muy irregular. De nuevo, diremos que durante los días lectivos el aprovechamiento de la energía generada es del 100 %, como podemos extraer de la siguiente gráfica:



Ilustración 3.1. 5 Perfil de demanda del edificio 8 un día lectivo típico.

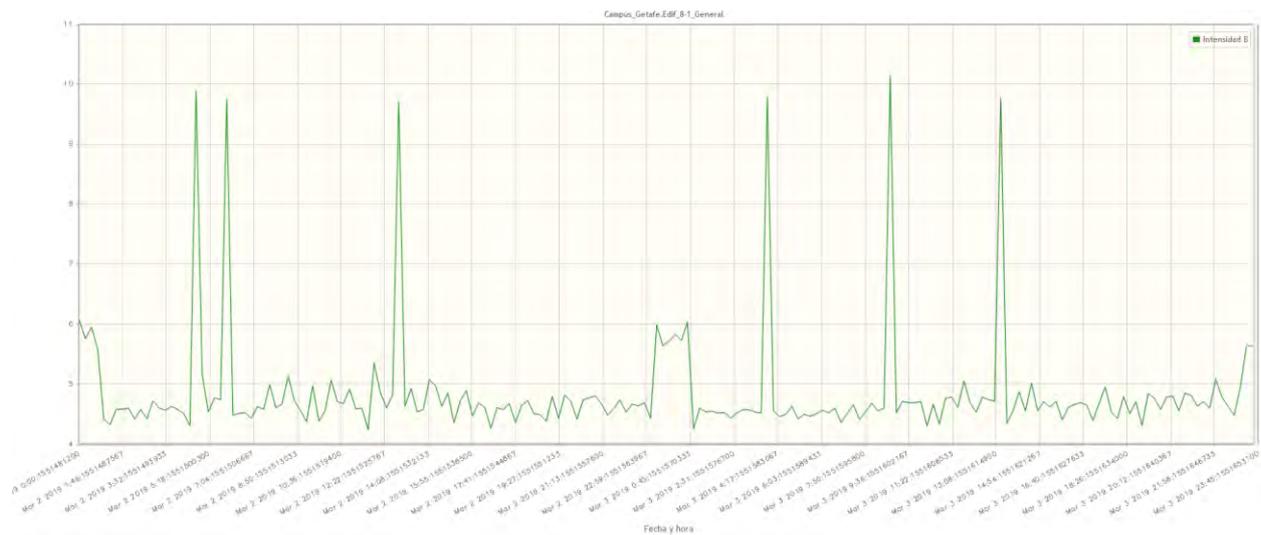


Ilustración 3.1. 7 Perfil de demanda del edificio 8 un fin de semana típico

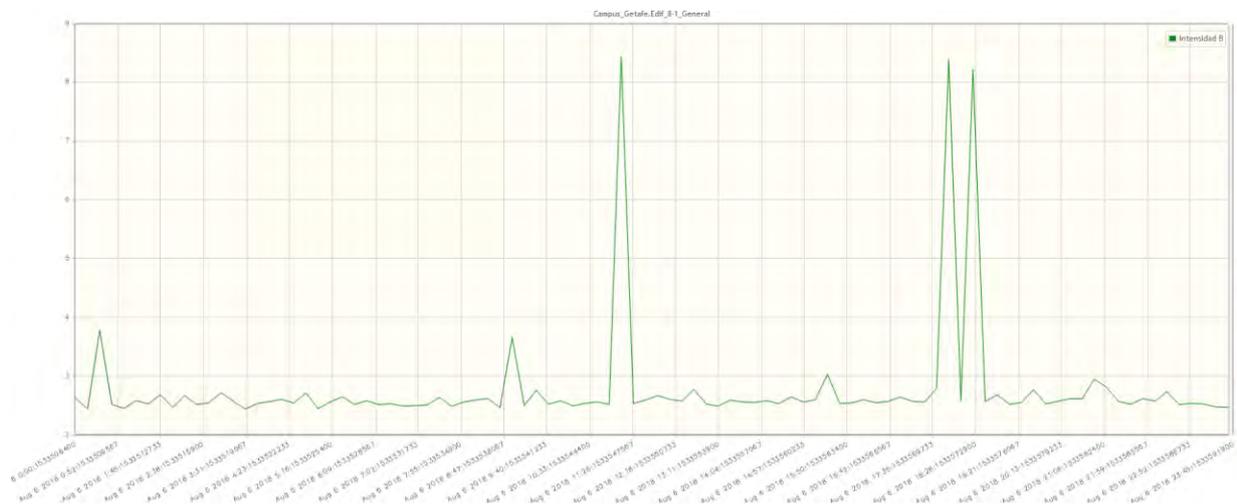


Ilustración 3.1. 6 Perfil de la demanda del edificio 8 un día de agosto

A partir de estas lecturas, podemos extraer conclusiones. La primera a tener en cuenta es que estos perfiles representan la intensidad, no la potencia activa, por tanto tendremos que calcularla para poder continuar. Vemos que en un fin de semana típico, la corriente valle media es un valor próximo a los 5 A. Conocemos la tensión, que son 400 V trifásicos (para obtener 230 V monofásicos), y supondremos un factor de potencia de 0,9, con lo que el consumo de potencia activa en el edificio 8 en horas valle no lectivas será:

$$P_{8\text{ valle}} = \sqrt{3} * 400 * 5 * 0,9 = 3117,69 \text{ Wp}$$

También podemos observar que la potencia base en agosto es un valor próximo a los 3 A, por tanto, tendremos un consumo de potencia activa de:

$$P_{8\text{ verano}} = \sqrt{3} * 400 * 3 * 0,9 = 1870,61 \text{ Wp}$$

La potencia instalada en el generador 8 es de 53,6 kWp, y el factor de rendimiento de esta instalación es del 81,43 %. Esto significa que durante los momentos en los que esté produciendo, la potencia media que verterá será de 43,65 kWp.

A partir de aquí, podemos obtener el porcentaje de la energía generada que seremos capaces de aprovechar tanto en días no lectivos como en verano:

$$\text{Aprovechamiento}_{8 \text{ no lectivos}} = \frac{3,118}{43,65} = 7,14 \%$$

$$\text{Aprovechamiento}_{8 \text{ verano}} = \frac{1,870}{43,65} = 4,28 \%$$

Si multiplicamos esta cifra por el porcentaje de días de este tipo que se dan cada mes obtenemos la siguiente tabla:

Mes	Porcentaje de días lectivos (%)	Porcentaje días no lectivos (%)	Porcentaje aprovechamiento (%)
<b>Enero</b>	58,06	41,94	61,06
<b>Febrero</b>	71,43	28,57	73,47
<b>Marzo</b>	67,74	32,26	70,05
<b>Abril</b>	53,33	46,67	56,67
<b>Mayo</b>	64,52	35,48	67,05
<b>Junio</b>	66,67	33,33	69,05
<b>Julio</b>	0,00	100,00	4,28
<b>Agosto</b>	0,00	100,00	4,28
<b>Septiembre</b>	56,67	43,33	59,76
<b>Octubre</b>	70,97	29,03	73,04
<b>Noviembre</b>	66,67	33,33	69,05
<b>Diciembre</b>	41,94	58,06	46,08

Tabla 3.1. 6 Aprovechamiento edificio 8

A partir de estos datos, podemos conocer que parte de la energía generada es aprovechada directamente por el edificio

#### Generador 8

Mes	Energía a la salida del Inversor (MWh)	Energía aprovechada Gen. 8 (MWh)	Energía no aprovechada Gen. 8 (MWh)	Porcentaje cubierto Gen.8(%)
<b>Enero</b>	4,911	3,00	1,91	23,12
<b>Febrero</b>	5,693	4,18	1,51	31,11
<b>Marzo</b>	7,755	5,43	2,32	48,97
<b>Abril</b>	8,096	4,59	3,51	40,21
<b>Mayo</b>	8,21	5,50	2,71	60,85
<b>Junio</b>	8,464	5,84	2,62	58,27
<b>Julio</b>	9,218	0,39	8,82	3,47
<b>Agosto</b>	9,004	0,39	8,62	5,77
<b>Septiembre</b>	7,918	4,73	3,19	42,03
<b>Octubre</b>	6,288	4,59	1,70	36,47
<b>Noviembre</b>	5,094	3,52	1,58	27,84
<b>Diciembre</b>	4,192	1,93	2,26	39,88
<b>Total</b>		<b>44,10</b>	<b>40,74</b>	<b>Media: 34,62</b>

Tabla 3.1. 7 Autoconsumo edificio 8

De donde extraemos que el porcentaje de la demanda del edificio cubierta por la generación es elevada, pero también que el porcentaje de aprovechamiento de esta energía es relativamente bajo, consecuencia de unas buenas posibilidades de generación y de una demanda relativamente baja en este caso. El **porcentaje de demanda cubierta mediante el generador en el edificio 8 es del 34,62 %**, y la energía aprovechable, 44,10 MWh de un total de 84,84 MWh producidos.

Edificio 9: Adolfo Posada

Para este edificio utilizaremos los datos de 2017, ya que en el 2018 hubo una interrupción en la recogida de datos del contador, y por tanto están incompletos.

Periodo: 2017 Intervalo: Mes del año	Total del intervalo edificio 9 (kWh)
enero	16.996,38
febrero	14.960,84
marzo	15.673,47
abril	11.352,66
mayo	14.394,09
junio	15.979,31
julio	12.582,69
agosto	8.493,59
septiembre	16.301,09
octubre	14.950,28
noviembre	15.021,13
diciembre	10.641,72
<b>Totales del periodo</b>	<b>167.347,25</b>

Tabla 3.1. 8 Consumo mensual edificio 9

También nos ha resultado imposible obtener lecturas de perfiles para el mes de agosto, por lo que supondremos que el consumo del edificio durante los meses de verano se asemeja al de un día no lectivo, lo que constituye una aproximación razonable.

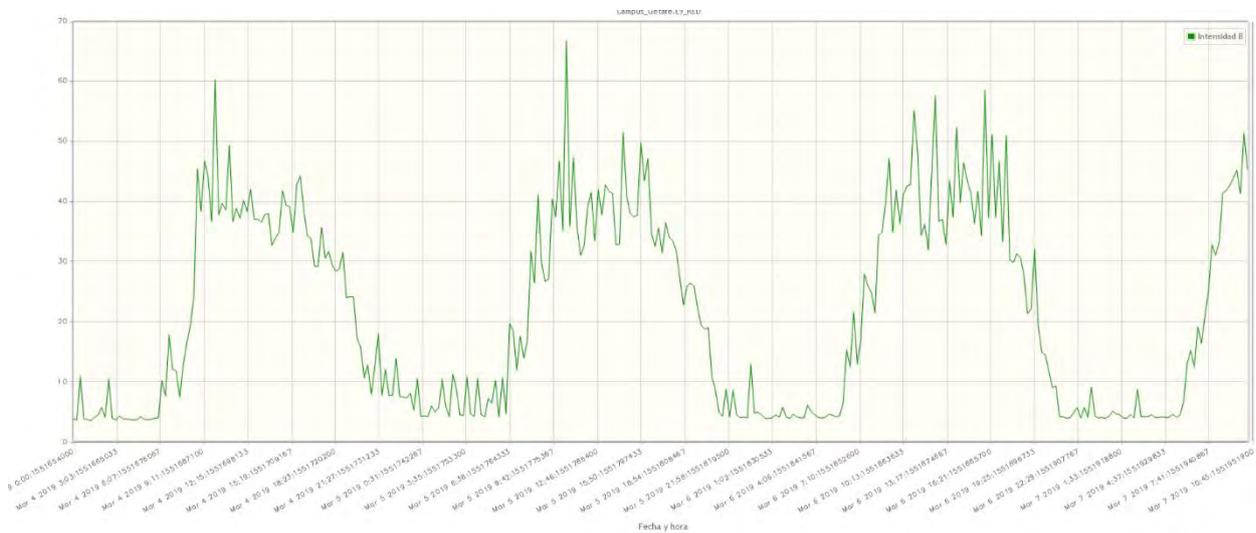


Ilustración 3.1. 8 Perfil de consumo del edificio 9 durante 3 días lectivos típicos.

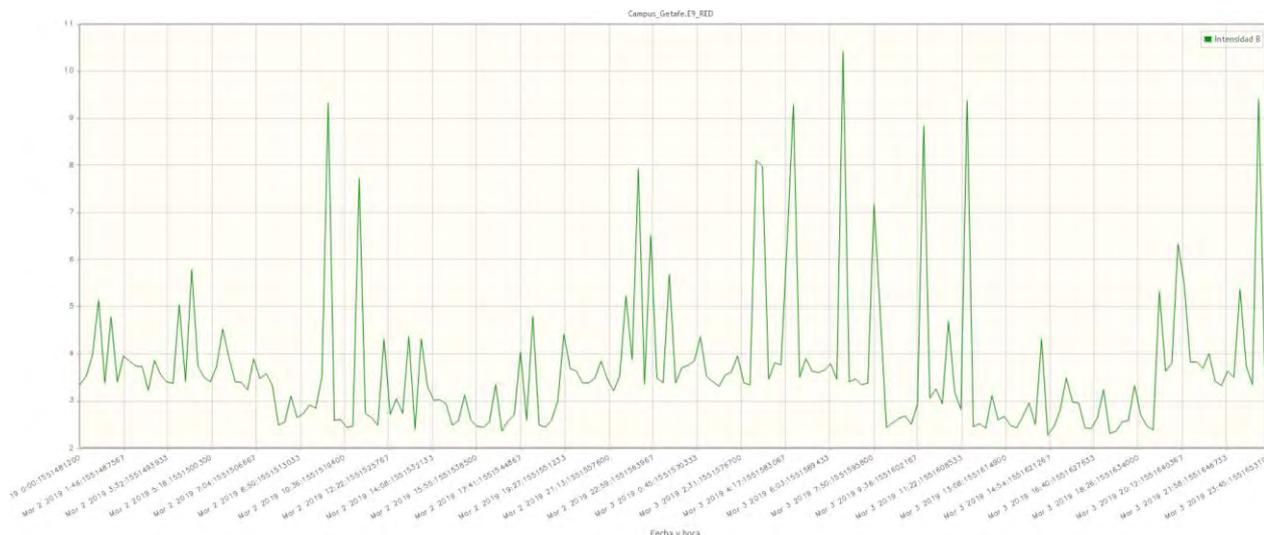


Ilustración 3.1. 9. Perfil de consumo del edificio 9 durante un fin de semana típico.

A vista de estos perfiles podemos decir que durante los días lectivos el aprovechamiento de la energía generada será del 100 %.

De la imagen superior sabemos que el consumo medio en horas valle en el edificio 9 es de aproximadamente 4 A, y por tanto, suponiendo un factor de potencia del 0,9, correspondería en términos de energía activa a:

$$P_{9\text{ valle}} = \sqrt{3} * 400 * 4 * 0,9 = 2492,15 \text{ Wp}$$

La potencia instalada en el generador 9 es de 40,2 kWp, con un factor de rendimiento del 82,8 %, lo que significa que produce una media de 33,29 kWp en las horas en las que está recibiendo irradiación. Esto significa que el aprovechamiento de la energía producida durante las horas valle (en este caso, incluyendo también el periodo estival) en este generador es de:

$$\text{Aprovechamiento}_{9\text{ valle}} = \frac{2,492}{33,29} = 7,49 \%$$

Multiplicando esta cifra por el porcentaje de días no lectivos en cada mes, y sumándolo al porcentaje de días lectivos (donde el aprovechamiento es del 100%) obtenemos la siguiente tabla:

Mes	Porcentaje días lectivos (%)	Porcentaje días no lectivos (%)	Porcentaje Aprovechamiento (%)
<b>Enero</b>	58,06	41,94	61,21
<b>Febrero</b>	71,43	28,57	73,57
<b>Marzo</b>	67,74	32,26	70,16
<b>Abril</b>	53,33	46,67	56,83
<b>Mayo</b>	64,52	35,48	67,17
<b>Junio</b>	66,67	33,33	69,16
<b>Julio</b>	0,00	100,00	7,49
<b>Agosto</b>	0,00	100,00	7,49
<b>Septiembre</b>	56,67	43,33	59,91
<b>Octubre</b>	70,97	29,03	73,14
<b>Noviembre</b>	66,67	33,33	69,16
<b>Diciembre</b>	41,94	58,06	46,28

Tabla 3.1. 9. Aprovechamiento del edificio 9

A partir de estos datos podemos conocer la proporción de energía que podemos aprovechar directamente en el generador 9:

Generador 9

Mes	Energía a la salida del Inversor (MWh)	Energía aprovechada Gen. 9 (MWh)	Energía no aprovechada Gen. 9 (MWh)	Porcentaje cubierto Gen.9(%)
<b>Enero</b>	3,724	2,28	1,44	13,41
<b>Febrero</b>	4,301	3,16	1,14	21,15
<b>Marzo</b>	5,855	4,11	1,75	26,21
<b>Abril</b>	6,142	3,49	2,65	30,75
<b>Mayo</b>	6,234	4,19	2,05	29,09
<b>Junio</b>	6,43	4,45	1,98	27,83
<b>Julio</b>	6,982	0,52	6,46	4,16
<b>Agosto</b>	6,813	0,51	6,30	6,01
<b>Septiembre</b>	5,992	3,59	2,40	22,02
<b>Octubre</b>	4,757	3,48	1,28	23,27
<b>Noviembre</b>	3,856	2,67	1,19	17,75
<b>Diciembre</b>	3,163	1,46	1,70	13,76
<b>Total</b>		<b>33,91</b>	<b>30,34</b>	<b>Media: 20,26</b>

Tabla 3.1. 10 Autoconsumo en el edificio 9.

Por tanto, **mediante el generador en cubierta del edificio 9 podemos cubrir un 20,26 % de la demanda total.** De los 64,25 MWh que el generador produce a lo largo del año, el edificio es capaz de aprovechar de manera directa 33,91 MWh.

Edificio 10: Campomanes

En este edificio sí será posible utilizar datos de consumo del año 2018.

Periodo: 2018 Intervalo: Mes del año	Total del intervalo edificio 10 (kWh)
enero	19.327,00
febrero	21.097,19
marzo	19.515,53
abril	18.471,06
mayo	15.908,78
junio	18.537,97
julio	13.967,38
agosto	7.815,66
septiembre	21.597,86
octubre	15.763,39
noviembre	19.181,34
diciembre	7.504,06
<b>Totales del periodo</b>	<b>198.687,22</b>

Tabla 3.1. 11 Consumo del edificio 9

Los perfiles de consumo para días lectivos típicos, fines de semana y periodo estival son:

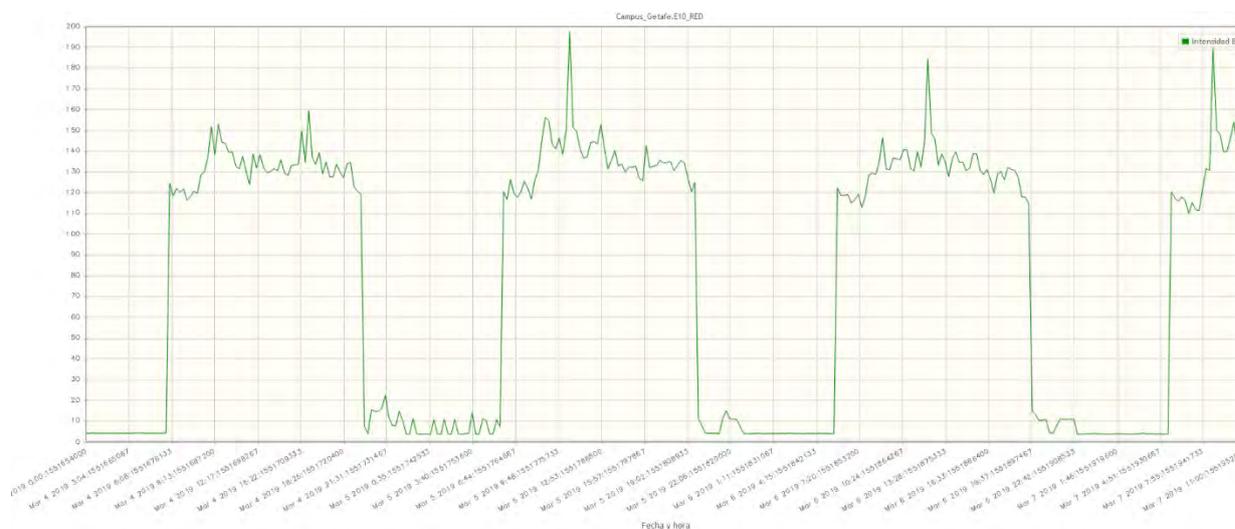


Ilustración 3.1. 10 Perfil de consumo en tres días lectivos en el edificio 10.

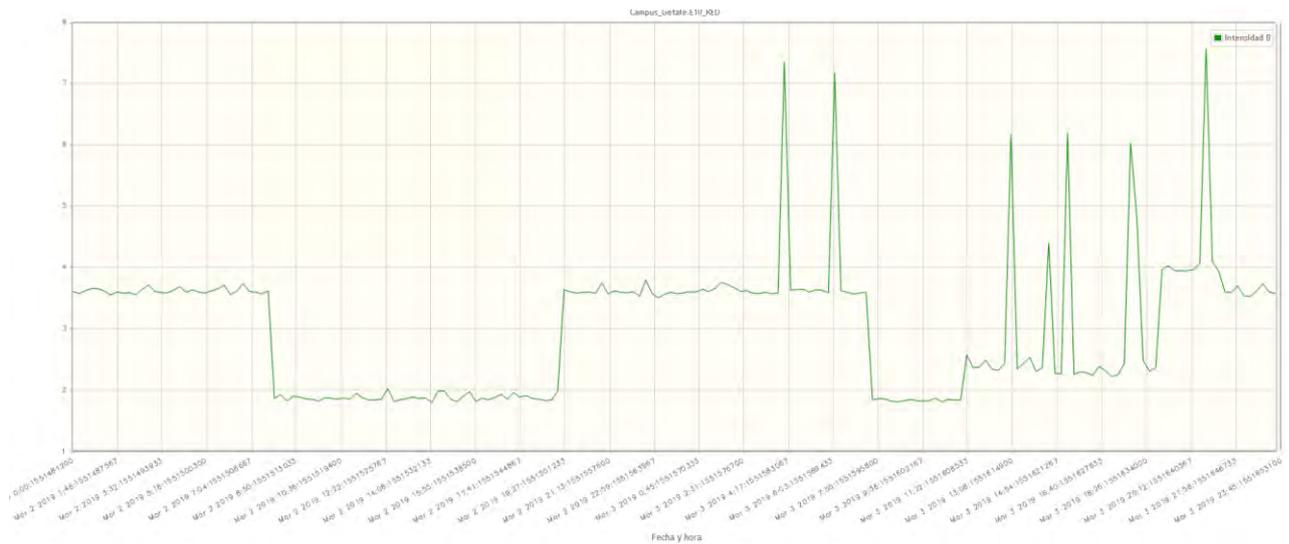


Ilustración 3.1. 12 Perfil de consumo en un fin de semana típico en el edificio 10.

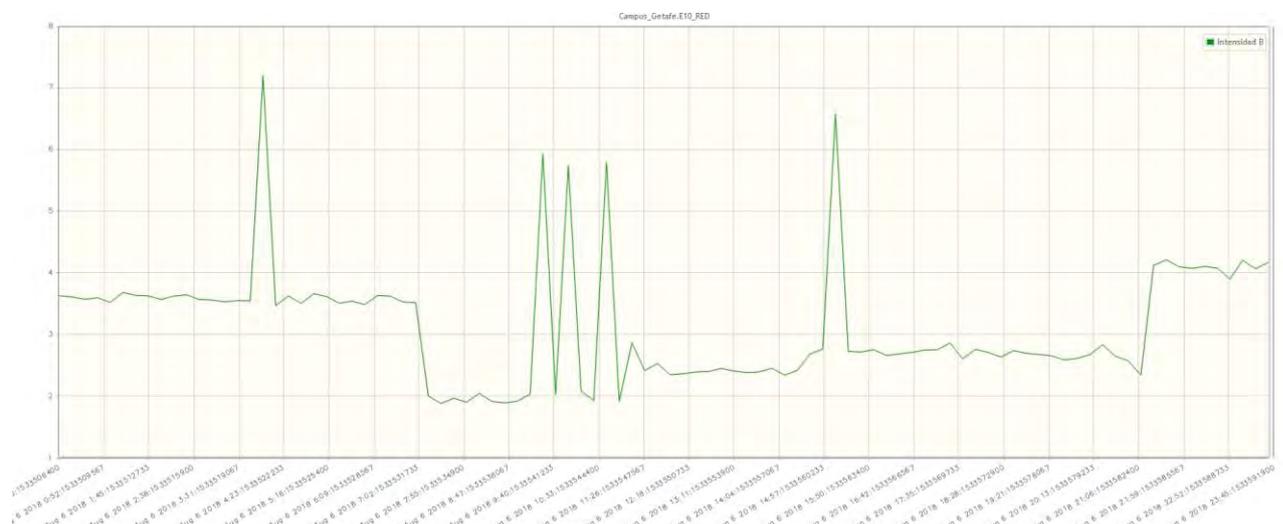


Ilustración 3.1. 11 Perfil de consumo un día de agosto en el edificio 10.

En este edificio podemos apreciar que los perfiles de consumo en los días no lectivos y en el periodo estival son muy semejantes, de modo que los trataremos como una misma cosa.

A la vista de estos perfiles podemos aproximar el consumo del edificio 10 en horas valle a 3 A de media. En términos de potencia activa, suponiendo un factor de potencia de 0,9, esto significaría:

$$P_{10 \text{ valle}} = \sqrt{3} * 400 * 3 * 0,9 = 1870,61 \text{ Wp}$$

Sabemos que el generador 10 dispone de 40,2 kWp instalados, con un factor de rendimiento del 83,02 % , lo que significa que el generador inyecta de media 33,37 kWp cuando está funcionando. De esta manera podemos calcular la proporción de energía aprovechada cuando se genera en horas valle:

$$Aprovechamiento_{10 \text{ valle}} = \frac{1,871}{33,37} = 5,61 \%$$

Como en los edificios estudiados antes, calcularemos el porcentaje de aprovechamiento de energía de cada mes en función del número de días lectivos (en los que

consideramos un aprovechamiento del 100%), al que sumaremos el porcentaje de aprovechamiento en horas valle por el número de días no lectivos:

Mes	Porcentaje días lectivos (%)	Porcentaje días no lectivos (%)	Porcentaje de aprovechamiento (%)
Enero	58,06	41,94	60,42
Febrero	71,43	28,57	73,03
Marzo	67,74	32,26	69,55
Abril	53,33	46,67	55,95
Mayo	64,52	35,48	66,51
Junio	66,67	33,33	68,54
Julio	0,00	100,00	5,61
Agosto	0,00	100,00	5,61
Septiembre	56,67	43,33	59,10
Octubre	70,97	29,03	72,60
Noviembre	66,67	33,33	68,54
Diciembre	41,94	58,06	45,19

Tabla 3.1. 12 Aprovechamiento del edificio 10

A partir de aquí podemos obtener qué porcentaje de la demanda del edificio podemos cubrir:

#### Generador 10

Mes	Energía a la salida del Inversor (MWh)	Energía aprovechada Gen. 10 (MWh)	Energía no aprovechada Gen. 10 (MWh)	Porcentaje cubierto Gen.10(%)
Enero	3,784	2,29	1,50	11,83
Febrero	4,343	3,17	1,17	15,03
Marzo	5,916	4,11	1,80	21,08
Abril	6,208	3,47	2,73	18,80
Mayo	6,311	4,20	2,11	26,38
Junio	6,507	4,46	2,05	24,06
Julio	7,054	0,40	6,66	2,83
Agosto	6,874	0,39	6,49	4,93
Septiembre	6,049	3,57	2,47	16,55
Octubre	4,808	3,49	1,32	22,14
Noviembre	3,904	2,68	1,23	13,95
Diciembre	3,22	1,46	1,76	19,39
<b>Total</b>		<b>33,68</b>	<b>31,30</b>	<b>Media: 16,95</b>

Tabla 3.1. 13 Autoconsumo en el edificio 10

De aquí obtenemos que **el generador es capaz de cubrir de manera directa un 16,95 % de la demanda del edificio 10**, y que es capaz de aprovechar 33,68 kWh de los 64,98 kWh sin medios de acumulación de energía.

Edificio 11: Luis Vives

El consumo mensual de energía en el edificio 11 se presenta en la siguiente tabla:

Periodo: 2018 Intervalo: Mes del año	Total del intervalo edificio 11 (kWh)
enero	29.797,38
febrero	25.606,43
marzo	27.973,86
abril	31.683,28
mayo	34.442,36
junio	33.822,14
julio	35.734,43
agosto	32.785,44
septiembre	33.570,43
octubre	31.530,96
noviembre	26.853,07
diciembre	10.668,59
<b>Totales del periodo</b>	<b>354.468,37</b>

Tabla 3.1. 14 Consumo mensual del edificio 11

En este edificio encontramos el CPD (Centro de Procesamiento de Datos) del campus de Getafe. Disponemos de gráficas de consumo distintas para esta instalación y para el uso general del edificio, lo cual nos permite discernir entre el uso general y el del CPD.

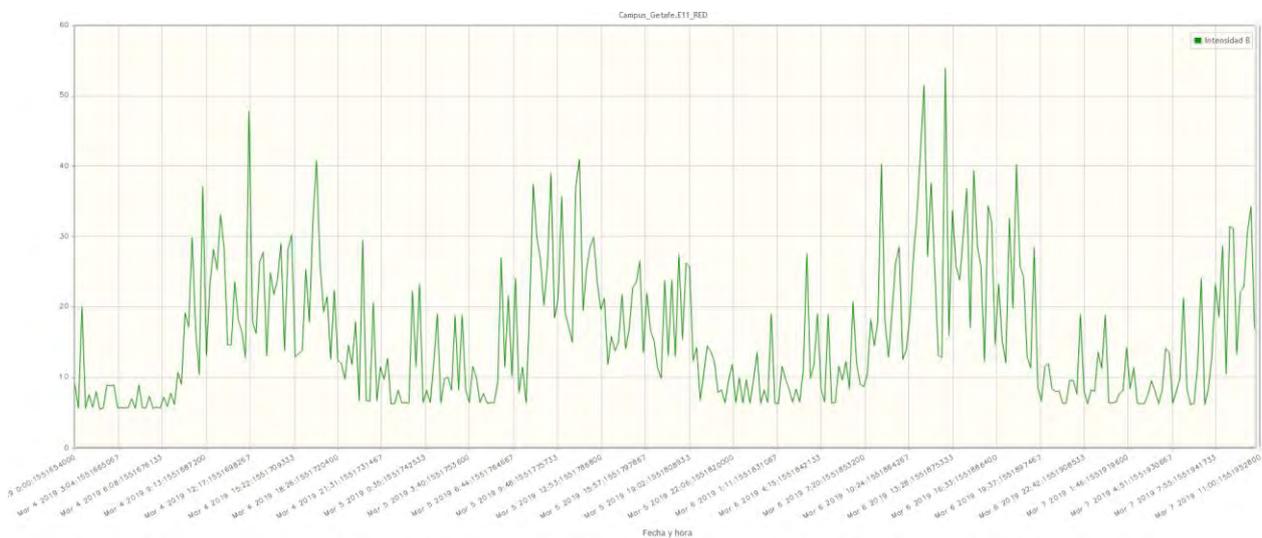


Ilustración 3.1. 13 Perfil de consumo del edificio 11 “general” durante 3 días lectivos típicos.

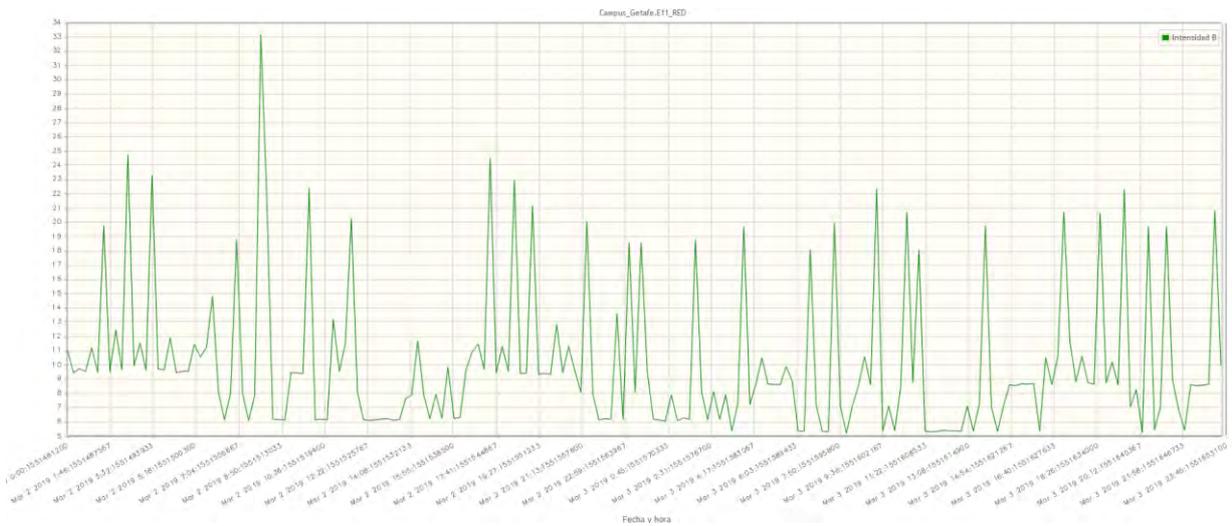


Ilustración 3.1. 16 Perfil de consumo del edificio 11 “general” durante un fin de semana típico.

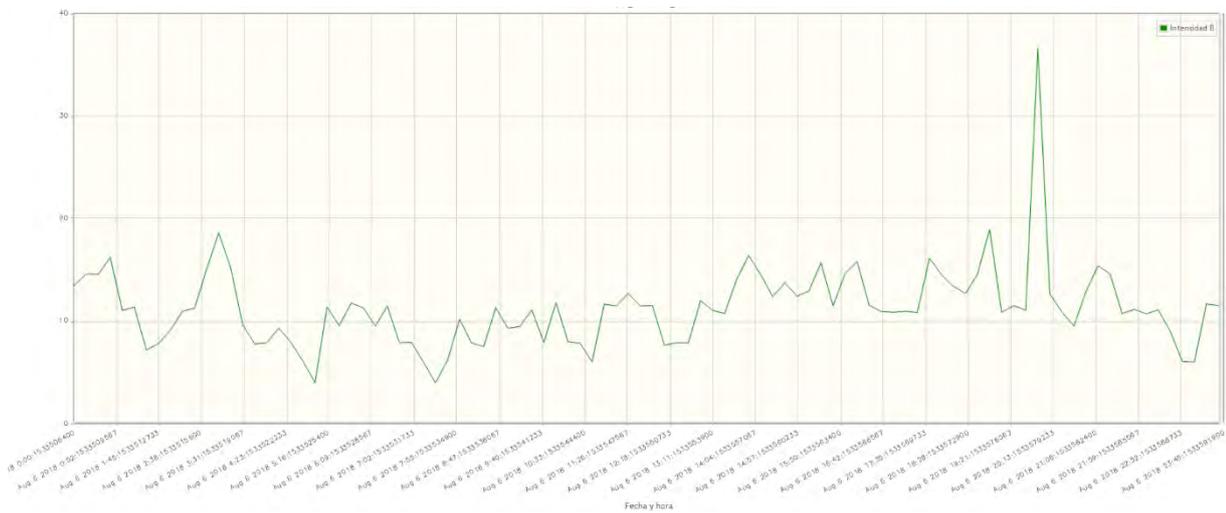


Ilustración 3.1. 14 Perfil de consumo del edificio 11 “general” durante un día de agosto

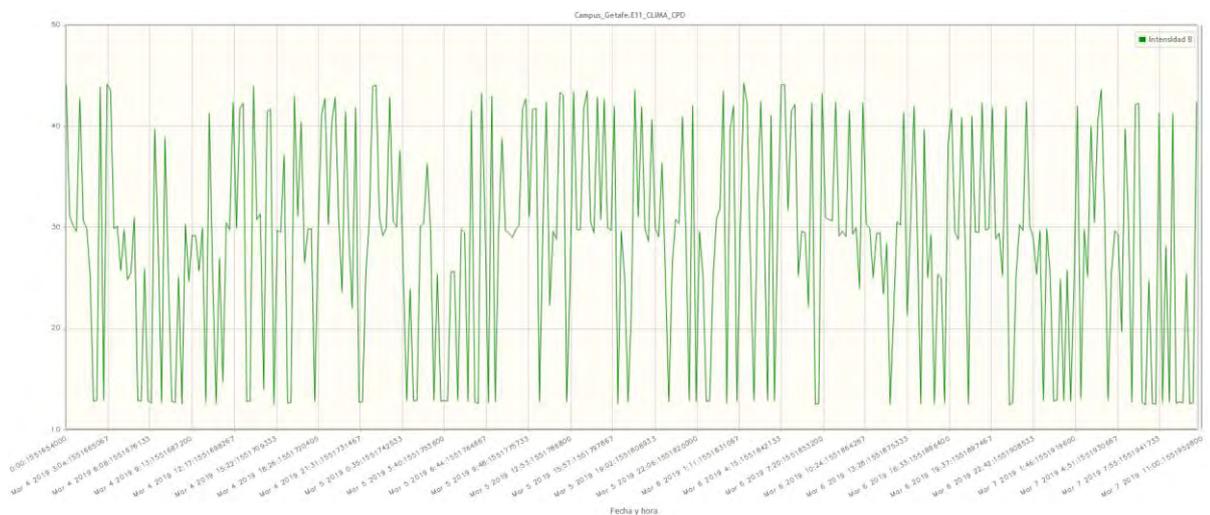


Ilustración 3.1. 15 Perfil de consumo del CPD del edificio 11 durante 3 días lectivos típicos.

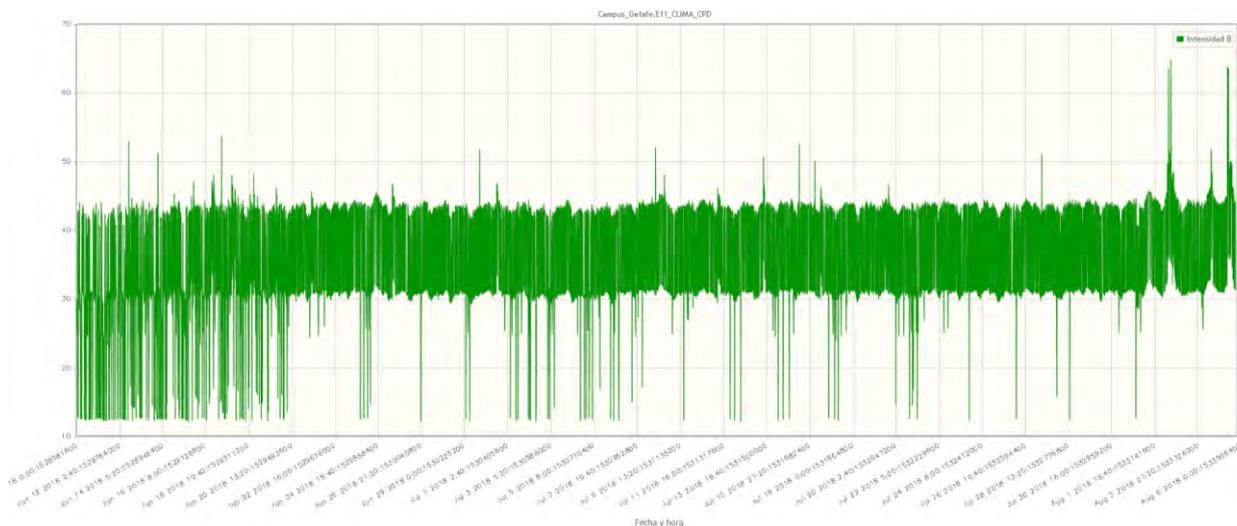


Ilustración 3.1. 17 Perfil de consumo del CPD del edificio 11 durante el periodo estival.

A partir de los perfiles de consumo, podemos apreciar que el tipo de consumo de este edificio dista mucho del que hemos podido observar en otros edificios. Por un lado, el consumo en horas pico del uso “general” es mucho menor que el que hemos podido encontrar en otros edificios. De hecho, el consumo generado por el CPD de manera continua se acerca bastante a esta cifra. Por tanto, en este caso sí que comprobaremos si se producen excedentes en horas en los días lectivos.

Por un lado, tenemos que el consumo durante las horas de producción solar de los días lectivos es próximo a los 25 A. Por otro lado, tenemos que el CPD demanda, de manera casi continua, una cifra cercana a 35 A. Por lo tanto, la potencia pico será:

$$P_{11 \text{ pico}} = \sqrt{3} * 400 * (23 + 35) * 0,9 = 43647,7 \text{ Wp}$$

Por otro lado, la potencia instalada en la cubierta de este edificio son 51,255 kWp, con un factor de rendimiento del 79,01 %. Esto significa que durante las horas en las que genera, genera una media de 40,5 kWp. Esta cifra es inferior a los 43,647 kWp que tenemos de demanda en las horas de producción en un día lectivo, por lo tanto sí que podremos afirmar que en los días lectivos el aprovechamiento será del 100 %.

Para el cálculo de las potencias valle y estival, tendremos que considerar tanto la potencia del edificio “general” como la del CPD:

$$P_{11 \text{ valle lectivo}} = \sqrt{3} * 400 * (9 + 35) * 0,9 = 27435,7 \text{ Wp}$$

$$P_{11 \text{ estival}} = \sqrt{3} * 400 * (11 + 35) * 0,9 = 28682,8 \text{ Wp}$$

Con lo que si lo comparamos con la potencia media inyectada calculada anteriormente tenemos:

$$\text{Aprovechamiento}_{11 \text{ valle lectivo}} = \frac{27,436}{40,5} = 67,74 \%$$

$$\text{Aprovechamiento}_{11 \text{ estival}} = \frac{28,683}{40,5} = 70,82 \%$$

Unos porcentajes de aprovechamiento tan elevados indican que la instalación de paneles solares es especialmente interesante en este edificio. Obtenemos la siguiente tabla:

Mes	Porcentaje días lectivos (%)	Porcentaje días no lectivos (%)	Porcentaje aprovechamiento (%)
Enero	58,06	41,94	86,47
Febrero	71,43	28,57	90,78
Marzo	67,74	32,26	89,59
Abril	53,33	46,67	84,95
Mayo	64,52	35,48	88,55
Junio	66,67	33,33	89,25
Julio	0,00	100,00	70,82
Agosto	0,00	100,00	70,82
Septiembre	56,67	43,33	86,02
Octubre	70,97	29,03	90,63
Noviembre	66,67	33,33	89,25
Diciembre	41,94	58,06	81,27

Tabla 3.1. 15 Aprovechamiento del edificio 11

A partir de la cual podemos calcular la demanda que podemos cubrir en cada mes:

#### Generador 11

Mes	Energía a la salida del Inversor (MWh)	Energía aprovechada Gen. 11 (MWh)	Energía no aprovechada Gen. 11 (MWh)	Porcentaje cubierto Gen.11 (%)
Enero	5,098	4,41	0,69	14,79
Febrero	5,026	4,56	0,46	17,82
Marzo	7,585	6,80	0,79	24,29
Abril	7,775	6,60	1,17	20,85
Mayo	8,243	7,30	0,94	21,19
Junio	8,337	7,44	0,90	22,00
Julio	9,159	6,49	2,67	18,15
Agosto	8,885	6,29	2,59	19,19
Septiembre	7,835	6,74	1,10	20,08
Octubre	6,332	5,74	0,59	18,20
Noviembre	5,448	4,86	0,59	18,11
Diciembre	4,416	3,59	0,83	33,64
<b>Total</b>		<b>70,82</b>	<b>13,32</b>	<b>Media: 19,98</b>

Tabla 3.1. 16 Autoconsumo del edificio 11

Pese a no tener unos picos de consumo elevados, el CPD hace que este edificio tenga un consumo sostenido mucho más elevado que el de otros edificios. Es precisamente este consumo continuado el que hace que, aún en días no lectivos, el aprovechamiento de la energía producida en el generador del edificio 11 sea alto. **Cubrimos un 19,98% de la demanda del edificio 11**, y aprovechamos 70,82 MWh de los 84,14 MWh producidos.

Edificio 12: Biblioteca de Ciencias Sociales

El consumo mensual de la biblioteca de ciencias sociales y jurídicas fue el siguiente durante 2018:

Periodo: 2018 Intervalo: Mes del año	Total del intervalo edificio 12 (kWh)
enero	29.493,95
febrero	28.842,83
marzo	26.722,81
abril	28.195,20
mayo	31.430,05
junio	40.988,11
julio	42.151,64
agosto	23.190,09
septiembre	38.316,44
octubre	30.621,25
noviembre	28.489,34
diciembre	10.312,63
<b>Totales del periodo</b>	<b>358.754,34</b>

Tabla 3.1. 17 Consumo en el edificio 12

Y también tenemos los siguientes perfiles de consumo:

Podemos apreciar un consumo elevado en horas lectivas respecto al consumo base.

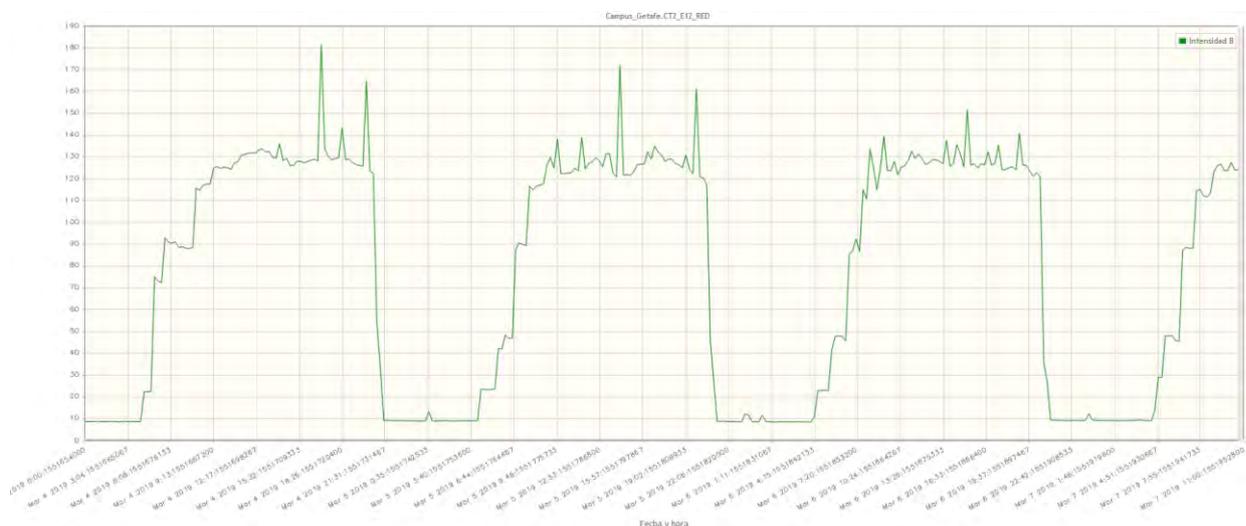


Ilustración 3.1. 18 Perfil de consumo del edificio 11 durante 3 días lectivos típicos.

Esto se va a traducir además en un porcentaje de aprovechamiento de la energía generada del 100 % durante los días lectivos.

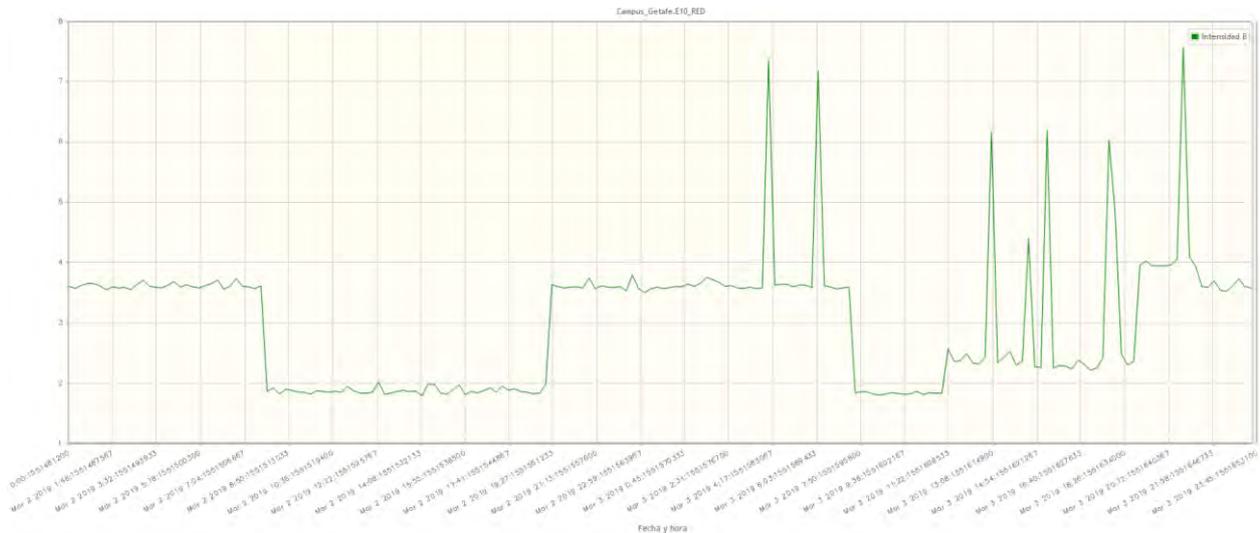


Ilustración 3.1. 20 Perfil de consumo del edificio 12 durante un fin de semana típico.

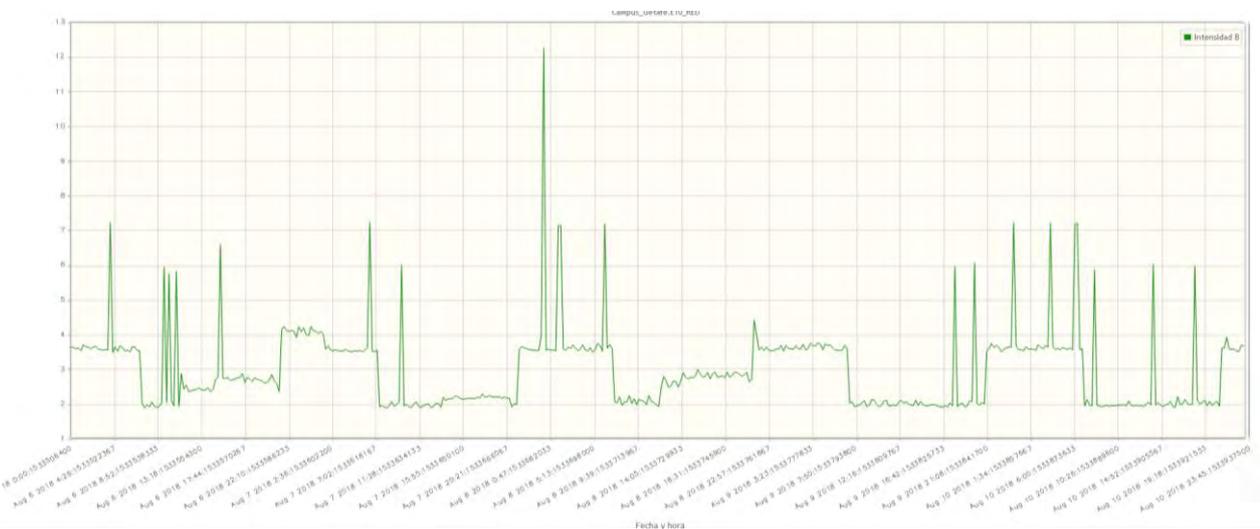


Ilustración 3.1. 19 Perfil de consumo del edificio 12 durante 3 días de agosto

Podemos apreciar que los perfiles tanto del periodo estival como de un día no lectivo típico son prácticamente idénticos, así que los trataremos como periodo valle en general.

El consumo de corriente medio durante los periodos valle es de 3 A, por tanto tendremos el siguiente consumo de potencia en horas valle:

$$P_{12 \text{ valle}} = \sqrt{3} * 400 * 3 * 0,9 = 1870,61 \text{ Wp}$$

El generador 12 tiene 40,2 kWp instalados, con un rendimiento del 79,39 %, con lo que inyectamos a la red una media de 31,91 kWp mientras estamos produciendo.

Esto significa que la proporción de energía generada que podemos aprovechar en los periodos de generación valle es:

$$Aprovechamiento_{12 \text{ valle}} = \frac{1,871}{31,91} = 5,88 \%$$

Por lo que obtenemos los siguientes porcentaje de aprovechamiento de la energía generada:

Mes	Porcentaje días lectivos (%)	Porcentaje días no lectivos (%)	Porcentaje aprovechamiento (%)
Enero	58,06	41,94	60,53
Febrero	71,43	28,57	73,11
Marzo	67,74	32,26	69,64
Abril	53,33	46,67	56,08
Mayo	64,52	35,48	66,60
Junio	66,67	33,33	68,63
Julio	0,00	100,00	5,88
Agosto	0,00	100,00	5,88
Septiembre	56,67	43,33	59,21
Octubre	70,97	29,03	72,67
Noviembre	66,67	33,33	68,63
Diciembre	41,94	58,06	45,35

Tabla 3.1. 18 Aprovechamiento edificio 12

A partir de estos datos podemos calcular el la energía total que podemos aprovechar, así como el porcentaje de demanda cubierto:

#### Generador 12

Mes	Energía a la salida del Inversor (MWh)	Energía aprovechada Gen. 12 (MWh)	Energía no aprovechada Gen. 12 (MWh)	Porcentaje cubierto Gen.12(%)
Enero	3,53	2,14	1,39	7,25
Febrero	4,13	3,02	1,11	10,46
Marzo	5,64	3,93	1,71	14,70
Abril	5,94	3,33	2,61	11,81
Mayo	6,05	4,03	2,02	12,82
Junio	6,25	4,29	1,96	10,47
Julio	6,81	0,40	6,41	0,95
Agosto	6,63	0,39	6,24	1,68
Septiembre	5,78	3,42	2,36	8,93
Octubre	4,56	3,31	1,25	10,82
Noviembre	3,68	2,53	1,15	8,86
Diciembre	3,01	1,36	1,64	13,23
<b>Total</b>		<b>32,14</b>	<b>29,86</b>	<b>Media: 8,96</b>

Tabla 3.1. 19 Autoconsumo en el edificio 12

Por tanto, **en el edificio 12 podemos cubrir un 8,96 % de la demanda a partir de la energía generada en su cubierta**. Se pueden aprovechar directamente por el edificio 32,14 MWh de los 62 MWh anuales producidos.

Edificio 15: López Aranguren

El consumo mensual del edificio 15 durante el año 2018 fue el siguiente:

Periodo: 2018 Intervalo: Mes del año	Total del intervalo edificio 15 (kWh)
enero	34.294,88
febrero	34.093,88
marzo	32.701,75
abril	31.835,00
mayo	26.781,25
junio	46.071,00
julio	45.983,13
agosto	33.699,13
septiembre	48.195,63
octubre	32.812,00
noviembre	31.711,50
diciembre	10.791,00
<b>Totales del periodo</b>	<b>408.970,13</b>

Tabla 3.1. 20 Consumo mensual en el edificio 15

Disponemos de los siguientes perfiles de consumo para el edificio 15:

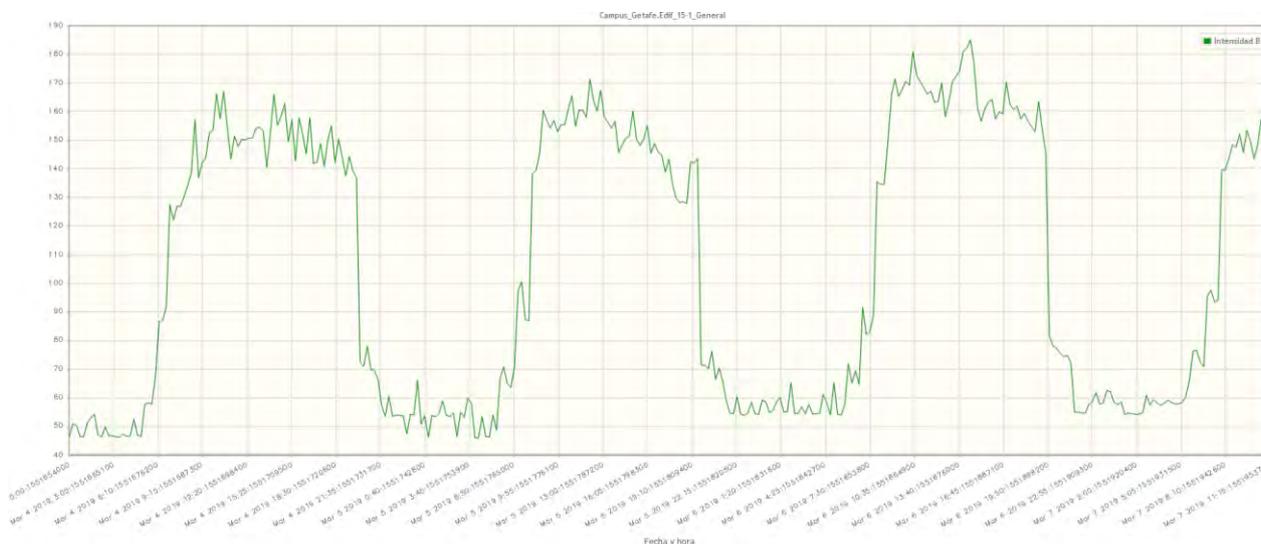
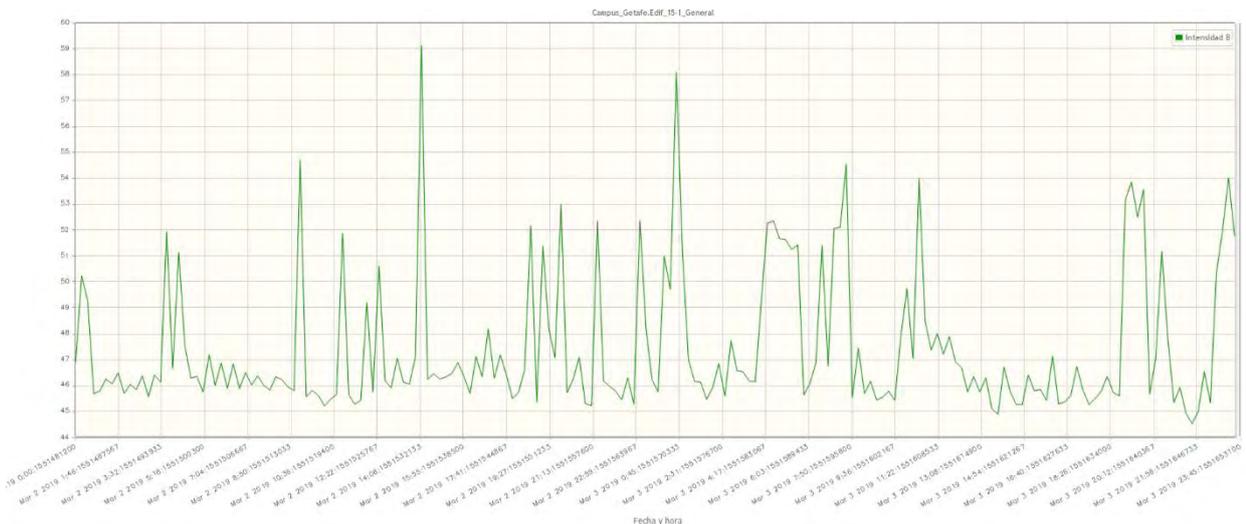
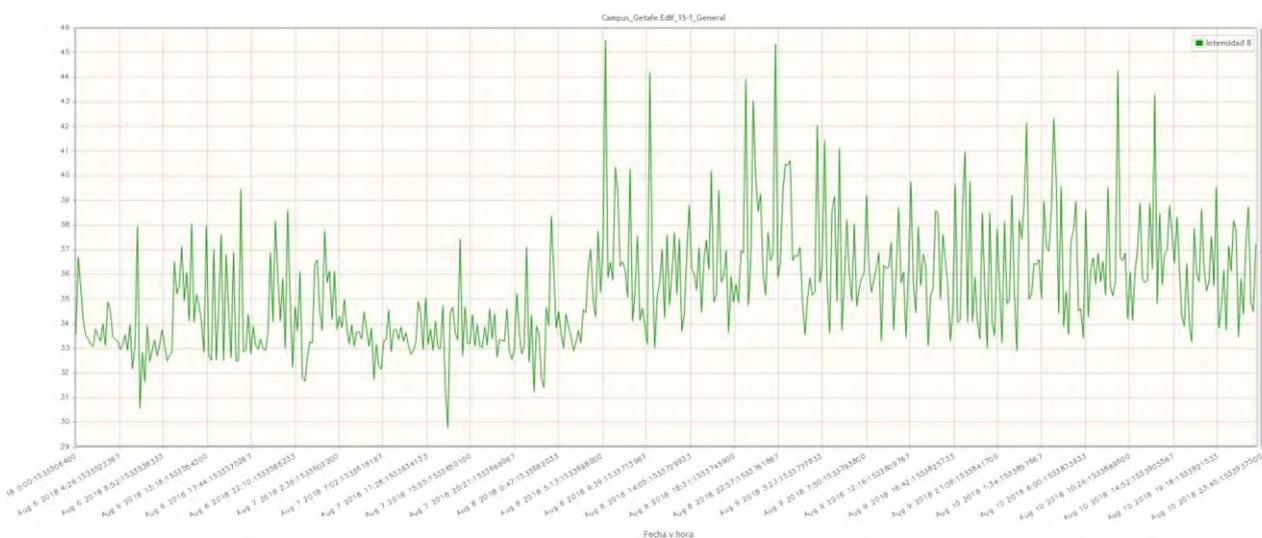


Ilustración 3.1. 21 Perfil de consumo del edificio 15 durante 3 días lectivos típicos.



**Ilustración 3.1. 23** Perfil de consumo del edificio 15 durante 3 días lectivos típicos.



**Ilustración 3.1. 22** Perfil de consumo del edificio 15 durante 3 días de agosto.

En los perfiles podemos observar que el consumo durante las horas de producción (que están contenidas dentro de las horas lectivas) de los días lectivos en este edificio es muy alto, del orden de los 150 A, lo que significa que no vamos a tener excedentes durante estos días y que el aprovechamiento de la energía generada durante los días lectivos va a ser del 100%.

También es llamativo que el consumo base de este edificio también es relativamente elevado. Durante los fines de semana podemos ver que tenemos un consumo sostenido de aproximadamente 47 A, mientras que en periodo estival esa cifra disminuye hasta alrededor de los 37 A. En términos de potencia activa, suponiendo un factor de potencia de 0,9 sería:

$$P_{15 \text{ valle lectivo}} = \sqrt{3} * 400 * 47 * 0,9 = 29306,3 \text{ Wp}$$

$$P_{15 \text{ estival}} = \sqrt{3} * 400 * 37 * 0,9 = 23070,92 \text{ Wp}$$

Tenemos instalada una potencia de 53,6 kWp en la cubierta del edificio 15, con un factor de rendimiento del 78,08%. Esto significa que durante el tiempo que el inversor esté inyectando potencia, la media de esta será 41,85 kWp. Por tanto, los factores de aprovechamiento en los momentos de generación y consumo valle serán:

$$Aprovechamiento_{015 \text{ valle lectivo}} = \frac{29,306}{41,85} = 70,03 \%$$

$$Aprovechamiento_{015 \text{ estival}} = \frac{23,071}{41,85} = 55,13 \%$$

Multiplicando estas cifras por los porcentajes de días no lectivos y estivales respectivamente, obtenemos la siguiente tabla:

Mes	Porcentaje días lectivos (%)	Porcentaje días no lectivos (%)	Porcentaje aprovechamiento (%)
<b>Enero</b>	58,06	41,94	87,43
<b>Febrero</b>	71,43	28,57	91,44
<b>Marzo</b>	67,74	32,26	90,33
<b>Abril</b>	53,33	46,67	86,01
<b>Mayo</b>	64,52	35,48	89,37
<b>Junio</b>	66,67	33,33	90,01
<b>Julio</b>	0,00	100,00	55,13
<b>Agosto</b>	0,00	100,00	55,13
<b>Septiembre</b>	56,67	43,33	87,01
<b>Octubre</b>	70,97	29,03	91,30
<b>Noviembre</b>	66,67	33,33	90,01
<b>Diciembre</b>	41,94	58,06	82,60

Tabla 3.1. 21 Aprovechamiento en el edificio 15

A partir de estos datos podemos obtener la energía generada que podemos aprovechar y el porcentaje de demanda que podemos cubrir con el generador en cada mes:

#### Generador 15

Mes	Energía a la salida del Inversor (MWh)	Energía aprovechada Gen. 15 (MWh)	Energía no aprovechada Gen. 15 (MWh)	Porcentaje cubierto Gen.15(%)
<b>Enero</b>	4,654	4,07	0,58	11,86
<b>Febrero</b>	5,457	4,99	0,47	14,64
<b>Marzo</b>	7,456	6,74	0,72	20,60
<b>Abril</b>	7,771	6,68	1,09	21,00
<b>Mayo</b>	7,864	7,03	0,84	26,24
<b>Junio</b>	8,118	7,31	0,81	15,86
<b>Julio</b>	8,865	4,89	3,98	10,63
<b>Agosto</b>	8,674	4,78	3,89	14,19
<b>Septiembre</b>	7,623	6,63	0,99	13,76
<b>Octubre</b>	6,028	5,50	0,52	16,77
<b>Noviembre</b>	4,862	4,38	0,49	13,80
<b>Diciembre</b>	3,942	3,26	0,69	30,17
<b>Total</b>		<b>66,25</b>	<b>15,06</b>	<b>Media: 16,2</b>

Tabla 3.1. 22 Autoconsumo en el edificio 15

De aquí obtenemos unas conclusiones parecidas a las del edificio 11; al tener un consumo base bastante elevado, el grado de aprovechamiento de la energía generada es elevado.

**En el edificio 15, el generador es capaz de cubrir un 16,2 % del total de la energía demandada.** Se pueden aprovechar 66,25 MWh de un total de 81,31 MWh producidos anualmente sin disponer de sistemas de almacenamiento de energía.

## Edificio 16: Cafetería de Humanidades

El contador del edificio 16 está conectado al del edificio 14, por ello, trataremos su estudio de consumo junto con este edificio.

## Edificio 14: Concepción Arenal

Los edificios 14 y 16 comparten analizador de red, por tanto, el consumo mostrado es el conjunto de ambos. Por esta razón, trataremos tanto su demanda como su producción como una entidad única:

Periodo: 2018 Intervalo: Mes del año	Total del intervalo edificio 14 (kWh)
enero	31.652,50
febrero	32.650,50
marzo	30.476,00
abril	33.016,50
mayo	27.630,50
junio	41.272,00
julio	45.959,00
agosto	27.101,00
septiembre	49.868,00
octubre	32.421,00
noviembre	31.024,00
diciembre	10.309,50
<b>Totales del periodo</b>	<b>393.380,50</b>

Tabla 3.1. 23 Consumo mensual en el edificio 14

Tenemos los siguientes perfiles de consumo para los edificios 14 y 16:



Ilustración 3.1. 26 Perfil de consumo de los edificios 14 y 16 durante 3 días lectivos típicos.

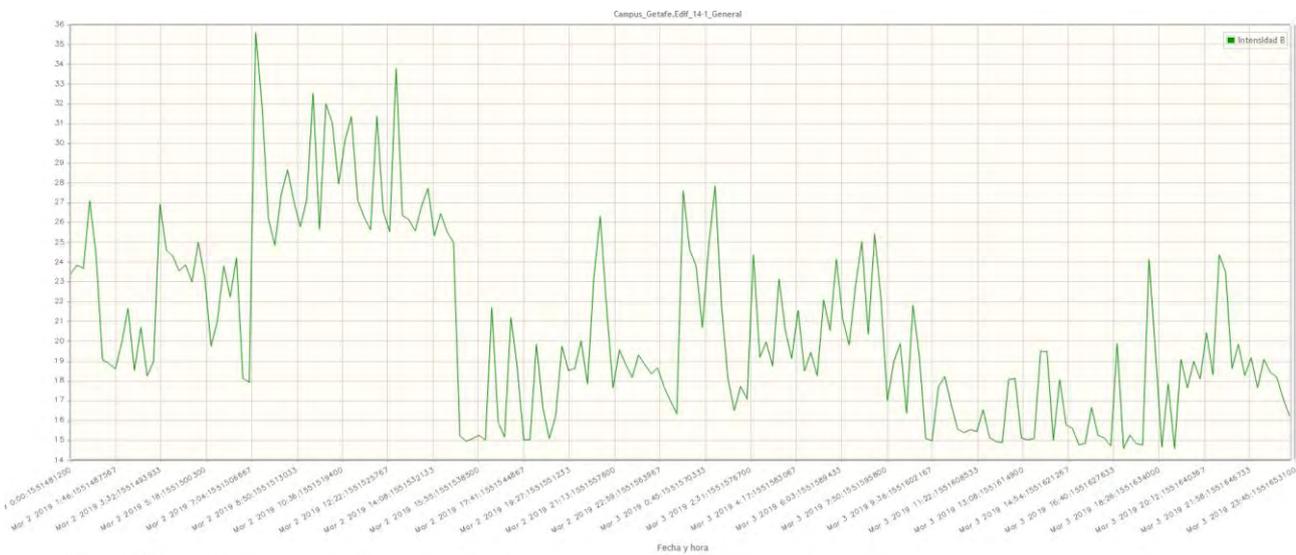


Ilustración 3.1. 25 Perfil de consumo de los edificios 14 y 16 durante un fin de semana típico.

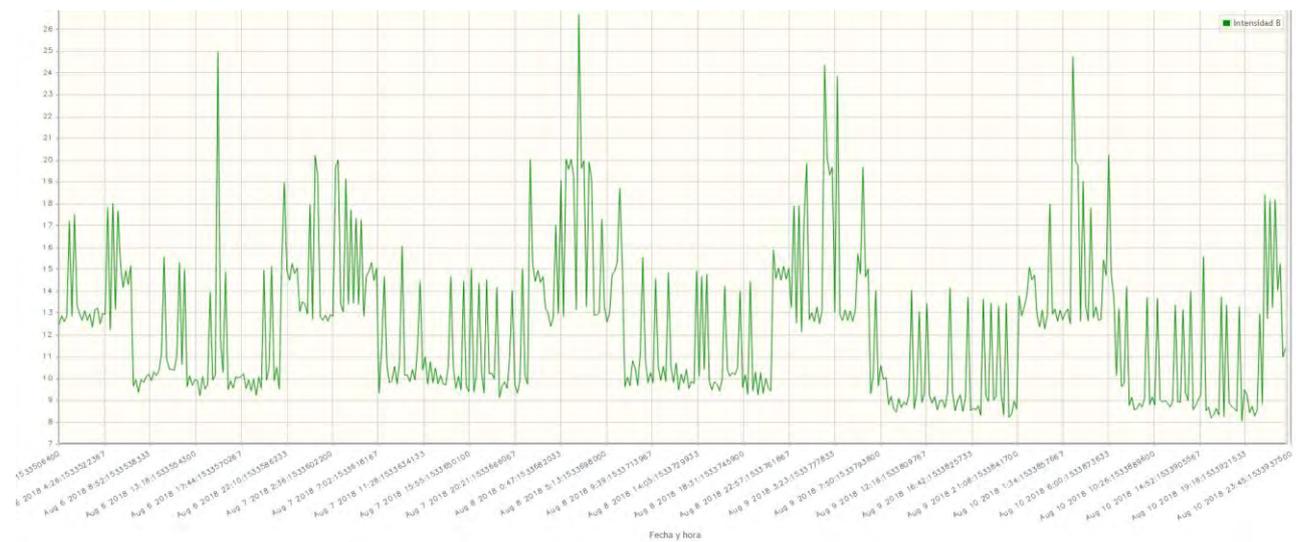


Ilustración 3.1. 24 Perfil de consumo de los edificios 14 y 16 durante 3 días en agosto.

Del análisis de los perfiles podemos extraer las siguientes conclusiones: la demanda durante las horas de producción en los días lectivos es del orden de los 160 A, por lo tanto no vamos a tener excedentes durante estos días y el porcentaje de aprovechamiento será del 100%. Por otro lado, el consumo durante los días no lectivos tiene una media de aproximadamente 19 A, y el consumo en periodo estival se sitúa alrededor de los 13 A. De aquí podemos obtener las siguientes potencias activas:

$$P_{14-16 \text{ valle lectivo}} = \sqrt{3} * 400 * 19 * 0,9 = 11847,23 \text{ Wp}$$

$$P_{14-16 \text{ estival}} = \sqrt{3} * 400 * 13 * 0,9 = 8106 \text{ Wp}$$

Tenemos instalados un total de 68,34 kWp en el edificio 14 y 26,8 kWp en el edificio 16, con unos rendimientos del 75,75% y 77,81%, respectivamente. La suma de las potencias instaladas es 95,14 kWp, y el rendimiento del conjunto sería:

$$Rendimiento_{14-16} = 75,75 * \frac{68,34}{95,14} + 77,81 * \frac{26,8}{95,14} = 76,33 \%$$

Por ende, la potencia media que inyectaríamos a la red en los momentos en los que hay producción sería 72,62 kWp.

Así, podemos calcular los porcentajes de aprovechamiento de la energía generada tanto en días no lectivos como en periodo estival:

$$Aprovechamiento_{14-16 \text{ valle lectivo}} = \frac{11,847}{72,62} = 16,31 \%$$

$$Aprovechamiento_{14-16 \text{ estival}} = \frac{8,106}{72,62} = 11,16 \%$$

Multiplicando estas cifras con los porcentajes de los días de su tipo obtenemos la siguiente tabla:

Mes	Porcentaje días lectivos (%)	Porcentaje no días lectivos (%)	Porcentaje aprovechamiento (%)
<b>Enero</b>	58,06	41,94	64,90
<b>Febrero</b>	71,43	28,57	76,09
<b>Marzo</b>	67,74	32,26	73,00
<b>Abril</b>	53,33	46,67	60,94
<b>Mayo</b>	64,52	35,48	70,30
<b>Junio</b>	66,67	33,33	72,10
<b>Julio</b>	0,00	100,00	11,16
<b>Agosto</b>	0,00	100,00	11,16
<b>Septiembre</b>	56,67	43,33	63,73
<b>Octubre</b>	70,97	29,03	75,70
<b>Noviembre</b>	66,67	33,33	72,10
<b>Diciembre</b>	41,94	58,06	51,41

Tabla 3.1. 24 Aprovechamiento en los edificios 14 y 16

A partir de estos datos podemos calcular la energía aprovechable y el porcentaje de demanda cubierto por el generador:

Generadores 14 y 16

Mes	Energía salida inversores 14+16 (MWh)	Energía aprovechada Gen. 14+16 (MWh)	Energía no aprovechada Gen. 14+16 (MWh)	Porcentaje cubierto Gen. 14+16 (%)
<b>Enero</b>	7,917	5,14	2,78	16,23
<b>Febrero</b>	9,406	7,16	2,25	21,92
<b>Marzo</b>	12,908	9,42	3,48	30,92
<b>Abril</b>	13,549	8,26	5,29	25,01
<b>Mayo</b>	13,753	9,67	4,08	34,99
<b>Junio</b>	14,222	10,25	3,97	24,85
<b>Julio</b>	15,529	1,73	13,80	3,77
<b>Agosto</b>	15,158	1,69	13,47	6,24
<b>Septiembre</b>	13,232	8,43	4,80	16,91
<b>Octubre</b>	10,401	7,87	2,53	24,29
<b>Noviembre</b>	8,323	6,00	2,32	19,34
<b>Diciembre</b>	6,696	3,44	3,25	33,39
<b>Total</b>		<b>79,07</b>	<b>62,02</b>	<b>Media: 20,1</b>

Tabla 3.1. 25\_Autoconsumo en los edificios 14 y 16

De donde podemos concluir que **los generadores en las cubiertas de los edificios 14 y 16 son capaces de cubrir un 20,1% de la demanda anual de estos edificios**. La energía anual producida aprovechable de manera directa asciende a 79,07 MWh de un total de 141,09 MWh producidos en un año.

Edificio 17:Ortega y Gasset

La demanda mensual en el edificio 17 a lo largo del año 2018 fue la siguiente:

Periodo: 2018 Intervalo: Mes del año	Total del intervalo edificio 17 (kWh)
enero	34.042,50
febrero	36.388,00
marzo	35.452,50
abril	34.576,00
mayo	30.019,50
junio	42.066,50
julio	43.526,50
agosto	28.627,50
septiembre	54.608,00
octubre	34.635,00
noviembre	32.859,00
diciembre	10.578,00
<b>Totales del periodo</b>	<b>417.379,00</b>

Tabla 3.1. 26 Consumos en el edificio 17

Disponemos de los siguientes perfiles de consumo para el edificio 17:

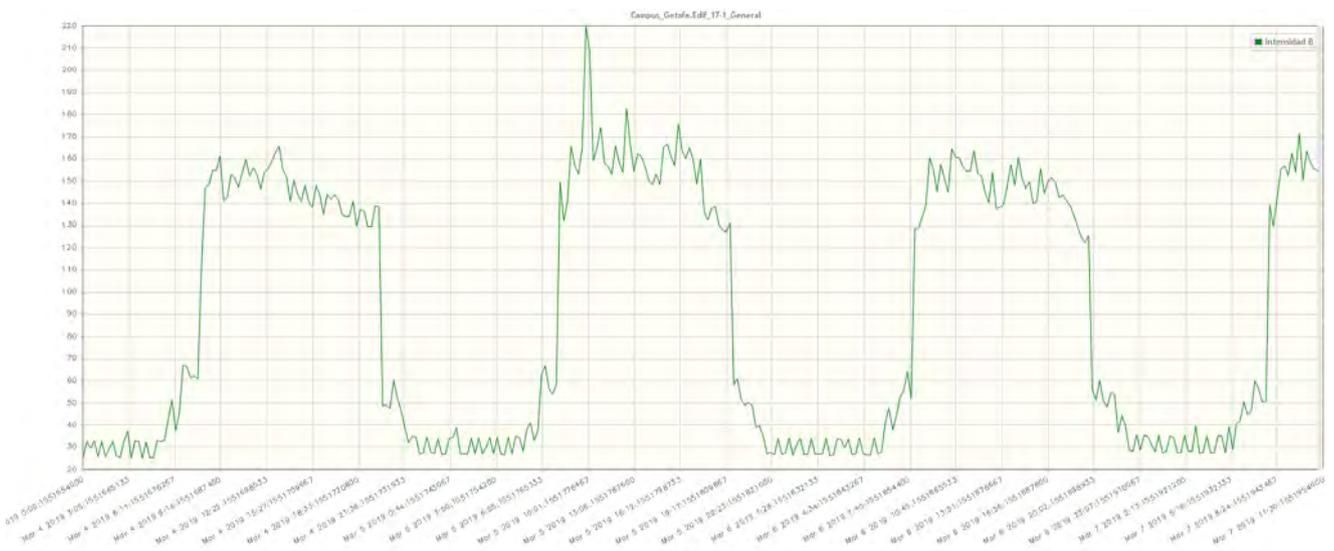


Ilustración 3.1. 27 Perfil de consumo del edificio 17 durante 3 días lectivos típicos.

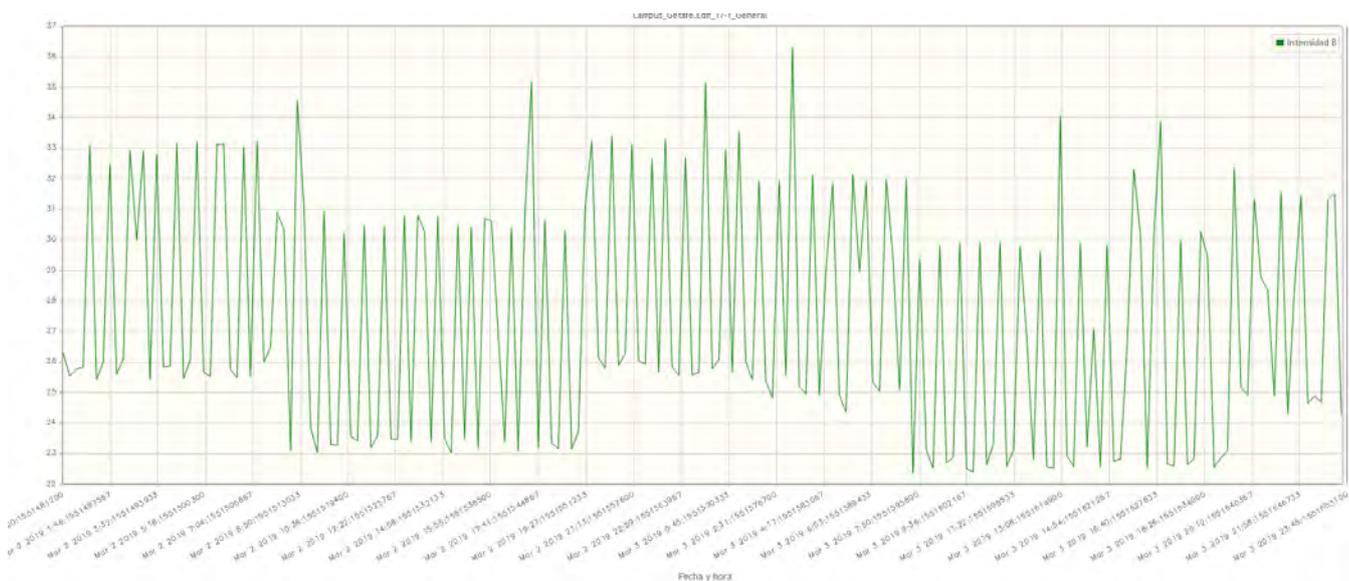


Ilustración 3.1. 28 Perfil de consumo del edificio 17 durante un fin de semana típico.

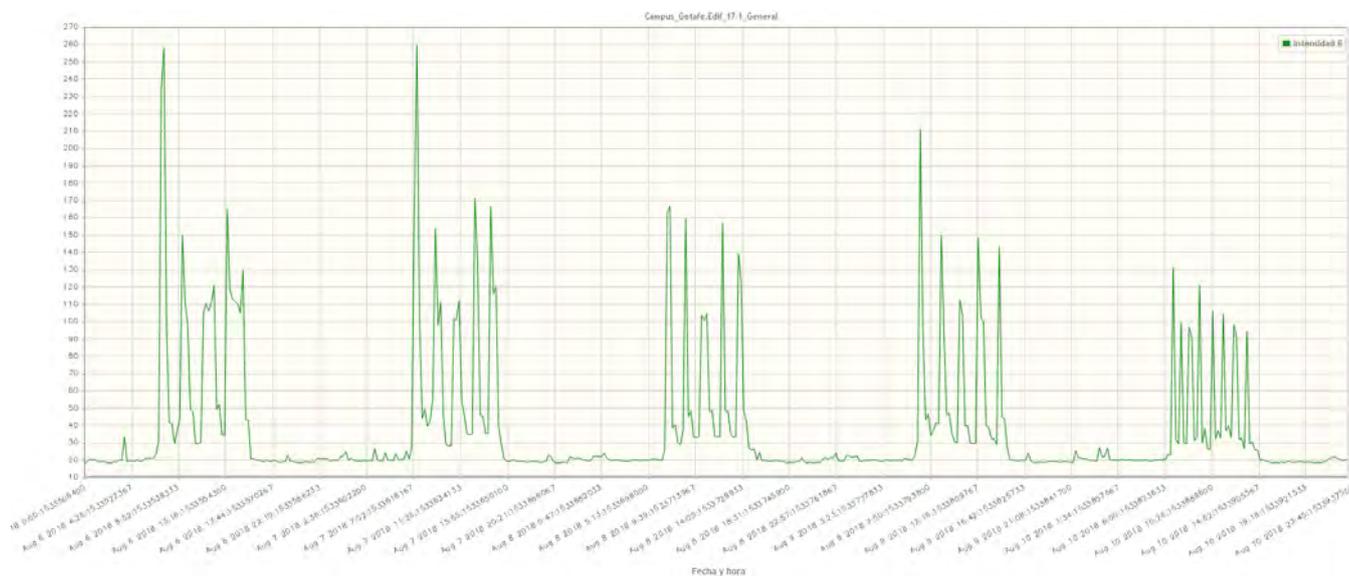


Ilustración 3.1. 29 Perfil de consumo del edificio 17 durante 3 días de agosto.

De las gráficas podemos extraer que el consumo en las horas de producción de los días lectivos es elevado, de en torno a 150 A. Sin embargo, dada la elevada potencia instalada en la cubierta de este edificio, comprobaremos si se producen excedentes en los días lectivos:

$$P_{17 \text{ lectivo}} = \sqrt{3} * 400 * 150 * 0,9 = 93530 \text{ Wp}$$

La potencia instalada en la cubierta de este edificio es de 91,12 kWp, por tanto, aunque la potencia instalada sea elevada, no vamos a tener excedentes en horario lectivo. Podremos considerar el porcentaje de aprovechamiento en días lectivos del 100%.

Por otro lado, la corriente consumida media durante un fin de semana son 28 A. Sin embargo, en los días de verano, observamos un comportamiento que no habíamos visto hasta este momento; en las horas de producción, en lugar de tener un consumo más o menos uniforme y de un valor casi constante a lo largo del día, vemos que durante las horas de producción (horas de luz solar) el consumo aumenta a un valor medio de aproximadamente 70 A, pero con grandes picos de consumo. Así, en términos de potencia activa esto se traduce en:

$$P_{17 \text{ valle lectivo}} = \sqrt{3} * 400 * 28 * 0,9 = 17459,07 \text{ Wp}$$

$$P_{17 \text{ estival}} = \sqrt{3} * 400 * 70 * 0,9 = 43647,68 \text{ Wp}$$

Con una potencia instalada y un rendimiento del 79,74%, se inyectarán a la red 72,76 kWp de media durante las horas de producción. Esto nos da los siguientes porcentajes de aprovechamiento:

$$\text{Aprovechamiento}_{17 \text{ valle lectivo}} = \frac{17,459}{72,76} = 24 \%$$

$$\text{Aprovechamiento}_{17 \text{ estival}} = \frac{43,648}{72,76} = 59,99 \%$$

A partir de estos datos obtenemos la siguiente tabla:

Mes	Porcentaje días lectivos (%)	Porcentaje días no lectivos (%)	Porcentaje aprovechamiento (%)
<b>Enero</b>	58,06	41,94	68,13
<b>Febrero</b>	71,43	28,57	78,29
<b>Marzo</b>	67,74	32,26	75,48
<b>Abril</b>	53,33	46,67	64,53
<b>Mayo</b>	64,52	35,48	73,03
<b>Junio</b>	66,67	33,33	74,67
<b>Julio</b>	0,00	100,00	59,99
<b>Agosto</b>	0,00	100,00	59,99
<b>Septiembre</b>	56,67	43,33	67,07
<b>Octubre</b>	70,97	29,03	77,94
<b>Noviembre</b>	66,67	33,33	74,67
<b>Diciembre</b>	41,94	58,06	55,87

Tabla 3.1. 27 Aprovechamiento en el edificio 17

Y a partir de estos valores calculamos la cantidad de energía producida aprovechable y el porcentaje de demanda del edificio cubierta por el generador:

Generador 17

Mes	Energía a la salida del Inversor (MWh)	Energía aprovechada Gen. 17 (MWh)	Energía no aprovechada Gen. 17 (MWh)	Porcentaje cubierto Gen.17(%)
<b>Enero</b>	8,1	5,52	2,58	16,21
<b>Febrero</b>	9,45	7,40	2,05	20,33
<b>Marzo</b>	12,91	9,74	3,17	27,49
<b>Abril</b>	13,48	8,70	4,78	25,16
<b>Mayo</b>	13,69	10,00	3,69	33,31
<b>Junio</b>	14,13	10,55	3,58	25,08
<b>Julio</b>	15,4	9,24	6,16	21,22
<b>Agosto</b>	15,03	9,02	6,01	31,50
<b>Septiembre</b>	13,19	8,85	4,34	16,20
<b>Octubre</b>	10,45	8,14	2,31	23,51
<b>Noviembre</b>	8,44	6,30	2,14	19,18
<b>Diciembre</b>	6,88	3,84	3,04	36,34
<b>Total</b>		<b>97,30</b>	<b>43,85</b>	<b>Media: 23,31</b>

Tabla 3.1. 28 Autoconsumo en el edificio 17

De aquí tenemos que **el generador 17 es capaz de cubrir el 23,31% de la demanda del edificio**. Seremos capaces de aprovechar 97,3 MWh anuales de un total de 141,15 MWh producidos.

A modo de resumen de los análisis de los perfiles de consumo, en la siguiente tabla mostramos qué porcentaje de la energía inyectada por el generador puede ser aprovechada directamente por los edificios.

Generador	Energía Aprovechable (MWh)	Energía no Aprovechable (MWh)	Porcentaje Aprovechable (%)
<b>8</b>	44,10	40,74	51,98
<b>9</b>	33,91	30,34	52,78
<b>10</b>	33,68	31,30	51,83
<b>11</b>	70,82	13,32	84,17
<b>12</b>	32,14	29,86	51,84
<b>14+16</b>	79,07	62,02	56,04
<b>15</b>	66,25	15,06	81,48
<b>17</b>	97,30	43,85	68,93
<b>18</b>	31,62	23,89	56,96
<b>Total</b>	<b>488,89</b>	<b>290,38</b>	<b>62,74</b>

Tabla 3.1. 29 Resumen autoconsumos

Con lo que podemos llegar a la conclusión de que, de toda la energía generada por nuestros paneles en el campus de Getafe, **podremos autoconsumir de manera directa**, es decir, sin sistemas de acumulación y sin tener en cuenta posibles balances por parte de la compañía eléctrica, **un 62,74% de la energía generada**.

A modo de explicación visual, hemos realizado un gráfico con el sumatorio de los consumos horarios a lo largo de la semana de los edificios conectados con el Centro de Transformación 2 (edificios 8,10, 11 y 12), y la curva de generación conjunta de los generadores en sus cubiertas (suponiendo máxima generación posible, para ponernos en el peor de los escenarios en cuanto a excedentes se refiere), para así ilustrar qué proporción de energía se cubre mediante autoconsumo, y qué excedentes existen y en qué momento:

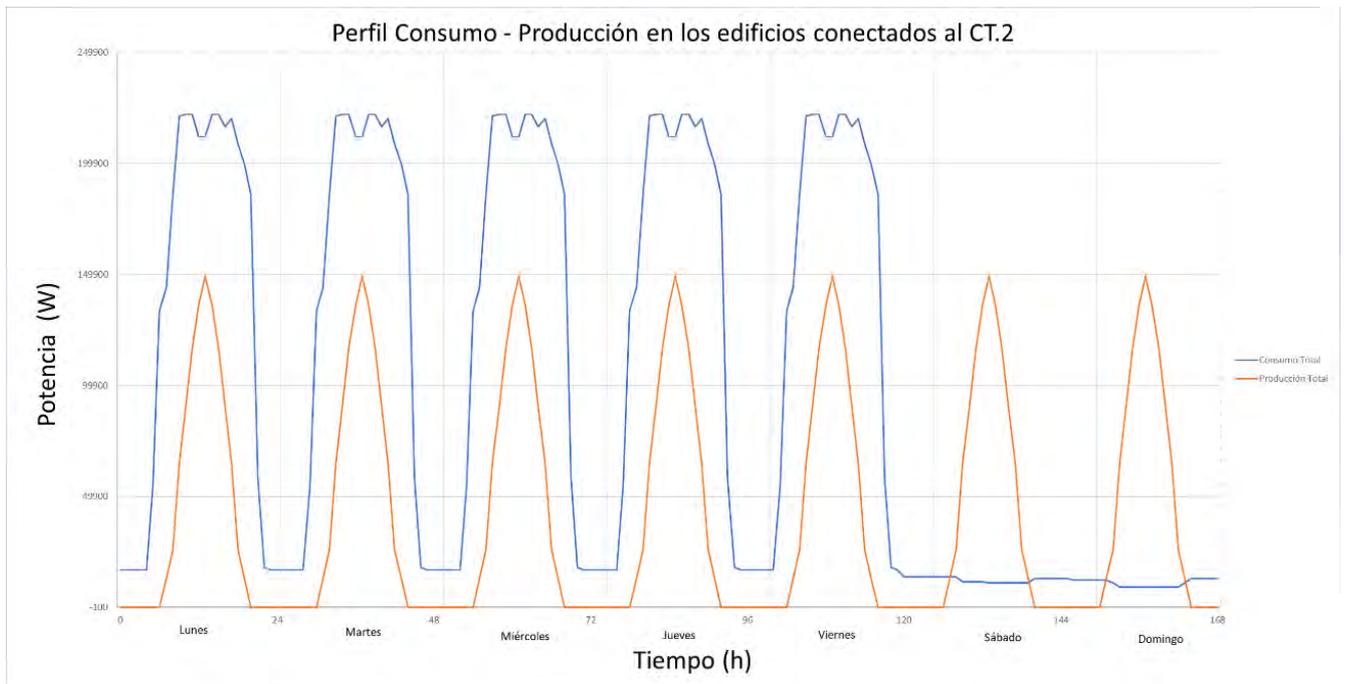


Ilustración 3.1. 30 Comparación de curvas de producción y demanda de los edificios conectados al CT2 una semana lectiva.

Podemos observar que en los días lectivos el aprovechamiento es total, aun suponiendo máxima generación, como hemos explicado en los apartados anteriores. También observamos que la producción de energía en el generador en las horas solares de los días no lectivos es muy superior a la demanda. Estamos en un escenario de máxima generación, pero es tan acusada esta diferencia que podríamos afirmar que en escenarios menos favorables seguiría siendo así.

De aquí podemos extraer también otra conclusión importante; durante los días lectivos no se producen excedentes en ningún momento, y durante los días no lectivos siempre hay excedentes, en todos los edificios (comprobamos este hecho en los apartados anteriores. Incluso en el caso del edificio con el CPD la generación supera al consumo en días no lectivos). Esto significaría que, aunque técnicamente pudiesen existir intercambios de energía entre edificios conectados dentro de la misma acometida, en la realidad estos intercambios van a ser prácticamente inexistentes, ya que cuando hay generación en días lectivos se consume toda en el edificio, y cuando se produce en días no lectivos hay excedentes en todos los edificios.

Las observaciones realizadas para el fin de semana podrían ser aplicadas para periodos estivales, ya que los consumos son muy similares.

## MEMORIA ECONÓMICA

### Inversión Inicial

El primer paso para evaluar la viabilidad económica del proyecto es hacer una estimación de la inversión inicial.

Como no hemos utilizado estructuras de tamaños estándar para instalar nuestros paneles, debemos realizar una evaluación aproximada de cuál será el precio medio del soporte por panel. Sabemos que la estructura para 4 paneles tiene un coste de 266,37 € [18], y que la estructura para 5 paneles tiene un coste de 290,57 € [19]. Esto nos da un precio de estructura por panel de 66,6 € y 58,11 €. Es lógico que el precio por panel disminuya según aumenta la cantidad de paneles por estructura. Dado que la mayoría de los paneles están instalados en estructuras de más de 5 paneles, vamos a aproximar el precio medio de la estructura por panel a 50 €.

De esta manera tenemos que los precios de los principales componentes de nuestra instalación son:

Precio Panel (US\$)	185
Precio estructura por panel (€)	50

Tabla 4. 1 Precio elementos básicos

Contabilizando las unidades totales de cada uno de estos elementos que tenemos en nuestra instalación, y teniendo en cuenta que el tipo de cambio euro/dólar era de 0,88598 el 22/04/2019, obtenemos la siguiente tabla:

Edificio	Número Paneles
8	160
9	120
10	120
11	125
12	120
14	204
15	160
16	80
17	272
<b>Total de Paneles</b>	<b>1361</b>
<b>Coste Paneles (€)</b>	<b>223076,47</b>
<b>Coste Estructuras (€)</b>	<b>68050,00</b>
<b>Coste Total (€)</b>	<b>291126,47</b>

Tabla 4. 2 Coste total elementos básicos

Una vez tenemos definidos estos elementos básicos, debemos calcular los costes asociados; en el caso de las estructuras, el precio ha sido tomado de una empresa local que no cobra envíos.

Sin embargo, los paneles se fabrican en China y el precio es solamente el del panel. Eso significa que tenemos que hacernos cargo del transporte. La hoja de datos técnicos de los paneles especifica que podemos meter 684 paneles en un contenedor estándar FCL de 40 pies (los usados para envíos marítimos). Por tanto, si dividimos el número total de paneles  $\frac{1361}{684} = 1,989$ . Esto significa que **podemos introducir todos nuestros paneles en 2 contenedores FCL.**

El envío de un contenedor FCL desde Shanghái a Madrid, incluyendo tanto los costes de transporte por carretera como el transporte marítimo, tiene un precio de 2933,39 € [20]. Por tanto, el **envío total de los paneles sumaría un coste de 5866,77 €.**

Lo siguiente que analizaremos serán los inversores. Un problema con el que nos hemos topado es que no es fácil encontrar precios de inversores sin que vayan incluidos dentro de un proyecto conjunto. Por ello, aquellos inversores que vayan marcados con un \* significará que no hemos encontrado el precio para ese modelo concreto, pero el precio mostrado está basado en precios encontrados para inversores de características similares.

Modelo	Precio (€)	Unidades	Coste
Ingeteam ingecon sun 80	26794	1	26794
Ingeteam ingecon sun 50	21997	3	65991
Ingeteam ingecon sun 40*	18000	3	54000
Ingeteam ingecon sun 25*	8000	1	8000
Ingeteam ingecon sun 60	22436	1	22436
<b>Total (€)</b>			<b>177221</b>

Tabla 4. 3 Coste de los inversores

Por tanto, el **precio total de los inversores sería 177221 €**, ya que al tratarse de un proveedor nacional [21], no se cobran gastos de envío.

El siguiente **coste** a tener en cuenta en la inversión inicial es la **instalación**. Para instalaciones de este tipo, el coste conjunto de mano de obra suele rondar el **20%** del coste total de los materiales.

También tenemos que incluir el precio de **protecciones, cableado eléctrico, canalizaciones, accesorios, legalización y mano de obra administrativa**, que se habitualmente se cuantifica en conjunto como un **10%**.

Al tratarse de un proyecto de fin de grado, la **mano de obra de ingeniería** no sería un coste a tener en cuenta en el caso de llevarse a cabo el proyecto. Sin embargo, sí que hemos creído oportuno incluir este concepto en el coste total, ya que habitualmente estos proyectos se realizan por parte de empresas, y por tanto dicha actividad sería retribuida. Se han dedicado alrededor de 390 horas en la elaboración de este informe. El coste por hora estimado habitual de un ingeniero junior en España ronda los 30 € a la hora, por lo que el coste de ingeniería hipotético sería de **11700 €**.

En este momento calculamos la cuantía total de la mano de obra y de los otros conceptos necesarios en el proyecto: la suma de los inversores, transporte, paneles, estructuras y mano de obra de ingeniería es de 485914,24 €, por tanto, teniendo en cuenta este 20% de instalación más el 10% en otros conceptos, el **coste total** sería  $485914,24 * \frac{100}{70} = 694163,2€$ .

En la siguiente tabla tenemos un resumen de la inversión inicial:

Concepto	Coste (€)
Paneles	223076,47
Transporte	5866,77
Inversores	177221,00
Estructuras	68050,00
Protecciones, cableado, legalización	69416,32
Montaje	138832,64
Mano de obra ingeniería	11700
<b>Total</b>	<b>694163,2</b>
<b>Total con IVA (21%)</b>	<b>839937,47</b>

Tabla 4. 4 Resumen costes totales

En el siguiente gráfico se muestra el reparto de costes de cada concepto sobre el precio total de la instalación:

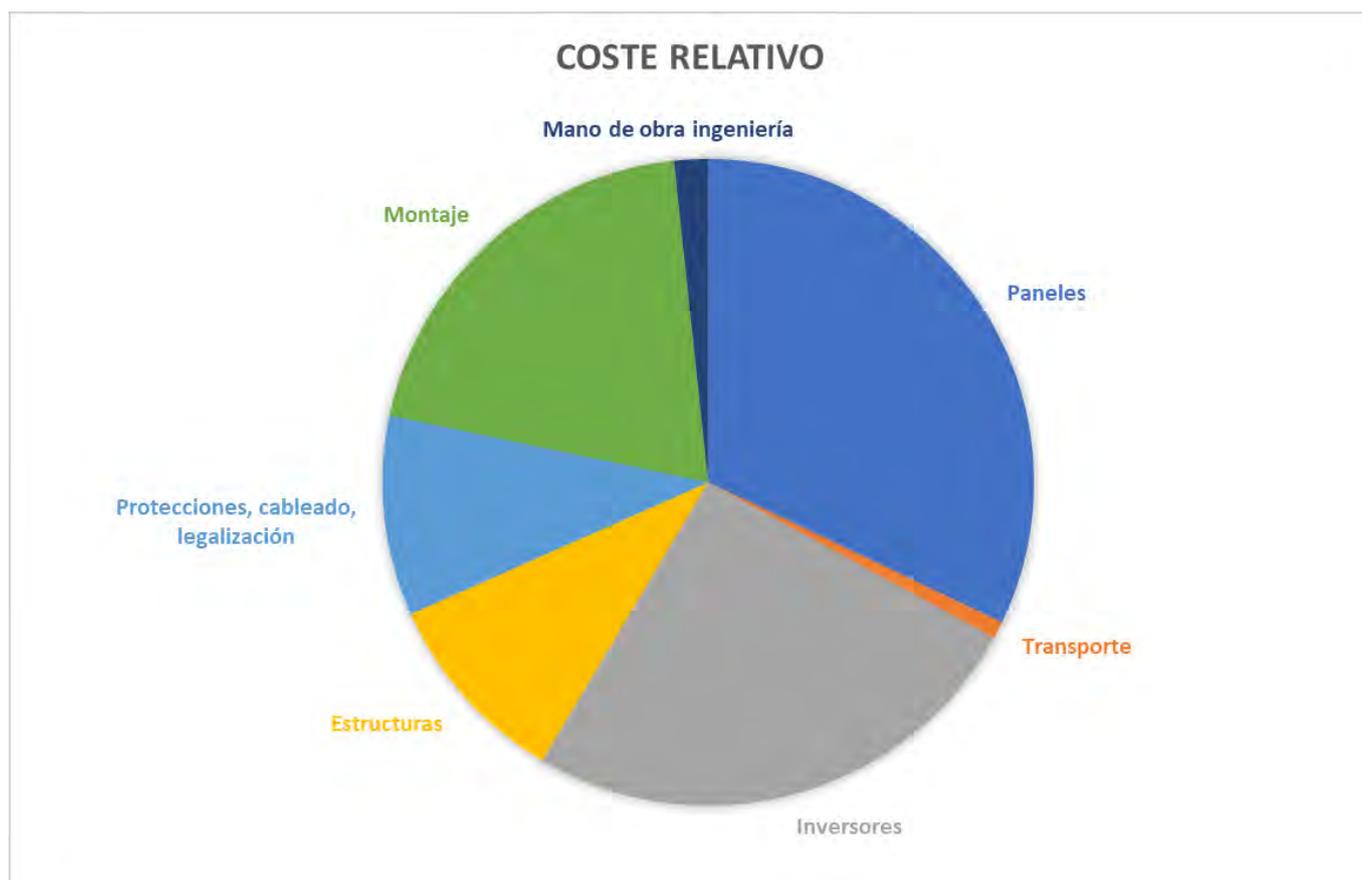


Ilustración 4. 1 Coste relativo de cada concepto

Con estos datos, obtenemos un rendimiento económico por potencia instalada de:

$$\frac{839937,47}{501035} = 1,676 \frac{\text{€}}{\text{Wac}}$$

Según un informe publicado en 2017 por el NREL [22], el coste del Wp alterna instalado en un generador de estas características es de 2,13 \$/Wac (es decir, 1,88 €/Wac). Por tanto, podemos afirmar que el precio que hemos conseguido es ventajoso.

También debemos tener en cuenta que se trata de un informe de 2017 y estamos utilizando precios de 2019. En los últimos meses ha habido varios macroproyectos de instalación de huertos solares en China y Australia que han hecho descender significativamente el precio del panel de manera reciente. También la dimensión del proyecto afecta en gran medida al precio por unidad de potencia; dicho estudio engloba en la misma categoría a las instalaciones que van de 10 kW a 2 MW. Por ello no es sorprendente que el coste final por unidad de potencia que hemos obtenido sea un 11% inferior a la cifra establecida por NREL.

### Amortización

Para calcular la amortización, una de las primeras cifras que debemos tener en cuenta es el coste de mantenimiento de la instalación. Las instalaciones fotovoltaicas tienen en general un mantenimiento muy bajo, pero es necesario tener en cuenta la limpieza periódica de los paneles, así como eventuales reemplazos de paneles o reparaciones de diversa índole. Los gastos de mantenimiento se cuantifican habitualmente como un 2% de los ingresos [23], o en nuestro caso, como un 2% del ahorro. Es por ello que podremos conocer esta cifra una vez conocido el ahorro.

Otro parámetro a tener en cuenta es la degradación de los módulos con el paso del tiempo. Aunque en PVsyst existe la posibilidad de incluir este parámetro en la simulación, nosotros hemos decidido no hacerlo, ya que el programa nos devuelve una estimación de producción anual, no de una serie de años. Entones, las cifras de estimación de producción que hemos obtenido son respecto al panel sin degradar, y tendremos que calcular exactamente la energía que producirémos en los próximos 30 años, que es la vida útil del panel.

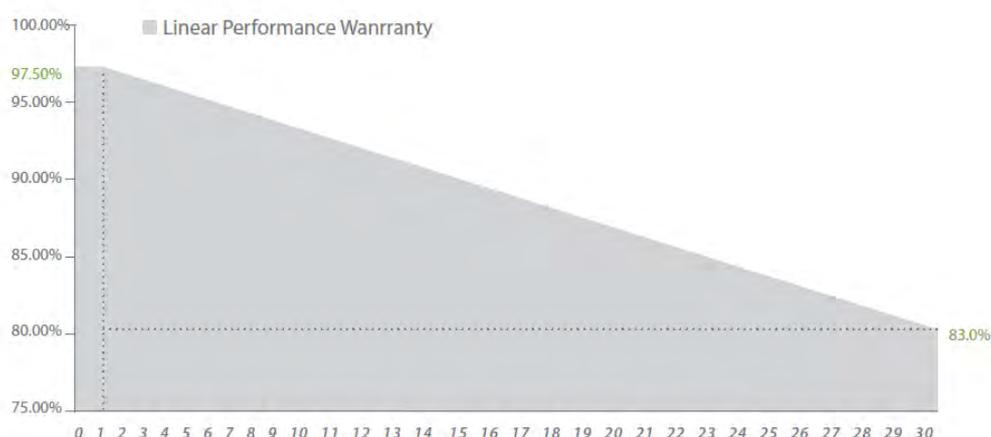


Ilustración 4. 3 Degradación del panel elegido según el paso de los años (Anexo 13)

Del gráfico anterior obtenemos que la degradación máxima garantizada es del 0,5% anual, partiendo de un 97,5% del total.

La universidad participa en el mercado de energía, lo que significa que no paga un precio preestablecido por unidad de energía consumida. Aun así, sabemos de mano del departamento de energía de la universidad que el precio que se paga actualmente es de aproximadamente 0,15€/kWh, que es algo superior al precio que se podría conseguir sin restricciones. Sin embargo, se adquiere a través de una compañía que llega a acuerdos bilaterales exclusivamente con generadores renovables.

El precio de la energía en España ha sido muy irregular en los últimos 10 años, con fuertes subidas y bajadas, por lo tanto, es difícil establecer un patrón fiable de evolución de precios. Sin embargo, si ampliamos nuestro horizonte a la zona Euro, sí que podemos establecer una tendencia más clara:

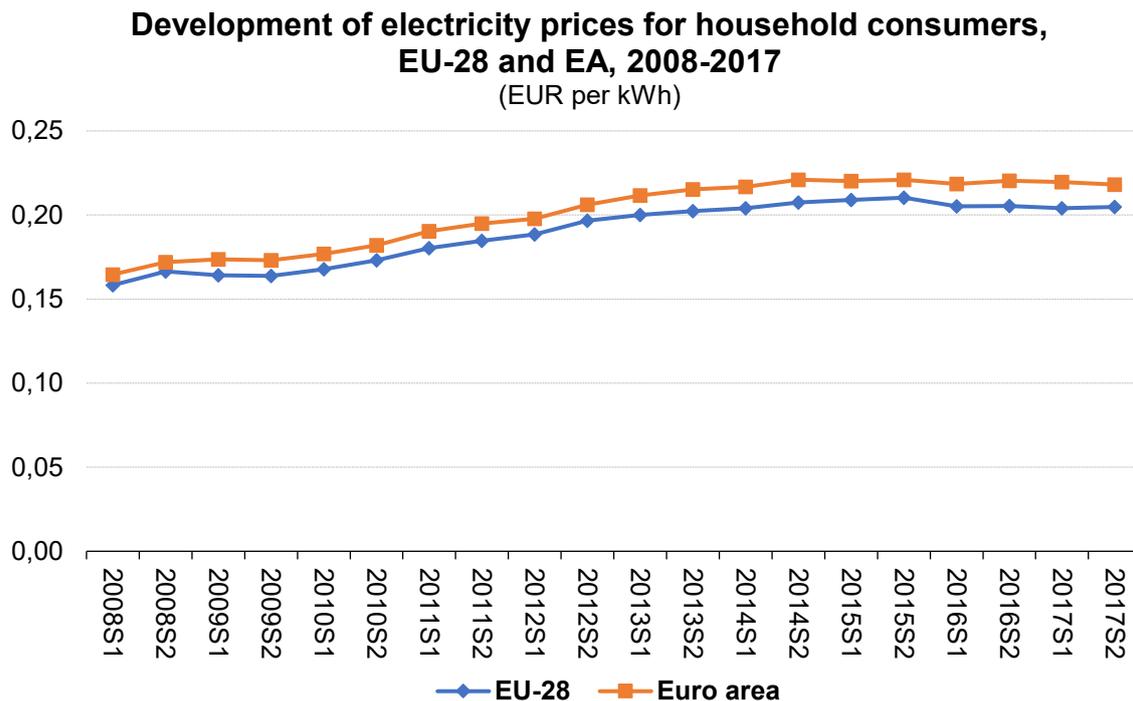


Ilustración 4. 4 Evolución de los precios de la energía eléctrica doméstica en la zona Euro.

De aquí tenemos que la subida media anual ha sido del 3,21%. Vamos a suponer que esta tendencia se mantiene durante los próximos 30 años (de hecho, es probable que sea así; las directivas del IPCC dictan que para el año 2050 las emisiones de carbono deben ser nulas. Esto significa que en los próximos 30 años se tiene que realizar una fuerte inversión progresiva en renovables, que son más económicas en el largo plazo, pero requieren una inversión inicial por unidad de potencia superior a fuentes tradicionales).

Para el cálculo de la amortización excluirémos la energía generada por los paneles instalados en la cubierta del edificio 18, dado que esa inversión ya está hecha, y por tanto sería considerar una energía que se está generando sin considerar la inversión que se ha realizado.

Por tanto, una vez corregido el ahorro con el 2% destinado a mantenimiento tenemos:

Año	Porcentaje Mínimo Garantizado (%)	Energía Autoconsumida (MWh)	Precio por Energía (€/kWh)	Ahorro (€)	Ahorro (€, corregido O&M)
0	97,50	445,84	0,15	66875,74	65538,22
1	97,00	443,55	0,15	68668,49	67295,12
2	96,50	441,27	0,16	70507,42	69097,27
3	96,00	438,98	0,16	72393,66	70945,79
4	95,50	436,69	0,17	74328,34	72841,78
5	95,00	434,41	0,18	76312,64	74786,38
6	94,50	432,12	0,18	78347,73	76780,78
7	94,00	429,83	0,19	80434,85	78826,16
8	93,50	427,55	0,19	82575,23	80923,73
9	93,00	425,26	0,20	84770,14	83074,74
10	92,50	422,97	0,21	87020,88	85280,46
11	92,00	420,69	0,21	89328,77	87542,19
12	91,50	418,40	0,22	91695,16	89861,25
13	91,00	416,12	0,23	94121,42	92238,99
14	90,50	413,83	0,23	96608,97	94676,79
15	90,00	411,54	0,24	99159,23	97176,05
16	89,50	409,26	0,25	101773,67	99738,20
17	89,00	406,97	0,26	104453,79	102364,71
18	88,50	404,68	0,26	107201,10	105057,08
19	88,00	402,40	0,27	110017,16	107816,82
20	87,50	400,11	0,28	112903,55	110645,48
21	87,00	397,82	0,29	115861,88	113544,64
22	86,50	395,54	0,30	118893,80	116515,92
23	86,00	393,25	0,31	122000,98	119560,96
24	85,50	390,97	0,32	125185,13	122681,43
25	85,00	388,68	0,33	128448,00	125879,04
26	84,50	386,39	0,34	131791,35	129155,52
27	84,00	384,11	0,35	135216,99	132512,65
28	83,50	381,82	0,36	138726,76	135952,22
29	83,00	379,53	0,37	142322,52	139476,07

Tabla 4. 5 Ahorro anual

Por tanto, el tiempo de amortización de la instalación se puede representar de la siguiente manera:

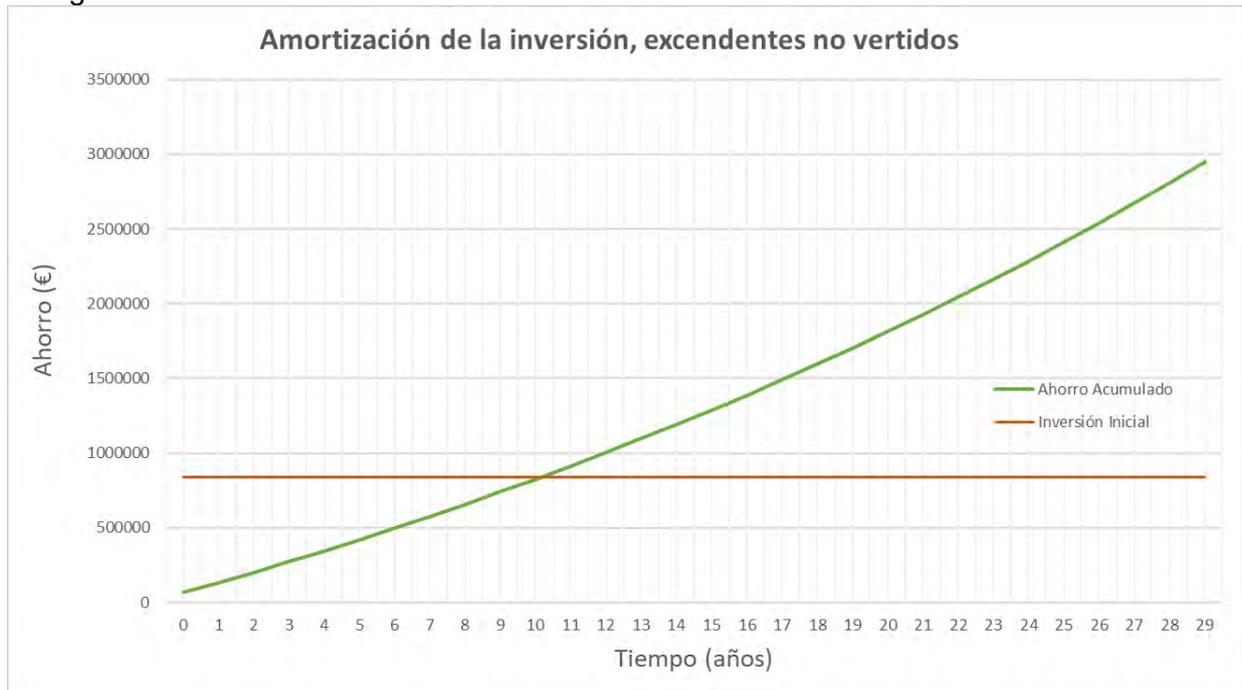


Ilustración 4. 5 Amortización sin verter excedentes

De aquí obtenemos que el tiempo de amortización de la inversión es de aproximadamente 10,25 años. Esto es superior a las cifras para instalaciones de autoconsumo [24], de un tiempo de amortización de entre 6 y 8 años (baremo realizado en el supuesto de retorno neto total). Hay que tener en cuenta que los días laborables de una industria media superan en gran medida a los días lectivos de una universidad, lo que va en detrimento de la amortización para nuestro caso. **El ahorro total a lo largo de estos 30 años**, restando el coste de la inversión inicial, **sería de 2.107.848,96 €**, cifra que consideramos que justifica sobradamente la inversión desde el punto de vista económico. El **VAN** a esos 30 años, considerando una inflación del 2% anual (aproximadamente la media en España en los últimos 10 años) es de **1.277.717,54 €**.

Para realizar este estudio hemos asumido dos premisas; la primera, que la universidad se hará cargo de la inversión sin endeudarse. No podemos conocer si esto sería así, ya que se trata de una entidad pública, pero la inversión es considerable. Una de las alternativas que se suelen utilizar en estos casos es un modelo de economía social, es decir, que cada uno de los miembros de la comunidad universitaria se convirtiese en partícipe de la inversión, y después se compartiesen beneficios. De esta manera se evitaría tener que recurrir a un préstamo con sus respectivos intereses. Sin embargo, creemos que es poco probable que una cantidad relevante de alumnos estén dispuestos a formar parte de esta inversión, por dos razones: la primera, que en general los estudiantes no trabajan y disponen de ingresos limitados. La segunda, que el tiempo de amortización de la inversión es superior a la duración del grado. En general, es poco probable que estén dispuestos a participar de una inversión con un periodo de retorno más largo que el de su vinculación con la universidad.

La segunda asunción es que los excedentes de energía no son remunerados.

Recientemente se ha publicado el RD 244/2019, del 5 de abril, en el que se regulan las técnicas administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo [25], en el que se distinguen dos modalidades de autoconsumo:

- Sin excedentes, en el que el usuario debe instalar un sistema antivertido.
- Con excedentes, en la cual la energía no consumida se vierte a la red.

Dentro de esta última categoría, existen dos distinciones:

- Instalación con energía vertida acogida a compensación económica.
- Instalación con energía vertida no acogida a compensación.

En un principio, parece evidente que la opción más interesante sería la de recibir compensación económica. Sin embargo, una de las condiciones para que la instalación pueda englobarse dentro de esta categoría es que su potencia sea inferior a 100 kW, y nuestra instalación es de 501 kW. Eso significa que estamos forzados a acogernos a la segunda opción, por tanto tenemos dos posibilidades: la primera, no verter excedentes, que sería la primera modalidad, y la que hemos analizado anteriormente. La segunda posibilidad es la de verter energía y que se remunere a precio de pool, con un impuesto por inyección del 7% y un peaje de 0,5 € por MWh. El impuesto del 7% es ciertamente dudoso y muy sujeto a la evolución inmediata de la situación política; se implementó para intentar paliar el déficit tarifario, pero el gobierno lo suprimió hace 8 meses por un periodo de 6 meses. Al no haber sido capaz el gobierno de sacar adelante los presupuestos, la supresión del impuesto terminó el 1 de abril de 2019, así que a día de hoy está vigente. Es posible que, si en un futuro próximo se aprueban los presupuestos, este impuesto desaparezca y el tiempo de amortización disminuya, pero nos hemos ceñido a la normativa vigente a la hora de realizar los cálculos, así que lo incluiremos.

Podemos realizar una estimación de la amortización en el caso de que sí se remuneren los excedentes de energía: la media anual del precio del megavatio hora en el pool en el 2018 fue de 64,184 €. Supondremos que, en términos de ahorro, el aumento del precio de la energía afectará de igual manera al aumento del precio medio de mercado.

De esta manera, aplicando ya peajes e impuestos por inyección, tendríamos:

Año	Excedentes (MWh)	Precio Mercado Diario (€/kWh)	Ahorro (€)	Ahorro (€, corregido O&M y peajes)
0	283,12	0,0596	83775,52	81958,45
1	281,67	0,0616	86021,30	84160,04
2	280,22	0,0636	88324,94	86418,34
3	278,76	0,0656	90687,84	88734,70
4	277,31	0,0677	93111,43	91110,54
5	275,86	0,0699	95597,16	93547,29
6	274,41	0,0722	98146,54	96046,40
7	272,96	0,0745	100761,08	98609,38
8	271,51	0,0769	103442,34	101237,74
9	270,05	0,0793	106191,92	103933,05
10	268,60	0,0819	109011,42	106696,90
11	267,15	0,0845	111902,53	109530,90
12	265,70	0,0872	114866,91	112436,72
13	264,25	0,0900	117906,30	115416,05
14	262,79	0,0929	121022,46	118470,61
15	261,34	0,0959	124217,18	121602,17
16	259,89	0,0990	127492,31	124812,52
17	258,44	0,1021	130849,70	128103,49
18	256,99	0,1054	134291,27	131476,95
19	255,53	0,1088	137818,96	134934,81
20	254,08	0,1123	141434,75	138479,01
21	252,63	0,1159	145140,66	142111,53
22	251,18	0,1196	148938,76	145834,39
23	249,73	0,1235	152831,14	149649,65
24	248,27	0,1274	156819,94	153559,41
25	246,82	0,1315	160907,35	157565,79
26	245,37	0,1357	165095,58	161670,98
27	243,92	0,1401	169386,89	165877,19
28	242,47	0,1446	173783,59	170186,68
29	241,02	0,1492	178288,02	174601,75

Tabla 4. 6\_Ahorro anual con remuneración de excedentes

Y la amortización teniendo en cuenta la remuneración de excedentes se podría representar como:

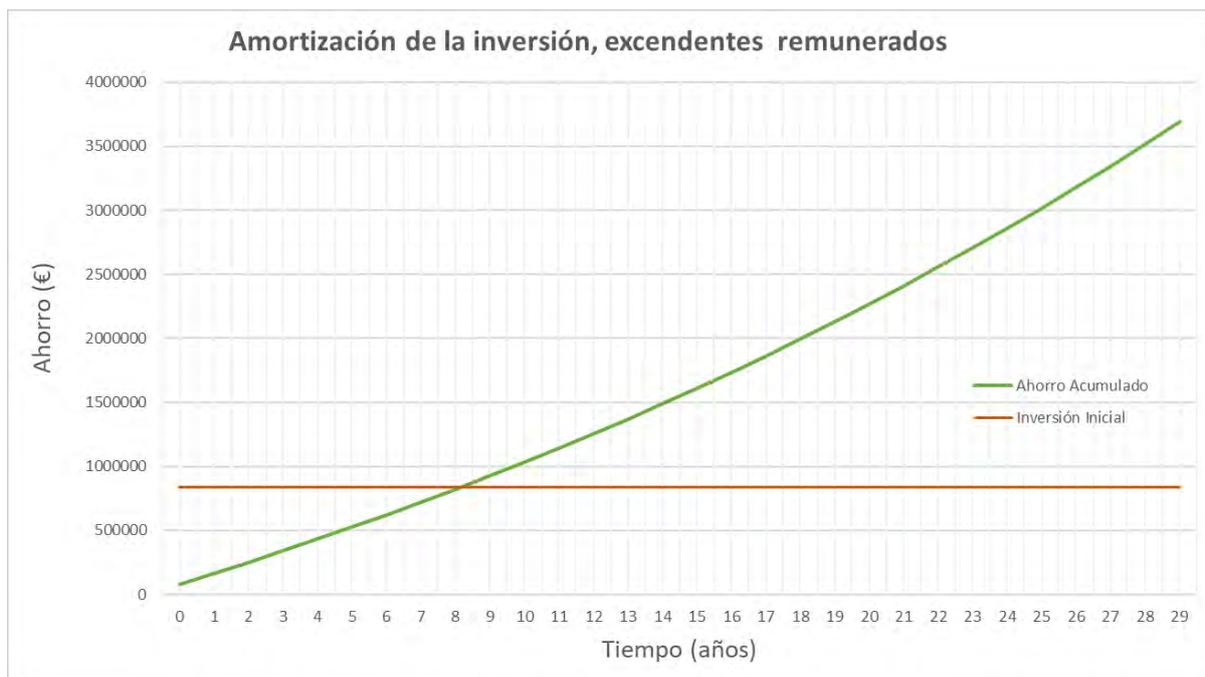


Ilustración 4. 6 Amortización con remuneración de excedentes

De esta manera, el periodo de amortización de la inversión disminuiría hasta los 8 años, situándose dentro del baremo de amortizaciones que se expuso anteriormente. **El ahorro acumulado a 30 años en el caso de recibir remuneración económica, restando la inversión sería de 2.848.835,969 €, haciendo la inversión aún más interesante.** En este caso, el VAN, considerando una inflación del 2% anual es de **1809899,18 €.**

Es a la vez difícil y arriesgado realizar cálculos económicos teniendo en cuenta la remuneración de excedentes. Sin una legislación en materia de autoconsumo suficientemente asentada, con distintos proyectos de ley bajo estudio, y tratándose de una materia tan dependiente del gobierno de turno, la incertidumbre sujeta a cambios de modelo en un periodo tan amplio es muy grande, por lo tanto, consideramos que esta última cifra debe considerarse con reservas. Idealmente, si la tendencia es la de favorecer las renovables y el autoconsumo como ya ocurre en otros países de nuestro entorno, la cifra de ahorro sería aún mayor.

Cabe mencionar que se podría haber realizado una estimación del ahorro en el caso de remuneración de excedentes ligeramente más detallada, si en lugar de considerar el precio de pool medio anual y el excedente anual, se hubiese considerado el precio de pool medio mensual y el excedente mensual, ya que cambios de precio en los meses de mayor producción, y por tanto mayores excedentes, tendrían más peso. Esta es la manera habitual de proceder cuando se quieren cuantificar ahorros en periodos pasados para los cuales tenemos un historial de precios. Sin embargo, al tratarse de una predicción futura cuya progresión de precios está basada en la evolución de precios de una serie temporal pasada, consideramos que la precisión ganada al proceder de este modo es despreciable respecto al margen de incertidumbre relativo a la evolución de los precios y la legislación.

## TRABAJOS FUTUROS

El objetivo de este proyecto ha sido el de realizar un estudio de la energía que se podría producir mediante la instalación de paneles fotovoltaicos en las cubiertas del campus de Getafe, y la viabilidad económica de dicha instalación. Sin embargo, para que dicho proyecto pudiese materializarse, sería preciso realizar un proyecto de ingeniería de detalle, en el que se definiesen las protecciones, calibres del cableado, ubicación de los inversores y demás consideraciones. No es posible realizar una estimación precisa al 100% antes de que dicho proyecto se lleve a cabo, ya que las pérdidas en el cableado dependen, entre otras cosas, de su longitud, y esta de la distancia entre los paneles y el inversor. Estimamos que la diferencia entre la potencia alterna que finalmente pudiéramos obtener, ajustado después de la ingeniería de detalle, podría oscilar alrededor de un 1,5%.

También sería interesante realizar una monitorización exhaustiva del perfil consumo de los edificios, ya que el estudio se ha realizado en función de días tipo y no de consumos reales. Esto, junto con un seguimiento de la incidencia del sol en las cubiertas de los edificios, permitiría realizar un estudio muy preciso del aprovechamiento de esa energía generada, incluso llevar a cabo acciones para mejorar el porcentaje de energía autoconsumida.

## CONCLUSIONES

Después de varios meses de trabajo, damos por finalizada la evaluación técnico-económica de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo en el campus de Getafe de la UC3M.

Como conclusiones podemos extraer que la viabilidad económica del proyecto es evidente, aunque la cuantía del retorno está sujeta a factores que se escapan al alcance de este proyecto, como son la evolución de los precios de la energía y los futuros avances en materia de legislación en autoconsumo. Independientemente de estas consideraciones, podemos afirmar que **es posible instalar una potencia de 501 kW, y que podemos cuantificar el ahorro mínimo en 2107848,96 €**, en un periodo de 30 años.

Desde el punto de vista técnico, la instalación de los paneles en las cubiertas no parece revestir especial dificultad, y es totalmente viable en aquellos edificios en los que la normativa nos los permite.

Desde el punto de vista personal, para mí ha resultado un reto realizar un proyecto de esta envergadura, y al mismo tiempo me parece muy gratificante haber realizado mi aportación a la posible transición al consumo sostenible de una entidad pública.

Creo realmente en las energías renovables como futuro, por eso me ha motivado especialmente este proyecto, y además es el campo en el que tengo intención de enfocar mis futuros estudios y mi vida profesional.

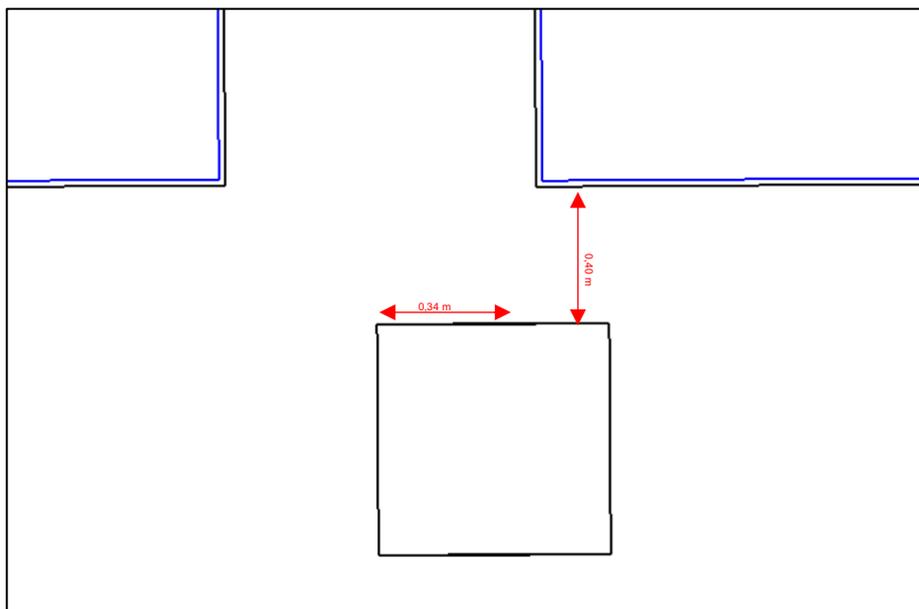
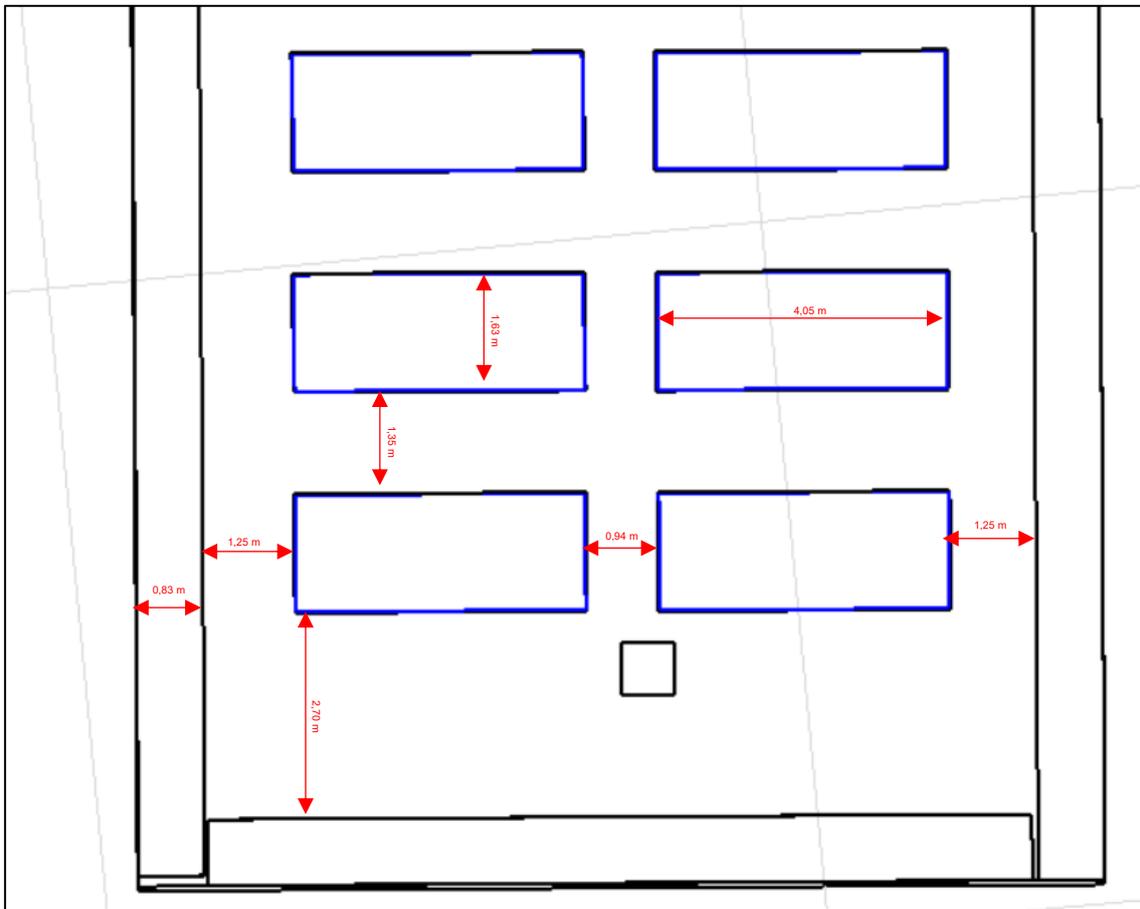
## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

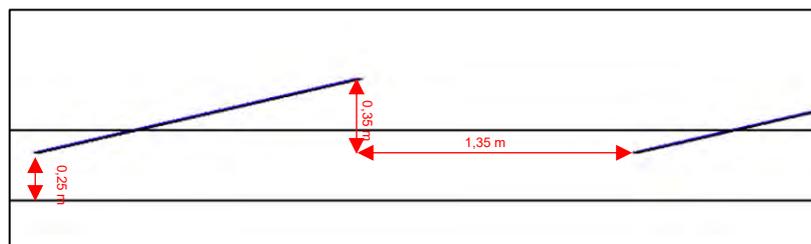
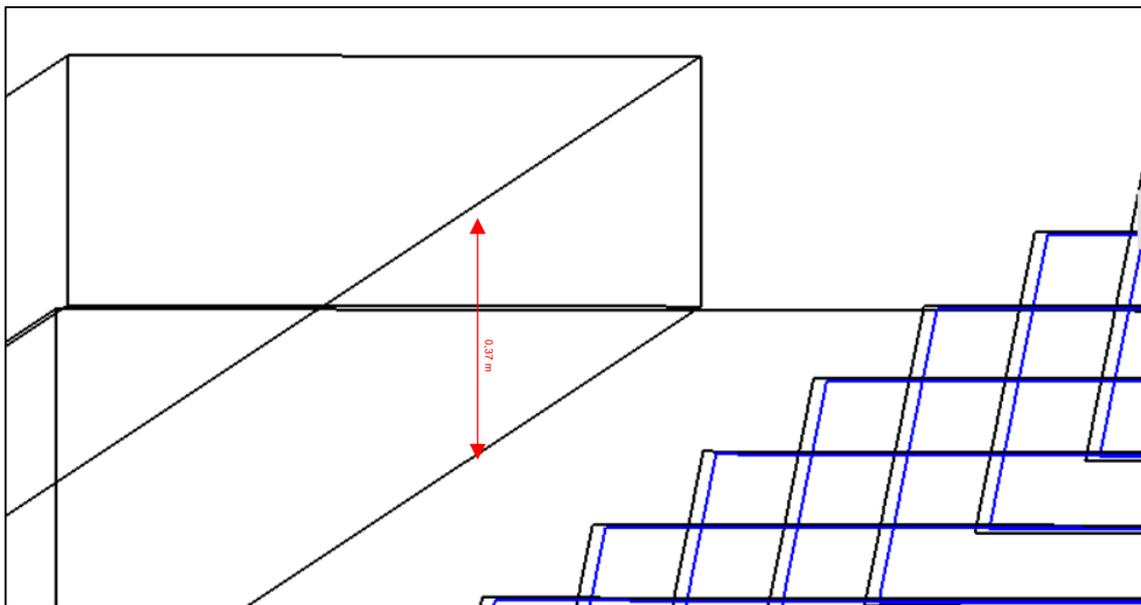
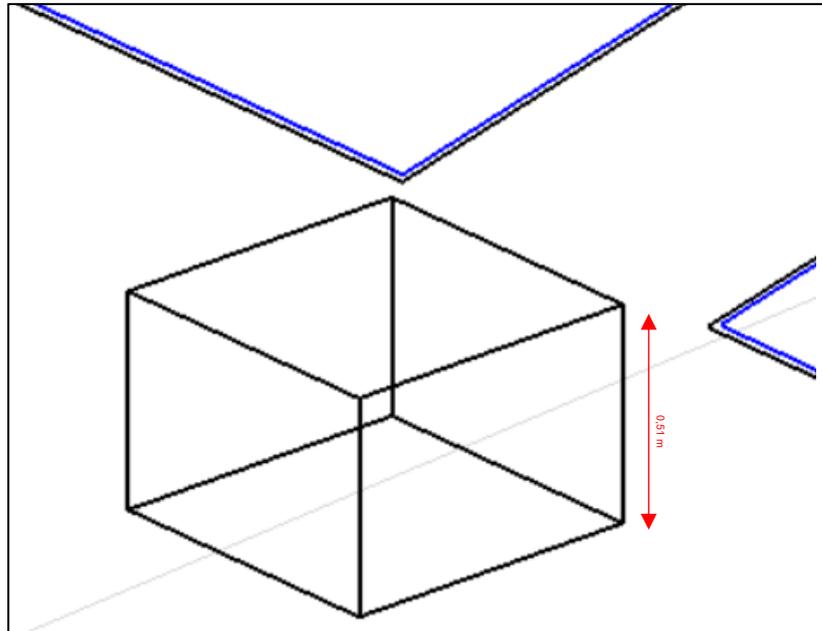
- [1] IPCC, «[https://archive.ipcc.ch/pdf/session48/pr\\_181008\\_P48\\_spm\\_en.pdf](https://archive.ipcc.ch/pdf/session48/pr_181008_P48_spm_en.pdf),» [En línea].
- [2] P. S. University, «<https://en.wikipedia.org/>,» [En línea].
- [3] REN21, «<http://www.ren21.net/status-of-renewable/>,» [En línea].
- [4] BOE, «Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores».
- [5] C. E. Wire, «<https://www.cleanenergywire.org/factsheets/germanys-energy-consumption-and-power-mix-charts>,» [En línea].
- [6] Springer, «<https://link.springer.com/journal/40095>,» [En línea].
- [7] Photon, «[www.photon.info/en/photon-magazines](http://www.photon.info/en/photon-magazines),» [En línea].
- [8] Photon, «[https://www.pvsyst.com/wp-content/uploads/2019/01/ineichen\\_2011-sensor\\_calibration\\_photon.pdf](https://www.pvsyst.com/wp-content/uploads/2019/01/ineichen_2011-sensor_calibration_photon.pdf),» [En línea].
- [9] PVsyst, «[https://www.pvsyst.com/wp-content/uploads/2019/01/photon\\_survey\\_corr\\_irrad\\_190611\\_en.pdf](https://www.pvsyst.com/wp-content/uploads/2019/01/photon_survey_corr_irrad_190611_en.pdf),» [En línea].
- [10] IEEE, «<http://www.journal-ijeee.com/content/5/1/1>, Accuracy analysis of software for the estimation,» [En línea].
- [11] Wikipedia, «<https://es.wikipedia.org/wiki/Getafe#Clima>,» [En línea].
- [12] IDAE, *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red, PCT-C-REV*, Julio 2011.
- [13] AEMET, «<http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/valoresclimatologicos?l=3200&k=mad>,» [En línea].
- [14] Datosclima, «<https://datosclima.es/Aemethistorico/Precipisolstad.php>,» [En línea].
- [15] Ecobusiness, «<http://www.ecobusinesslinks.com/surveys/free-solar-panel-price-survey/>,» [En línea].
- [16] Researchgate, «[https://www.researchgate.net/publication/227688639\\_Tracking\\_and\\_Ground\\_Cover\\_Ratio](https://www.researchgate.net/publication/227688639_Tracking_and_Ground_Cover_Ratio),» [En línea].
- [17] GoogleMaps, «<https://www.google.com/maps/>,» [En línea].
- [18] Autosolar, «<https://autosolar.es/estructuras-suelo/estructura-suelo-4-panel-fv915-1-fila-24v>,» [En línea].
- [19] Autosolar, «<https://autosolar.es/estructuras-suelo/estructura-suelo-5-panel-fv915-1-fila-24v>,» [En línea].
- [20] iContainers, «<https://www.icontainers.com/es/cotizaciones/FCL/USPHL/PORT/US/ESVGO/PORT/ES/?dv20=1&dv40=0&hc40=0>,» [En línea].
- [21] LaCasaSostenible, «<http://tienda.lacasasostenible.com/inversores/34-ingeteam-ingecon-sun-50-100-y-100-125tl.html>,» [En línea].
- [22] NREL, «<https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/68925.pdf>,» [En línea].
- [23] Alromar, «<http://www.alromar-energia.es/blog/tag/mantenimiento-fotovoltaica/>,» [En línea].
- [24] EnergySage, «<https://news.energysage.com/understanding-your-solar-panel-payback-period/>,» [En línea].
- [25] BOE, «Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.».
- [27] Iosrjen, «[www.iosrjen.org](http://www.iosrjen.org),» [En línea].

- [28] Energysage, «[www.energysage.com](http://www.energysage.com),» [En línea].
- [29] Solargis, «<https://solargis.com/>,» [En línea].
- [30] E. Policy, «[www.earth-policy.com](http://www.earth-policy.com),» [En línea].
- [31] E. D. F. y. K. G. Petros J Axaopoulos, «Accuracy analysis of software for the estimation».
- [32] PVGIS, «<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>,» [En línea].
- [33] PVGIS, «[http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/tools.html#PVP](http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#PVP),» [En línea].
- [34] Getafeweb, «[getafeweb.mforos.com](http://getafeweb.mforos.com),» [En línea].
- [35] UC3M, «<http://uc3m.eu>,» [En línea].
- [36] M. Chinchilla, «Apuntes tema 5 de generación eólica y fotovoltaica».
- [37] PVsyst, «[https://www.pvsyst.com/wp-content/uploads/2019/01/photon\\_survey\\_corr\\_irrad\\_190611\\_en.pdf](https://www.pvsyst.com/wp-content/uploads/2019/01/photon_survey_corr_irrad_190611_en.pdf),» [En línea].

## ANEXOS

### Anexo 1: Mediciones del edificio 18.





\*Nota: las medidas de la distancia de la toma de aire situada en la parte superior del edificio respecto de las placas fotovoltaicas se han supuesto de manera aproximada a partir de las imágenes de satélite. La razón es que, en el momento de ir a realizar las mediciones, el panel adyacente había sido movido para evitar sombras. Como compararemos los datos de la simulación respecto a producciones energéticas previas a esta reubicación, hemos intentado ubicarlo en un lugar lo más fiel posible según las fotografías anteriores. Las medidas de ancho y largo son idénticas a la toma de aire posterior, sin embargo, la altura es de 0,43 m.

Anexo 2: Reporte de simulación del edificio 18.

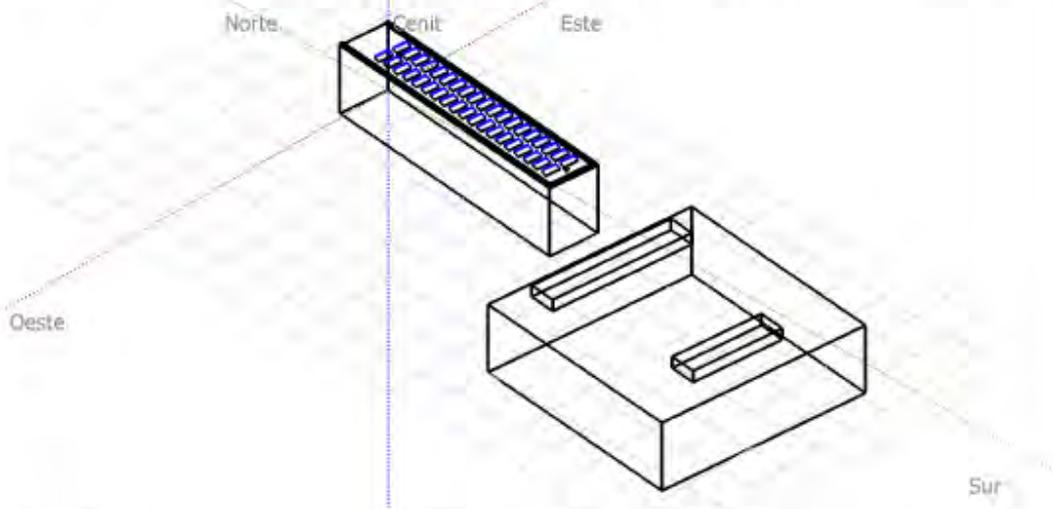
PVSYST V6.69		18/02/19	Página 1/4
<b>Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</b>			
<b>Proyecto :</b>	<b>UC3M_Edificio_18_definitivo</b>		
<b>Lugar geográfico</b>	<b>UC3M_Getafe_Nasa</b>	<b>País</b>	<b>España</b>
<b>Ubicación</b>	Latitud	40.32° N	Longitud -3.73° W
Hora definido como	Hora Legal	Huso hor. UT+1	Altitud 0 m
	Albedo	0.25	
<b>Datos climatológicos:</b>	<b>UC3M_Getafe_Nasa</b>	Meteonorm 7.1 (1995-2007), Sat=17% - Síntesis	
<b>Variante de simulación : UC3M_Edificio_18_definitivo</b>			
	Fecha de simulación	18/02/19 10h41	
<b>Parámetros de la simulación</b>	<b>Tipo de sistema</b>	<b>Sheds on a building</b>	
<b>Orientación Plano Receptor</b>	Inclinación	13°	Acimut 5°
<b>Sheds configuration</b>	Nº de ramas	38	Identical arrays
	Sheds spacing	3.10 m	Ancho receptor 1.88 m
<b>Ángulo límite de sombreado</b>	Limit profile angle	14.7°	Factor de ocupación (GCR) 54.2 %
<b>Modelos empleados</b>	Transposición	Perez	Difuso Perez, Meteonorm
<b>Perfil obstáculos</b>	Sin perfil de obstáculos		
<b>Sombras cercanas</b>	Sombreado lineal		
<b>Características generador FV</b>			
<b>Módulo FV</b>	Si-poly	Modelo	<b>IBC Polysol 235 LS</b>
Custom parameters definition		Fabricante	IBC Solar
Número de módulos FV		En serie	19 módulos
Nº total de módulos FV		Nº módulos	152
Potencia global generador		Nominal (STC)	<b>35.7 kWp</b>
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	495 V
Superficie total		Superficie módulos	<b>250 m²</b>
		En paralelo	8 cadenas
		Pnom unitaria	235 Wp
		En cond. funciona.	32.5 kWp (50°C)
		I mpp	66 A
<b>Inversor</b>		Modelo	<b>Ingecon Sun 30</b>
Original PVsyst database		Fabricante	Ingeteam
Características		Tensión Funciona.	405-750 V
		Pnom unitaria	30.0 kWac
Banco de inversores		Nº de inversores	1 unidades
		Potencia total	30 kWac
		Relación Pnom	1.19
<b>Factores de pérdida Generador FV</b>			
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	126 mOhm	Fración de Pérdidas 1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fración de Pérdidas 1.3 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fración de Pérdidas 1.0 % en MPP
Strings Mismatch loss			Fración de Pérdidas 0.10 %
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo 0.05
<b>Necesidades de los usuarios :</b>	Carga ilimitada (red)		

**Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano**

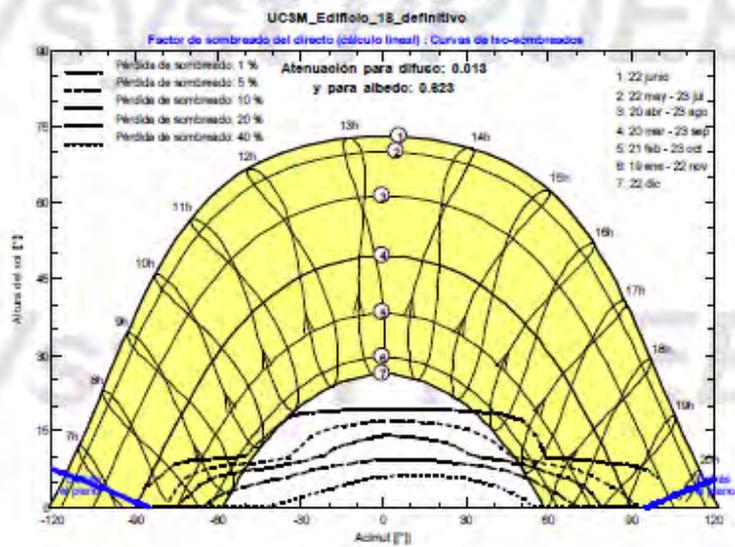
**Proyecto :** UC3M\_Edificio\_18\_definitivo  
**Variante de simulación :** UC3M\_Edificio\_18\_definitivo

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
<b>Sombras cercanas</b>	Sombreado lineal		
Orientación Campos FV	inclinación	13°	acimut 5°
Módulos FV	Modelo	IBC Polysol 235 LS	Pnom 235 Wp
Generador FV	Nº de módulos	152	Pnom total <b>35.7 kWp</b>
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 30	Pnom 30.0 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

**Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano**



**Diagrama de Iso-sombreados**



PV Syst Evaluation mode

Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

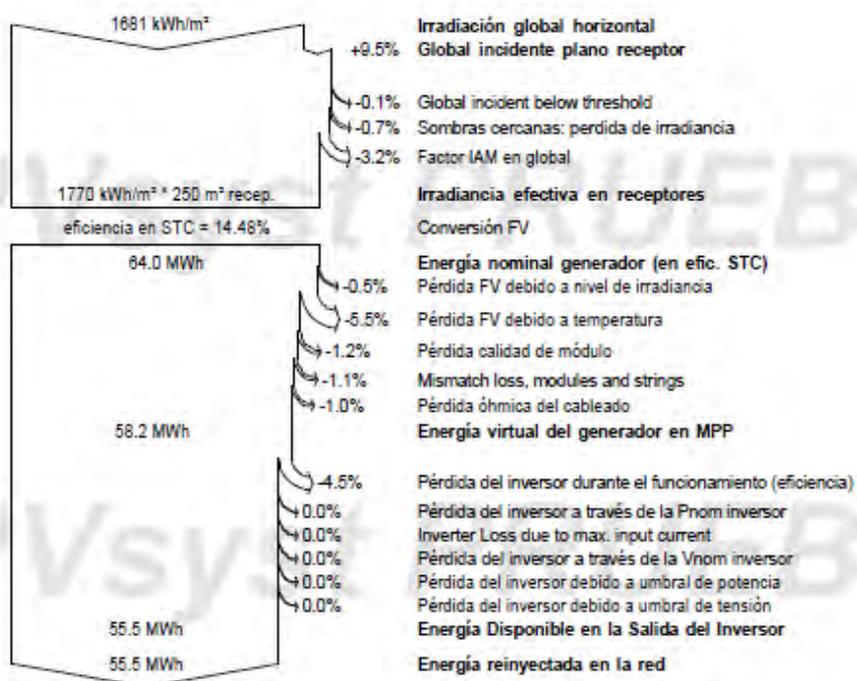
PVSYST V6.69	18/02/19	Página 3/4						
<b>Sistema Conectado a la Red: Resultados principales</b>								
Proyecto : UC3M_Edificio_18_definitivo								
Variante de simulación : UC3M_Edificio_18_definitivo								
<b>Parámetros principales del sistema</b>	Tipo de sistema	Conectado a la red						
<b>Sombras cercanas</b>	Sombreado lineal							
Orientación Campos FV	inclinación	13° acimut 5°						
Módulos FV	Modelo	IBC Polysol 235 LS Pnom 235 Wp						
Generador FV	Nº de módulos	152 Pnom total 35.7 kWp						
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 30 Pnom 30.0 kW ac						
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)							
<b>Resultados principales de la simulación</b>								
Producción del Sistema	Energía producida	55.53 MWh/año						
	Factor de rendimiento (PR)	84.42 %						
Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 36.7 kWp								
<p>                 Lc: Pérdida colectada (pérdidas generador FV) 0.53 kWh/kWp/año                  La: Pérdida albedo (inversor, ...) 0.2 kWh/kWp/año                  Yf: Energía útil producida (salida inversor) 4.26 kWh/kWp/año             </p>		<p>PR: Factor de rendimiento (Yf/Yi) 0.844</p>						
UC3M_Edificio_18_definitivo Balances y resultados principales								
	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	62.0	25.82	6.41	81.1	76.7	2.702	2.574	0.898
Febrero	82.8	32.55	8.28	101.3	96.9	3.370	3.218	0.899
Marzo	134.4	49.95	11.72	153.6	147.4	5.018	4.796	0.874
Abril	168.6	58.24	13.70	178.7	172.1	5.743	5.483	0.859
Mayo	196.1	73.16	16.55	200.3	192.7	6.314	6.026	0.842
Junio	219.7	72.29	24.52	220.0	212.1	6.742	6.439	0.820
Julio	236.5	61.28	27.16	239.9	232.0	7.251	6.925	0.808
Agosto	207.1	48.08	26.49	216.8	211.6	6.634	6.336	0.811
Septiembre	152.7	49.95	21.57	170.6	164.2	5.331	5.092	0.835
Octubre	102.4	41.37	16.30	121.1	115.9	3.894	3.717	0.859
Noviembre	68.5	27.82	9.82	87.4	83.1	2.880	2.746	0.879
Diciembre	52.6	26.53	6.79	68.7	64.8	2.288	2.178	0.897
Año	1681.3	567.02	15.99	1841.6	1769.6	58.167	55.529	0.844
Legendas: GlobHor Irradiación global horizontal DiffHor Irradiación difusa horizontal T Amb Temperatura Ambiente GlobInc Global incidente plano receptor		GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados EArray Energía efectiva en la salida del generador E_Grid Energía reinyectada en la red PR Factor de rendimiento						

### Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

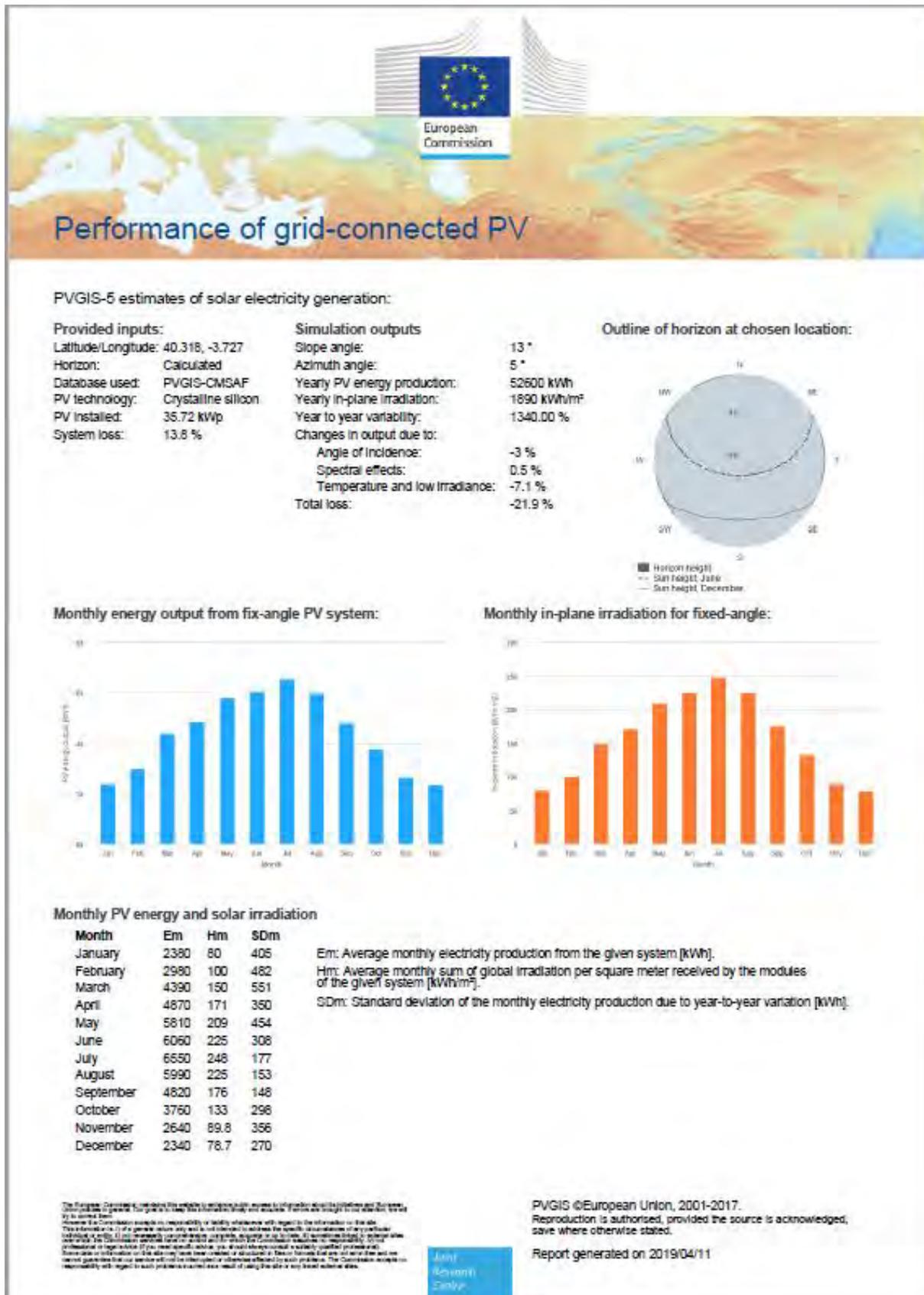
Proyecto : **UC3M\_Edificio\_18\_definitivo**  
 Variante de simulación : **UC3M\_Edificio\_18\_definitivo**

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
<b>Sombras cercanas</b>	Sombreado lineal		
Orientación Campos FV	inclinación	13°	acimut 5°
Módulos FV	Modelo	IBC Polysol 235 LS	Pnom 235 Wp
Generador FV	N° de módulos	152	Pnom total <b>35.7 kWp</b>
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 30	Pnom 30.0 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

Diagrama de pérdida durante todo el año



Anexo 3: Reporte de simulación PVGIS



Anexo 4: Clasificación de los edificios históricos:

DOCUMENTACIÓN A QUE SE REFIERE EL ACUERDO DEL CONSEJO DE GOBIERNO DE FECHA **22-5-03**  
 Madrid, **26-5-03**  
 EL SECRETARIO GENERAL TÉCNICO  
 LA JEFA DEL SERVICIO DE ACTUACIÓN ADMINISTRATIVA Y DESARROLLO NORMATIVO  
 (P.D. Resolución Urbaniz. B.O.C.M. 5/08)



**FICHA Nº: 17**

**Conjunto de la Universidad Carlos III, antiguos Cuarteles del Regimiento de Artillería de Campaña 13**

**Situación**  
Calle Madrid 376

**Tipo de edificio**  
Destinado a actividades docentes

**Grado de protección**  
IV

**Aspecto de la edificación:**

**Fachada**  
Ladrillo y enfoscado de color crema

**Material de cubierta**  
Teja plana tipo Alicante

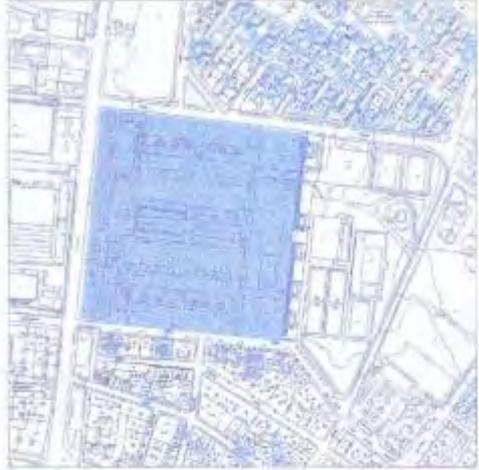
**Aleros:**

**Carpintería exterior**  
Hiera

**Estado de conservación**  
Bueno

**Referencia Catastral:**  
8532401

**Observaciones:**




AYUNTAMIENTO DE MADRID  
 Dirección General de Urbanismo y Transportes  
 por acuerdo de PL. 14/03  
**14 ENE/2003**  
 I.A. B. ...  
 Fdo: Carlos ...

COMUNIDAD DE MADRID  
 CONSEJERÍA DE OBRAS PÚBLICAS,  
 URBANISMO Y TRANSPORTES  
 DIRECCIÓN GENERAL DE URBANISMO  
 PLANIFICACIÓN REGIONAL

**29 ABR. 2003**  
 DOCUMENTO INFORMADO

EL TÉCNICO  
 INFORMANTE 



**CATÁLOGO DE BIENES A PROTEGER**

PLAN GENERAL DE ORDENACIÓN URBANA DE GUSTAFE

Área de Urbanismo



DOCUMENTACIÓN QUE REFIERE EL ACUERDO DEL CONSEJO DE GOBIERNO DE FECHA 22-5-03  
 Madrid, 22-5-03  
 EL SECRETARIO GENERAL-TECNICO  
 LA JEFA DEL SERVICIO DE ACTUACION ADMINISTRATIVA Y DESARROLLO URBANISTICO  
 (P.O. Residencia Torres RACA SUR)

ORDENACION URBANA DE GETAFE

Catálogo

AYUNTAMIENTO DE GETAFE  
 Documento aprobado por el pleno del 17 de Enero de 2003  
 14 ENE 2003

**Cuarteles del regimiento de artillería de Campaña 13 (Universidad Carlos III)**

<p><b>Situación:</b> Calle Madrid, c/v Daiz, c/v Doctor Sánchez Morate, c/v Velarde.</p> <p><b>Fechas:</b> Obra original: P.: 1904; Fa.: 1905 Reh.: 1988; Fa.: 1989</p> <p><b>Autor/es</b> Obra original: Coronel de Ingenieros: Marqués de Villamarin/capitán de Ingenieros Leopoldo Jiménez. Reh.: Francisco Rodríguez Portemayo/Consejería de Política Territorial (Oficina de Proyectos y Obras)</p> <p><b>Usos</b> Original: Cuartel del Ejército de Tierra. Actual: Universidad Carlos III.</p> <p><b>Propiedad</b> Original: Ministerio de Defensa. Actual: Municipal (Ayuntamiento de Getafe), cedido a la Universidad Carlos III.</p> <p><b>Protección</b> Grado 2º</p> <p><b>Estado de Conservación</b> Buena</p>	<p><b>Descripción de la edificación:</b></p> <p>La parcela de RACA 13 se encuentra situada en el vértice Noroeste de la población, en la calle Madrid (carretera de Madrid-Toledo).</p> <p>Está rodeada de en sus laterales Norte y Sur por bloques de viviendas en altura, transcurriendo por un lateral oeste la calle Madrid, en donde se sitúan, sin retanquea alguna, construcciones de industria ligera.</p> <p>Se trata de un conjunto formado por pabellones característicos de la arquitectura militar de principios de siglo, los cuales se disponen en el solar, formando, los centrales, la plaza de armas, y los perimetrales, el cerramiento.</p> <p>Configuran la mencionada plaza cinco pabellones de planta rectangular, dispuestos en forma de "U", presentándose uno en la cabecera y los otros cuatro en los laterales paralelos dos a dos, los cuales se conectan en planta alta, mediante una pasarela.</p> <p>En el nivel superior de estas edificaciones, existen unas galerías cubiertas que enlaza el conjunto. Las edificaciones perimetrales están tomadas en su lado Oeste por tres pabellones residenciales de dos y tres alturas, en los laterales norte y este presentan adosada al cerramiento edificaciones de una altura, y por la parte sur se disponen diversas naves.</p> <p>Finalmente, el conjunto cuenta con una franja ajardinada de 25 m de ancho que los separa de la calle Madrid y otra masa vegetal dispuesta en la plaza de armas frente a los pabellones laterales.</p> <p>Las edificaciones están construidas a base de muros de carga perimetrales de mampostería con una cruzja central de columnas de fundición cuando es necesario; siendo los forjados de viguería metálica y los cubiertos a base de cerchas también metálicas.</p> <p>Las fachadas son de fábrica mixta, realizada en mampostería con hiladas de ladrillo e impostas del mismo material a nivel de los forjados. Los huecos están recercados en ladrillo visto, presentando, arco de medio punto o tendido con su clave acusado en ambas caras.</p> <p>Se completan las fachadas con diversos elementos ejecutados asimismo en ladrillo.</p> <p>Es de destacar la importancia de la cerrojería, no sólo la existente en huecos de planta baja, sino sobre todo, la empleada en la construcción de los paralelos de unión entre pabellones y galerías porticadas que conforman los laterales.</p> <p>También merece mencionarse la reja de hierro forjado que une los tres pabellones de la fachada principal.</p>
---	--

CONSEJERIA DE URBANISMO Y TRANSITO  
 DIRECCION GENERAL DE PLANIFICACION URBANA

29 ABR 2003

DOCUMENTO INFORMANTE

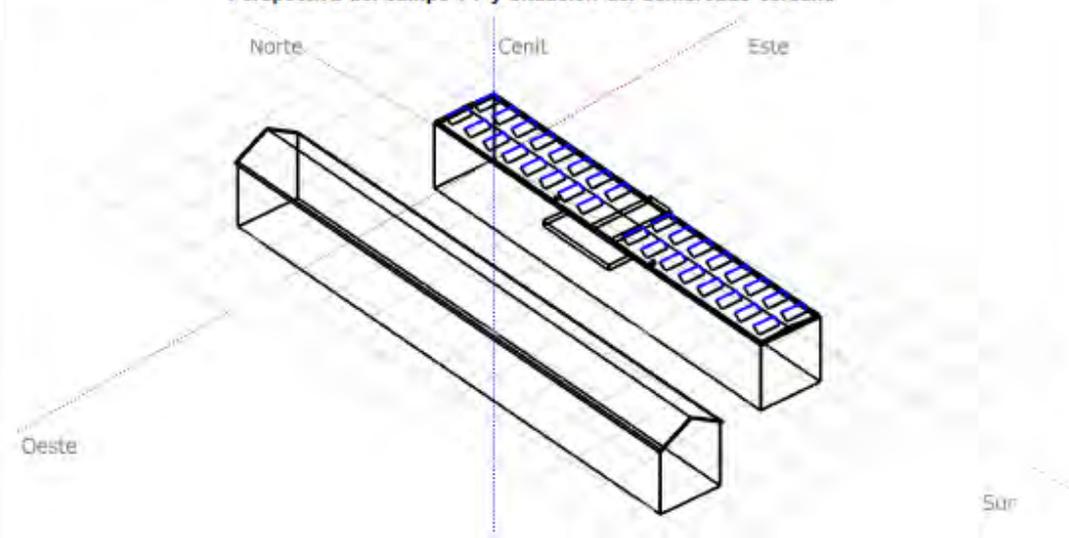
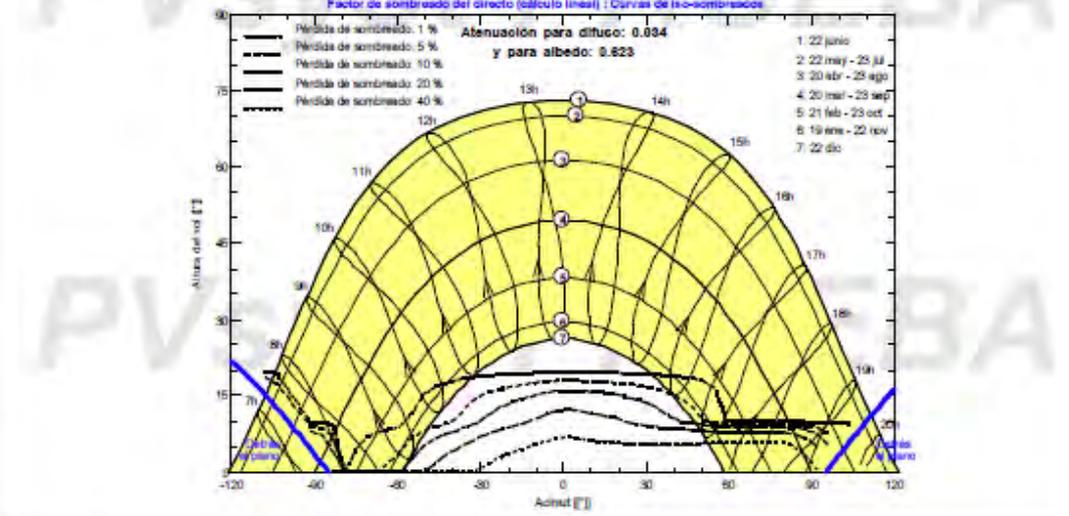
EL TECNICO INFORMANTE  
 AREA DE URBANISMO

Servicios Técnicos Municipales 2002 Pág. 23

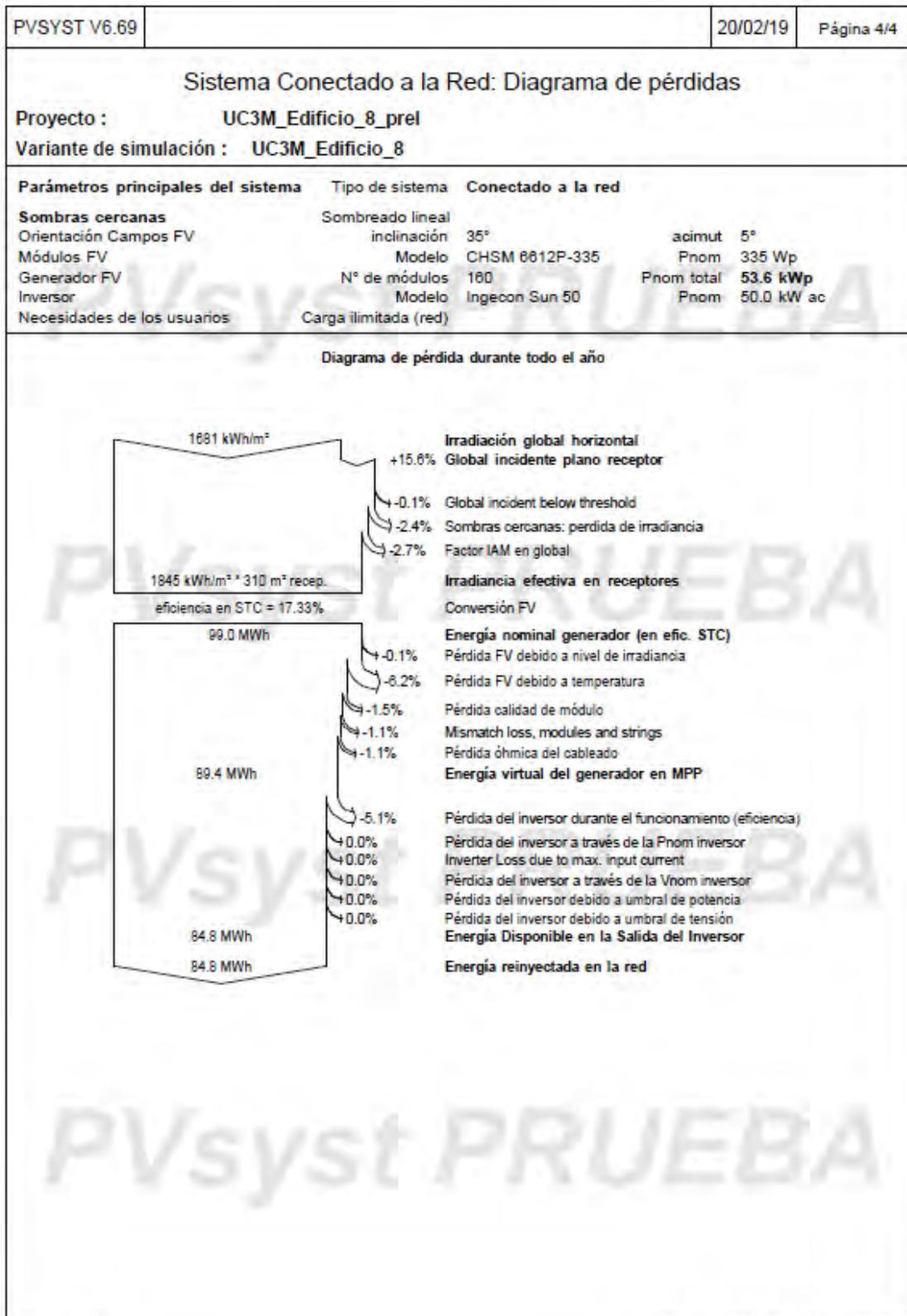
2003

Anexo 5: Reporte de simulación del edificio 8

PVSYST V6.69		20/02/19	Página 1/4
<b>Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</b>			
<b>Proyecto :</b> UC3M_Edificio_8_prel			
<b>Lugar geográfico</b>	UC3M_Getafe_Nasa	País	España
<b>Ubicación</b>	Latitud 40.32° N	Longitud	-3.73° W
Hora definido como	Hora Legal	Huso hor.	UT+1
	Albedo 0.25	Altitud	0 m
<b>Datos climatológicos:</b>	UC3M_Getafe_Nasa	Meteonorm 7.1 (1995-2007), Sat=17% - Síntesis	
<b>Variante de simulación :</b> UC3M_Edificio_8			
	Fecha de simulación	20/02/19 21h21	
<b>Parámetros de la simulación</b>	Tipo de sistema	Sheds on a building	
<b>Orientación Plano Receptor</b>	Inclinación	35°	Acimut 5°
<b>Sheds configuration</b>	N° de ramas	32	Identical arrays
	Sheds spacing	5.45 m	Ancho receptor 1.97 m
<b>Ángulo límite de sombreado</b>	Limit profile angle	16.5°	Factor de ocupación (GCR) 36.2 %
<b>Modelos empleados</b>	Transposición	Perez	Difuso Perez, Meteonorm
<b>Perfil obstáculos</b>	Sin perfil de obstáculos		
<b>Sombras cercanas</b>	Sombreado lineal		
<b>Características generador FV</b>			
<b>Módulo FV</b>	Si-poly	Modelo	CHSM 6612P-335
Custom parameters definition		Fabricante	Astronergy
Número de módulos FV		En serie	16 módulos
N° total de módulos FV		N° módulos	160
Potencia global generador		Nominal (STC)	53.6 kWp
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	526 V
Superficie total		Superficie módulos	310 m²
		En paralelo	10 cadenas
		Pnom unitaria	335 Wp
		En cond. funciona.	47.6 kWp (50°C)
		I mpp	90 A
		Superf. célula	280 m²
<b>Inversor</b>		Modelo	Ingecon Sun 50
Original PVsyst database		Fabricante	Ingeteam
Características		Tensión Funciona.	405-750 V
		Pnom unitaria	50.0 kWac
<b>Banco de inversores</b>		N° de inversores	1 unidades
		Potencia total	50 kWac
		Relación Pnom	1.07
<b>Factores de pérdida Generador FV</b>			
<b>Factor de pérdidas térmicas</b>	Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
<b>Pérdida Óhmica en el Cableado</b>	Res. global generador	99 mOhm	Fración de Pérdidas 1.5 % en STC
<b>Pérdida Calidad Módulo</b>			Fración de Pérdidas 1.5 %
<b>Pérdidas Mismatch Módulos</b>			Fración de Pérdidas 1.0 % en MPP
<b>Strings Mismatch loss</b>			Fración de Pérdidas 0.10 %
<b>Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE</b>	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo 0.05
<b>Necesidades de los usuarios :</b>	Carga ilimitada (red)		

PVSYST V6.69	20/02/19	Página 2/4																					
<b>Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano</b>																							
<b>Proyecto :</b> UC3M_Edificio_8_prel <b>Variante de simulación :</b> UC3M_Edificio_8																							
<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 33%;"><b>Parámetros principales del sistema</b></td> <td style="width: 33%;">Tipo de sistema</td> <td style="width: 33%;">Conectado a la red</td> </tr> <tr> <td><b>Sombras cercanas</b></td> <td>Sombreado lineal</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Orientación Campos FV</td> <td>inclinación</td> <td>35°</td> </tr> <tr> <td>Módulos FV</td> <td>Modelo</td> <td>CHSM 6612P-335</td> </tr> <tr> <td>Generador FV</td> <td>N° de módulos</td> <td>160</td> </tr> <tr> <td>Inversor</td> <td>Modelo</td> <td>Ingecon Sun 50</td> </tr> <tr> <td>Necesidades de los usuarios</td> <td>Carga ilimitada (red)</td> <td></td> </tr> </table>			<b>Parámetros principales del sistema</b>	Tipo de sistema	Conectado a la red	<b>Sombras cercanas</b>	Sombreado lineal		Orientación Campos FV	inclinación	35°	Módulos FV	Modelo	CHSM 6612P-335	Generador FV	N° de módulos	160	Inversor	Modelo	Ingecon Sun 50	Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)	
<b>Parámetros principales del sistema</b>	Tipo de sistema	Conectado a la red																					
<b>Sombras cercanas</b>	Sombreado lineal																						
Orientación Campos FV	inclinación	35°																					
Módulos FV	Modelo	CHSM 6612P-335																					
Generador FV	N° de módulos	160																					
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 50																					
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)																						
<b>Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano</b>																							
																							
<b>Diagrama de Iso-sombrados</b> UC3M_Edificio_8_prel Factor de sombreado del directo (cálculo lineal)   Curvas de Iso-sombrados																							
																							

PVSYST V6.69	20/02/19	Página 3/4						
<b>Sistema Conectado a la Red: Resultados principales</b>								
Proyecto : UC3M_Edificio_8_prel								
Variante de simulación : UC3M_Edificio_8								
<b>Parámetros principales del sistema</b>	<b>Tipo de sistema</b>	<b>Conectado a la red</b>						
<b>Sombras cercanas</b>	Sombreado lineal							
Orientación Campos FV	inclinación	35° acimut 5°						
Módulos FV	Modelo	CHSM 6612P-335 Pnom 335 Wp						
Generador FV	Nº de módulos	160 Pnom total <b>53.6 kWp</b>						
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 50 Pnom 50.0 kW ac						
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)							
<b>Resultados principales de la simulación</b>								
Producción del Sistema	<b>Energía producida</b>	<b>84.84 MWh/año</b> Producción específica 1583 kWh/kWp/año						
	<b>Factor de rendimiento (PR)</b>	<b>81.43 %</b>						
Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 53.6 kWp								
<p> <b>Lc: Pérdida colectada (pérdida generador FV)</b> 0.75 kWh/Wp/año  <b>La: Pérdida sistema (inversor, ...)</b> 0.23 kWh/Wp/año  <b>Yt: Energía útil producida (salida inversor)</b> 4.34 kWh/Wp/año         </p>		<p><b>Factor de rendimiento (PR)</b> PR: Factor de rendimiento (Yt/Yc) : 0.814</p>						
<b>UC3M_Edificio_8</b>								
<b>Balances y resultados principales</b>								
	<b>GlobHor</b>	<b>DiffHor</b>	<b>T Amb</b>	<b>GlobInc</b>	<b>GlobEff</b>	<b>EArray</b>	<b>E_Grid</b>	<b>PR</b>
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	
Enero	62.0	25.82	6.41	105.6	100.2	5.192	4.911	0.868
Febrero	82.8	32.55	8.28	122.9	117.8	5.998	5.693	0.964
Marzo	134.4	49.95	11.72	171.7	163.4	8.158	7.755	0.843
Abril	166.6	58.24	13.70	182.8	173.5	8.535	8.098	0.828
Mayo	196.1	73.18	16.55	189.9	178.8	8.666	8.210	0.807
Junio	219.7	72.29	24.52	202.5	180.4	8.924	8.464	0.780
Julio	236.5	61.28	27.16	223.9	211.7	9.708	9.218	0.768
Agosto	207.1	48.06	26.49	217.6	207.3	9.482	9.004	0.772
Septiembre	152.7	49.95	21.57	184.8	176.1	8.333	7.918	0.799
Octubre	102.4	41.37	16.30	141.6	134.9	6.628	6.288	0.829
Noviembre	68.5	27.82	9.82	111.1	105.8	5.380	5.094	0.856
Diciembre	52.6	26.63	6.79	89.5	84.9	4.429	4.192	0.874
<b>Año</b>	<b>1681.3</b>	<b>567.02</b>	<b>15.99</b>	<b>1943.8</b>	<b>1844.5</b>	<b>89.432</b>	<b>84.543</b>	<b>0.814</b>
<b>Legendas:</b> GlobHor Irradiación global horizontal DiffHor Irradiación difusa horizontal T Amb Temperatura Ambiente GlobInc Global incidente plano receptor		GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados EArray Energía efectiva en la salida del generador E_Grid Energía reinyectada en la red PR Factor de rendimiento						



Anexo 6: Reporte de simulación del edificio 9.

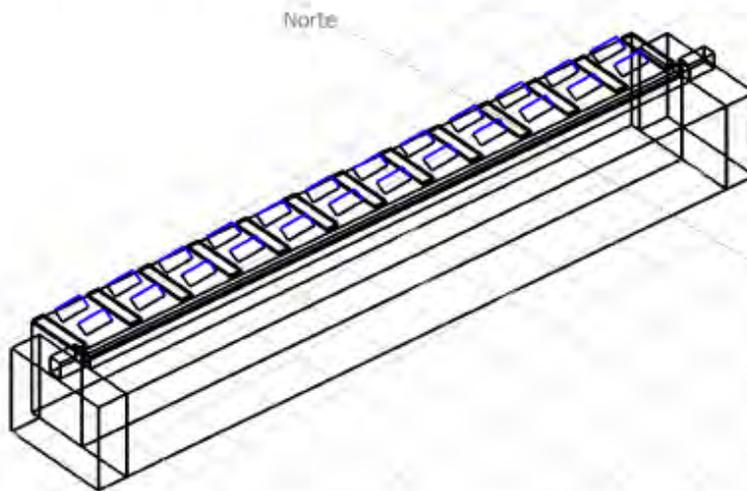
PVSYS V6.69		23/02/19	Página 1/4
<b>Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</b>			
<b>Proyecto :</b> UC3M_Edificio_9			
<b>Lugar geográfico</b>	UC3M_Getafe_Nasa	<b>País</b>	España
<b>Ubicación</b>	Latitud 40.32° N	<b>Longitud</b>	-3.73° W
Hora definido como	Hora Legal Huso hor. UT+1	<b>Altitud</b>	0 m
<b>Datos climatológicos:</b>	UC3M_Getafe_Nasa	Meteonorm 7.1 (1995-2007). Sat=17% - Síntesis	
<b>Variante de simulación :</b> UC3M_Edificio_9			
	Fecha de simulación	23/02/19 11h22	
<b>Parámetros de la simulación</b>	Tipo de sistema	Sheds on a building	
<b>Orientación Plano Receptor</b>	Inclinación	35°	Acimut 0°
<b>Sheds configuration</b>	Nº de ramas	24	Identical arrays
	Sheds spacing	4.55 m	Ancho receptor 1.97 m
<b>Ángulo límite de sombreado</b>	Limit profile angle	21.1°	Factor de ocupación (GCR) 43.4 %
<b>Modelos empleados</b>	Transposición	Perez	Difuso Perez, Meteonorm
<b>Perfil obstáculos</b>	Sin perfil de obstáculos		
<b>Sombras cercanas</b>	Sombreado lineal		
<b>Características generador FV</b>			
<b>Módulo FV</b>	Si-poly	Modelo	CHSM 6612P-335
Custom parameters definition		Fabricante	Astronergy
Número de módulos FV		En serie	15 módulos
Nº total de módulos FV		Nº módulos	120
Potencia global generador		Nominal (STC)	40.2 kWp
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	493 V
Superficie total		Superficie módulos	232 m²
		En paralelo	8 cadenas
		Pnom unitaria	335 Wp
		En cond. funciona.	35.7 kWp (50°C)
		I mpp	72 A
		Superf. célula	210 m²
<b>Inversor</b>	Modelo	Ingecon Sun 40 TL M	
Original PVsyst database	Fabricante	Ingeteam	
<b>Características</b>	Tensión Funciona.	300-920 V	Pnom unitaria 40.0 kWac
<b>Banco de inversores</b>	Nº de inversores	1 unidades	Potencia total 40 kWac
			Relación Pnom 1.01
<b>Factores de pérdida Generador FV</b>			
Pérdidas por polvo y suciedad del generador		Fraición de Pérdidas	3.0 %
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	118 mOhm	Fraición de Pérdidas 1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fraición de Pérdidas 1.5 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fraición de Pérdidas 1.0 % en MPP
Strings Mismatch loss			Fraición de Pérdidas 0.10 %
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo 0.05
<b>Necesidades de los usuarios :</b>	Carga ilimitada (red)		

**Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano**

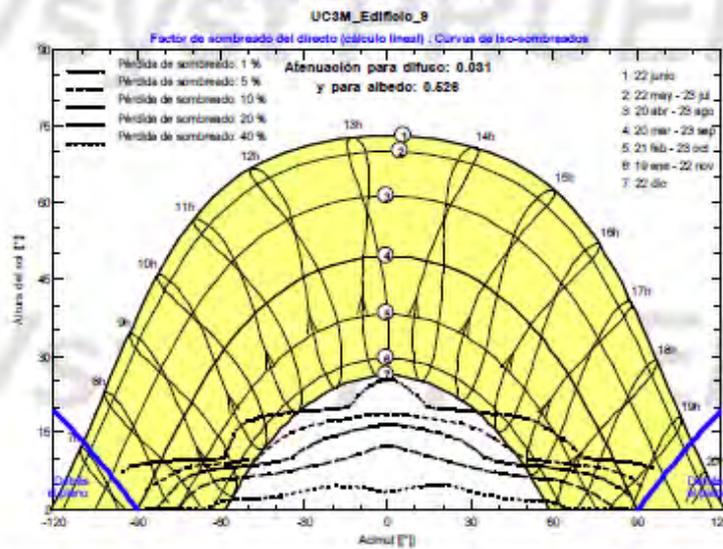
**Proyecto :** UC3M\_Edificio\_9  
**Variante de simulación :** UC3M\_Edificio\_9

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
<b>Sombras cercanas</b>	Sombreado lineal		
Orientación Campos FV	inclinación	35°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	CHSM 6612P-335	Pnom 335 Wp
Generador FV	N° de módulos	120	Pnom total <b>40.2 kWp</b>
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 40 TL M	Pnom 40.0 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

**Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano**



**Diagrama de Iso-sombreados**



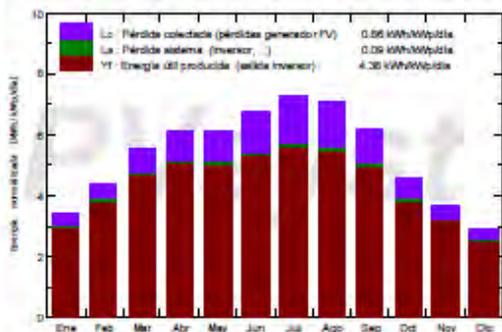
### Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : **UC3M\_Edificio\_9**  
 Variante de simulación : **UC3M\_Edificio\_9**

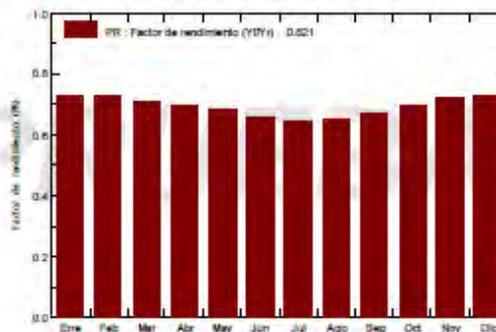
<b>Parámetros principales del sistema</b>		<b>Tipo de sistema</b>	<b>Conectado a la red</b>	
<b>Sombras cercanas</b>		Sombreado lineal		
Orientación Campos FV	inclinación	35°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	CHSM 8612P-335	Pnom	335 Wp
Generador FV	N° de módulos	120	Pnom total	<b>40.2 kWp</b>
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 40 TL M	Pnom	40.0 kW ac
Necesidades de los usuarios		Carga ilimitada (red)		

<b>Resultados principales de la simulación</b>			
Producción del Sistema	<b>Energía producida</b>	<b>64.25 MWh/año</b>	Produc. específico 1598 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	82.08 %	

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 40.2 kWp



Factor de rendimiento (PR)



#### UC3M\_Edificio\_9 Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	62.0	25.82	8.41	105.9	97.6	3.804	3.724	0.875
Febrero	82.8	32.55	8.28	123.0	114.5	4.390	4.301	0.870
Marzo	134.4	49.95	11.72	171.6	159.0	5.974	5.855	0.849
Abril	166.6	58.24	13.70	183.5	169.4	6.269	6.142	0.833
Mayo	196.1	73.18	16.55	190.4	174.5	6.366	6.234	0.815
Junio	219.7	72.29	24.52	203.0	186.0	6.563	6.430	0.786
Julio	236.5	61.28	27.16	224.1	206.4	7.127	6.982	0.775
Agosto	207.1	48.06	26.49	217.8	201.8	6.953	6.813	0.778
Septiembre	152.7	49.95	21.57	185.2	171.7	6.115	5.992	0.805
Octubre	102.4	41.37	16.30	141.7	131.4	4.856	4.757	0.835
Noviembre	68.5	27.82	9.82	111.2	103.0	3.938	3.856	0.863
Diciembre	52.6	26.53	6.79	89.7	82.4	3.232	3.163	0.877
<b>Año</b>	<b>1681.3</b>	<b>587.02</b>	<b>15.99</b>	<b>1947.1</b>	<b>1797.8</b>	<b>65.586</b>	<b>64.249</b>	<b>0.821</b>

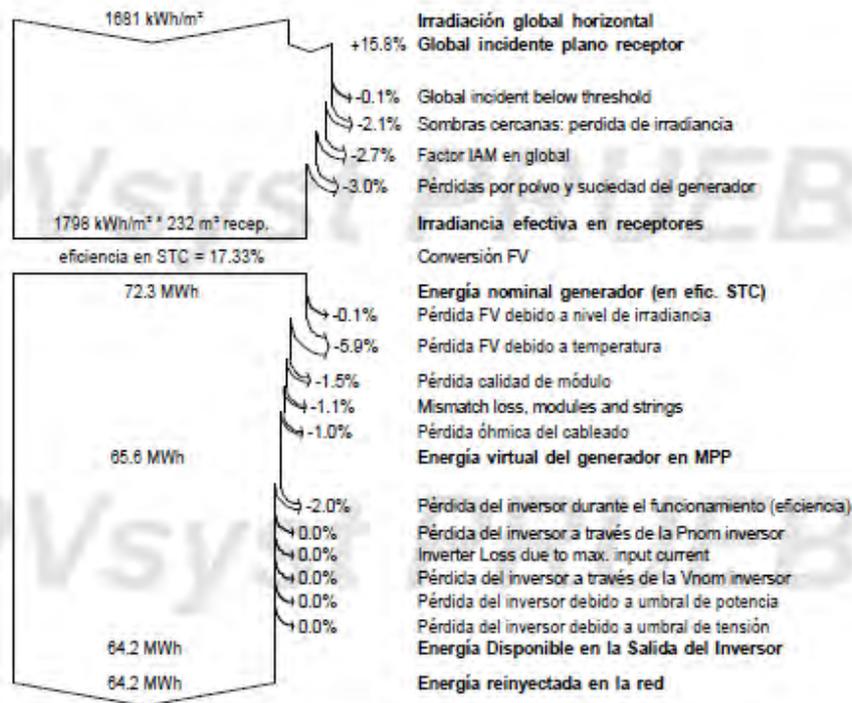
Legendas: GlobHor Irradiación global horizontal DiffHor Irradiación difusa horizontal T Amb Temperatura Ambiente GlobInc Global incidente plano receptor	GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados EArray Energía efectiva en la salida del generador E_Grid Energía reinyectada en la red PR Factor de rendimiento
---	--

### Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

**Proyecto :** UC3M\_Edificio\_9  
**Variante de simulación :** UC3M\_Edificio\_9

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
<b>Sombras cercanas</b>	Sombreado lineal		
Orientación Campos FV	inclinación	35°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	CHSM 6612P-335	Pnom 335 Wp
Generador FV	N° de módulos	120	Pnom total <b>40.2 kWp</b>
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 40 TL M	Pnom 40.0 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

**Diagrama de pérdida durante todo el año**



Anexo 7: Reporte de simulación del edificio 10

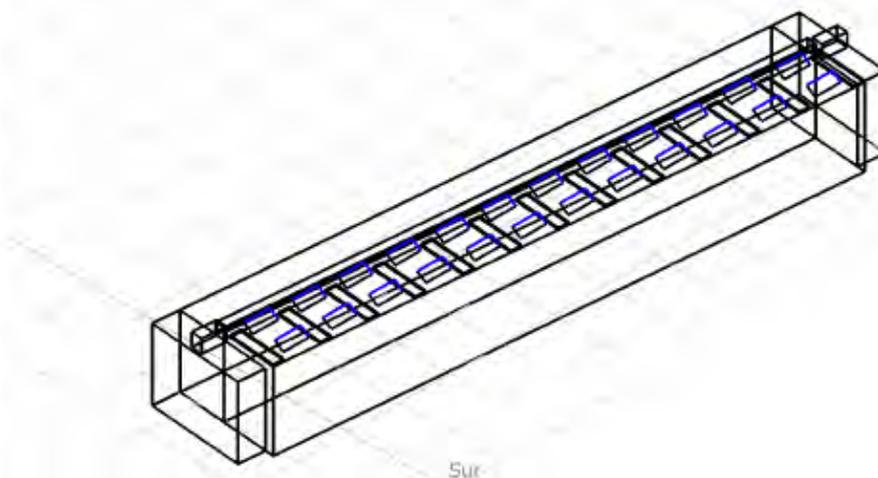
PVSYST V6.69		23/02/19		Página 1/4	
<b>Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</b>					
<b>Proyecto :</b> UC3M_Edificio_10					
<b>Lugar geográfico</b>		UC3M_Getafe_Nasa		País España	
<b>Ubicación</b>		Latitud 40.32° N		Longitud -3.73° W	
Hora definido como		Hora Legal Huso hor. UT+1		Altitud 0 m	
		Albedo 0.25			
<b>Datos climatológicos:</b>		UC3M_Getafe_Nasa		Meteonorm 7.1 (1995-2007), Sat=17% - Síntesis	
<b>Variante de simulación :</b> UC3M_Edificio_10					
		Fecha de simulación		23/02/19 13h02	
<b>Parámetros de la simulación</b>					
		Tipo de sistema		Sheds on a building	
<b>Orientación Plano Receptor</b>		Inclinación		35°	
		Acimut		0°	
<b>Sheds configuration</b>		N° de ramas		24	
		Sheds spacing		8.00 m	
<b>Ángulo límite de sombreado</b>		Limit profile angle		14.8°	
		Factor de ocupación (GCR)		33.3 %	
<b>Modelos empleados</b>		Transposición		Perez	
		Difuso		Perez, Meteonorm	
<b>Perfil obstáculos</b>		Sin perfil de obstáculos			
<b>Sombras cercanas</b>		Sombreado lineal			
<b>Características generador FV</b>					
<b>Módulo FV</b>		Si-poly		Modelo CHSM 6612P-335	
Custom parameters definition		Fabricante		Astronergy	
Número de módulos FV		En serie		15 módulos	
N° total de módulos FV		N° módulos		120	
Potencia global generador		Nominal (STC)		40.2 kWp	
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp		493 V	
Superficie total		Superficie módulos		232 m²	
		Superf. célula		210 m²	
<b>Inversor</b>		Modelo		Ingecon Sun 40 TL M	
Original PVsyst database		Fabricante		Ingeteam	
Características		Tensión Funciona.		300-820 V	
Banco de inversores		N° de inversores		1 unidades	
		Potencia total		40 kWac	
		Relación Pnom		1.01	
<b>Factores de pérdida Generador FV</b>					
Pérdidas por polvo y suciedad del generador		Fracción de Pérdidas		3.0 %	
Factor de pérdidas térmicas		Uc (const)		29.0 W/m²K	
		Uv (viento)		0.0 W/m²K / m/s	
Pérdida Óhmica en el Cableado		Res. global generador		118 mOhm	
Pérdida Calidad Módulo		Fracción de Pérdidas		1.5 % en STC	
Pérdidas Mismatch Módulos		Fracción de Pérdidas		1.5 %	
Strings Mismatch loss		Fracción de Pérdidas		1.0 % en MPP	
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE		IAM =		1 - bo (1/cos i - 1)	
		Parám. bo		0.05	
<b>Necesidades de los usuarios :</b>		Carga ilimitada (red)			

### Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : **UC3M\_Edificio\_10**  
 Variante de simulación : **UC3M\_Edificio\_10**

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
<b>Sombras cercanas</b>	Sombreado lineal		
Orientación Campos FV	inclinación	35°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	CHSM 6612P-335	P <sub>nom</sub> 335 Wp
Generador FV	N° de módulos	120	P <sub>nom total</sub> <b>40.2 kWp</b>
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 40 TL M	P <sub>nom</sub> 40.0 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

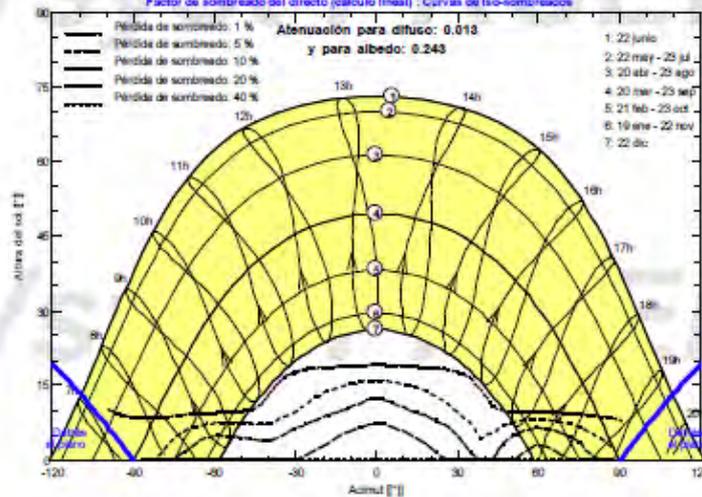
**Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano**



**Diagrama de Iso-sombreados**

UC3M\_Edificio\_10

Factor de sombreado del directo (cálculo lineal) : Curvas de Iso-sombreados



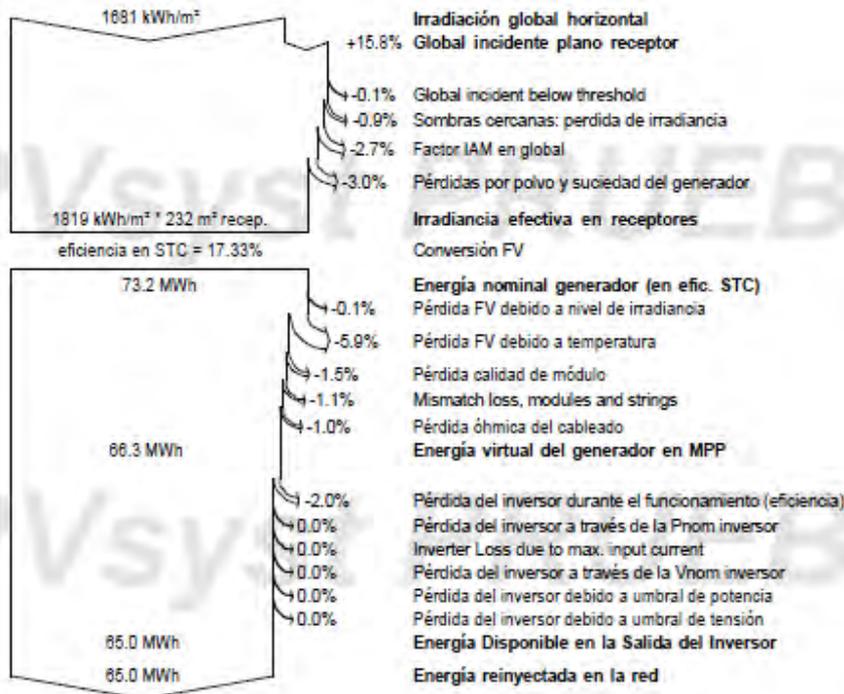
PVSYST V6.69	23/02/19	Página 3/4						
<b>Sistema Conectado a la Red: Resultados principales</b>								
Proyecto : <b>UC3M_Edificio_10</b> Variante de simulación : <b>UC3M_Edificio_10</b>								
<b>Parámetros principales del sistema</b> Tipo de sistema <b>Conectado a la red</b>								
<b>Sombras cercanas</b> Sombreado lineal								
Orientación Campos FV	inclinación	35°    acimut    0°						
Módulos FV	Modelo	CHSM 6612P-335    Pnom    335 Wp						
Generador FV	N° de módulos	120    Pnom total <b>40.2 kWp</b>						
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 40 TL M    Pnom    40.0 kW ac						
Necesidades de los usuarios    Carga ilimitada (red)								
<b>Resultados principales de la simulación</b>								
Producción del Sistema	<b>Energía producida</b>	<b>64.98 MWh/año</b> Producc. específico    1616 kWh/kWp/año						
	Factor de rendimiento (PR)	83.02 %						
Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 40.2 kWp								
<b>UC3M_Edificio_10</b> <b>Balances y resultados principales</b>								
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	
Enero	62.0	25.82	8.41	105.9	99.2	3.864	3.784	0.889
Febrero	82.8	32.55	8.28	123.0	115.6	4.432	4.343	0.878
Marzo	134.4	49.95	11.72	171.8	160.7	6.035	5.916	0.858
Abril	166.6	58.24	13.70	183.5	171.3	6.336	6.208	0.842
Mayo	198.1	73.18	18.55	190.4	176.8	6.444	6.311	0.825
Junio	219.7	72.29	24.52	203.0	188.4	6.641	6.507	0.797
Julio	236.5	81.28	27.16	224.1	208.7	7.201	7.054	0.783
Agosto	207.1	48.06	26.49	217.8	203.8	7.016	6.874	0.786
Septiembre	152.7	49.95	21.57	185.2	173.5	6.173	6.049	0.813
Octubre	102.4	41.37	16.30	141.7	132.9	4.907	4.808	0.844
Noviembre	68.5	27.82	9.82	111.2	104.3	3.967	3.904	0.873
Diciembre	52.6	26.53	6.79	89.7	83.9	3.289	3.220	0.892
Año	1681.3	587.02	15.99	1947.1	1819.3	66.327	64.978	0.830
Leyendas: GlobHor    Irradiación global horizontal DiffHor    Irradiación difusa horizontal T_Amb    Temperatura Ambiente GlobInc    Global incidente plano receptor		GlobEff    Global efectivo, corr. para IAM y sombreados EArray    Energía efectiva en la salida del generador E_Grid    Energía reinyectada en la red PR    Factor de rendimiento						

**Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas**

Proyecto : **UC3M\_Edificio\_10**  
 Variante de simulación : **UC3M\_Edificio\_10**

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
<b>Sombras cercanas</b>	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	inclinación	35°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	CHSM 8612P-335	Pnom	335 Wp
Generador FV	N° de módulos	120	Pnom total	<b>40.2 kWp</b>
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 40 TL M	Pnom	40.0 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Diagrama de pérdida durante todo el año



Anexo 8: Reporte de simulación del edificio 15.

PVSYST V6.79		13/03/19	Página 1/4
<b>Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</b>			
<b>Proyecto :</b> UC3M_Edificio_15v2			
<b>Sitio geográfico</b>	UC3M_Getafe_Nasa	<b>País</b>	España
<b>Ubicación</b>	Latitud	40.32° N	Longitud -3.73° W
Tiempo definido como	Hora Legal	Huso horario UT+1	Altitud 0 m
	Albedo	0,25	
<b>Datos meteorológicos:</b>	UC3M_Getafe_Nasa	Meteonorm 7.1 (1995-2007), Sat=17% - Síntesis	
<b>Variante de simulación :</b> edificio 15v2			
	Fecha de simulación	13/03/19 21h29	
<b>Parámetros de la simulación</b>	<b>Tipo de sistema</b>	<b>Cobertizos sobre un edificio</b>	
<b>Orientación plano captador</b>	Inclinación	35°	Acimut 5°
<b>Configuración de los cobertizos</b>	Núm. de cobertizos	11 Conjuntos en cobertizo idénticos	
	Separación entre cobertizos	4.55 m	Ancho receptor 1.97 m
<b>Ángulo límite de sombreado</b>	Ángulo de perfil límite	21.2°	Factor de ocupación del suelo (GCR) 43.4 %
<b>Modelos empleados</b>	Transposición	Perez	Difuso Perez, Meteonorm
<b>Horizonte</b>	Sin horizonte		
<b>Sombreados cercanos</b>	Sombreado lineal		
<b>Necesidades del usuario :</b>	Carga ilimitada (red)		
<b>Características del conjunto FV</b>			
<b>Módulo FV</b>	Si-poly	<b>Modelo</b>	<b>CHSM 6612P-335</b>
Parámetros definidos por el usuario	Fabricante	Astronergy	
Número de módulos FV	En serie	16 módulos	En paralelo 10 cadenas
Núm. total de módulos FV	Núm. módulos	160	Pnom unitaria 335 Wp
Potencia global del conjunto	Nominal (STC)	<b>53.6 kWp</b>	En cond. de funciona. 47.8 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)	U mpp	526 V	I mpp 90 A
Superficie total	Superficie módulos	<b>310 m²</b>	Superficie célula 280 m²
<b>Inversor</b>	<b>Modelo</b>	<b>Ingecon Sun 50</b>	
Base de datos Pvsyst original	Fabricante	Ingeteam	
Características	Voltaje de funcionam.	405-750 V	Pnom unitaria 50.0 kWac
Paquete de inversores	Núm. de inversores	1 unidades	Potencia total 50 kWac
			Relación Pnom 1.07
<b>Factores de pérdida del conjunto FV</b>			
Suciedad del conjunto		Fración de pérdidas	3.0 %
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
Pérdida óhmica en el Cableado	Res. global conjunto	99 mOhm	Fración de pérdidas 1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fración de pérdidas 1.5 %
Pérdidas de "desajuste" Módulos			Fración de pérdidas 1.0 % en MPP
Pérdidas de "desajuste" cadenas			Fración de pérdidas 0.10 %
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)		Parám. bo 0.05

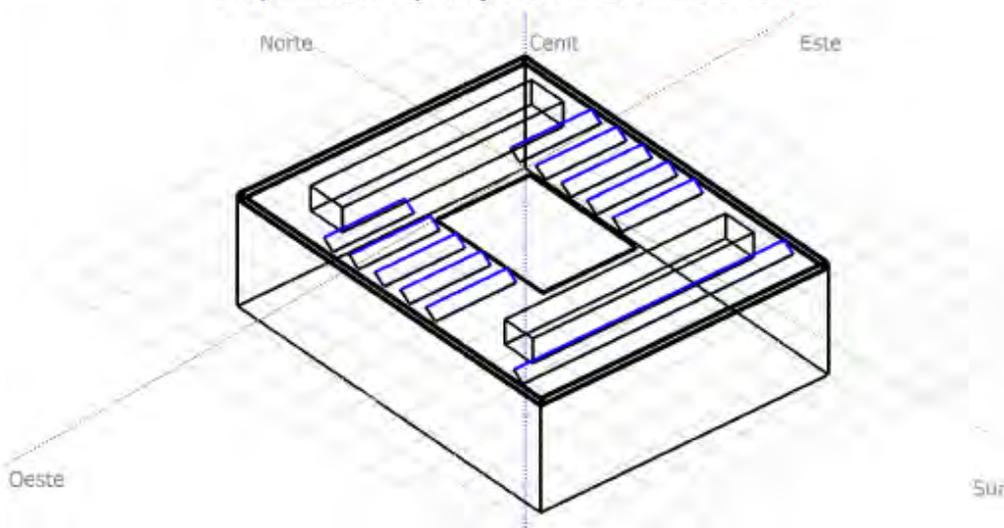
**Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano**

Proyecto : **UC3M\_Edificio\_15v2**

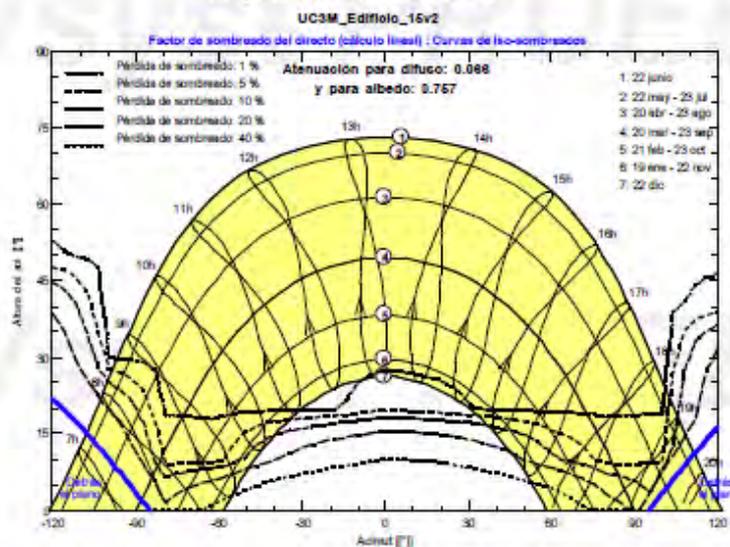
Variante de simulación : **edificio 15v2**

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Cobertizos sobre un edificio	
<b>Sombreados cercanos</b>	Sombreado lineal		
Orientación Campos FV	inclinación	35°	acimut 5°
Módulos FV	Modelo	CHSM 8612P-335	Pnom 335 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	160	Pnom total <b>53.6 kWp</b>
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 50	Pnom 50.0 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

**Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano**



**Diagrama de Iso-sombreados**



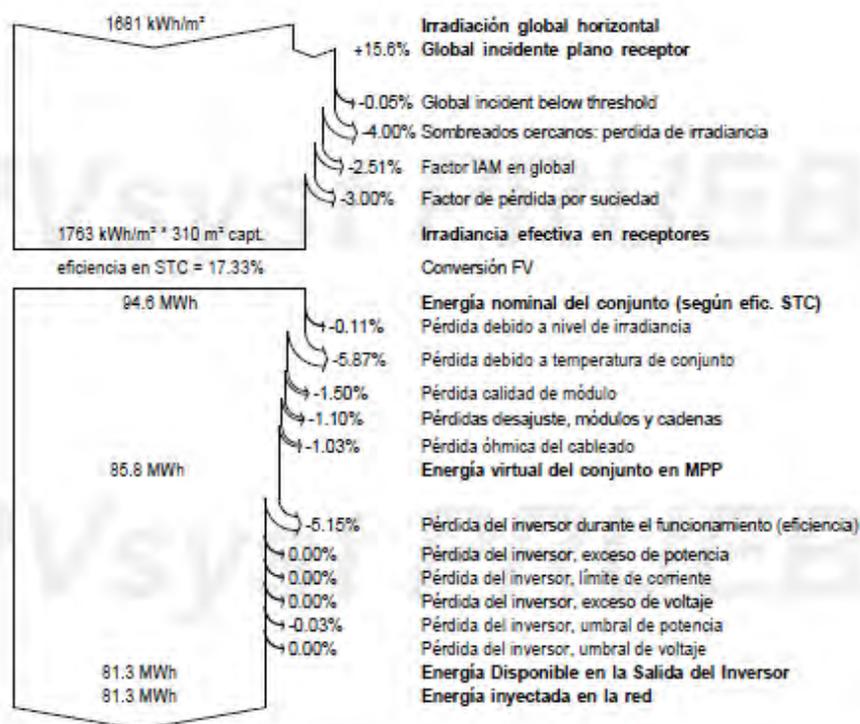


### Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

**Proyecto :** UC3M\_Edificio\_15v2  
**Variante de simulación :** edificio 15v2

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Cobertizos sobre un edificio	
<b>Sombreados cercanos</b>	Sombreado lineal		
Orientación Campos FV	inclinación	35°	acimut 5°
Módulos FV	Modelo	CHSM 6612P-335	Pnom 335 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	180	Pnom total <b>53.6 kWp</b>
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 50	Pnom 50.0 kW ac
Neecesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

**Diagrama de pérdida durante todo el año**



Anexo 9: Reporte de simulación del edificio 16.

PVSYST V6.79		14/03/19	Página 1/4
<b>Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</b>			
<b>Proyecto :</b> UC3M_Edificio_16v2			
<b>Sitio geográfico</b>	UC3M_Getafe_Nasa	<b>País</b>	España
<b>Ubicación</b>	Latitud 40.32° N	<b>Longitud</b>	-3.73° W
Tiempo definido como	Hora Legal Huso horario UT+1	<b>Altitud</b>	0 m
<b>Datos meteorológicos:</b>	UC3M_Getafe_Nasa	Meteonorm 7.1 (1995-2007), Sat=17% - Síntesis	
<b>Variante de simulación :</b> Edificio 16v2			
	Fecha de simulación	14/03/19 00h00	
<b>Parámetros de la simulación</b>	<b>Tipo de sistema</b>	<b>Cobertizos sobre un edificio</b>	
<b>Orientación plano captador</b>	<b>Inclinación</b>	35°	<b>Acimut</b> 5°
<b>Configuración de los cobertizos</b>	<b>Núm. de cobertizos</b>	8 Conjuntos en cobertizo idénticos	
	<b>Separación entre cobertizos</b>	4.55 m	<b>Ancho receptor</b> 1.97 m
<b>Ángulo límite de sombreado</b>	<b>Ángulo de perfil límite</b>	Facto de ocupación del suelo (GCR) 43.4 %	
<b>Modelos empleados</b>	<b>Transposición</b>	Perez	<b>Difuso</b> Perez, Meteonorm
<b>Horizonte</b>	Sin horizonte		
<b>Sombreados cercanos</b>	Sombreado lineal		
<b>Necesidades del usuario :</b>	Carga ilimitada (red)		
<b>Características del conjunto FV</b>			
<b>Módulo FV</b>	Si-poly	<b>Modelo</b>	<b>CHSM 6612P-335</b>
Parámetros definidos por el usuario		<b>Fabricante</b>	Astronergy
<b>Número de módulos FV</b>		<b>En serie</b>	10 módulos
<b>Núm. total de módulos FV</b>		<b>Núm. módulos</b>	80
<b>Potencia global del conjunto</b>		<b>Nominal (STC)</b>	<b>26.80 kWp</b>
<b>Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)</b>		<b>U mpp</b>	329 V
<b>Superficie total</b>		<b>Superficie módulos</b>	<b>155 m²</b>
		<b>Superficie célula</b>	140 m²
<b>Inversor</b>		<b>Modelo</b>	<b>Ingecon Sun 25 U 480</b>
Base de datos Pvsyst original		<b>Fabricante</b>	Ingeteam
<b>Características</b>		<b>Voltaje de funcionam.</b>	300-550 V
		<b>Pnom unitaria</b>	25.0 kWac
<b>Paquete de inversores</b>		<b>Núm. de inversores</b>	1 unidades
		<b>Potencia total</b>	25 kWac
		<b>Relación Pnom</b>	1.07
<b>Factores de pérdida del conjunto FV</b>			
<b>Suciedad del conjunto</b>		<b>Fracción de pérdidas</b>	3.0 %
<b>Factor de pérdidas térmicas</b>	<b>Uc (const)</b>	29.0 W/m²K	<b>Uv (viento)</b> 0.0 W/m²K / m/s
<b>Pérdida óhmica en el Cableado</b>	<b>Res. global conjunto</b>	77 mOhm	<b>Fracción de pérdidas</b> 1.5 % en STC
<b>Pérdida Calidad Módulo</b>			<b>Fracción de pérdidas</b> 1.5 %
<b>Pérdidas de "desajuste" Módulos</b>			<b>Fracción de pérdidas</b> 1.0 % en MPP
<b>Pérdidas de "desajuste" cadenas</b>			<b>Fracción de pérdidas</b> 0.10 %
<b>Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE</b>	<b>IAM =</b>	1 - bo (1/cos i - 1)	<b>Parám. bo</b> 0.05

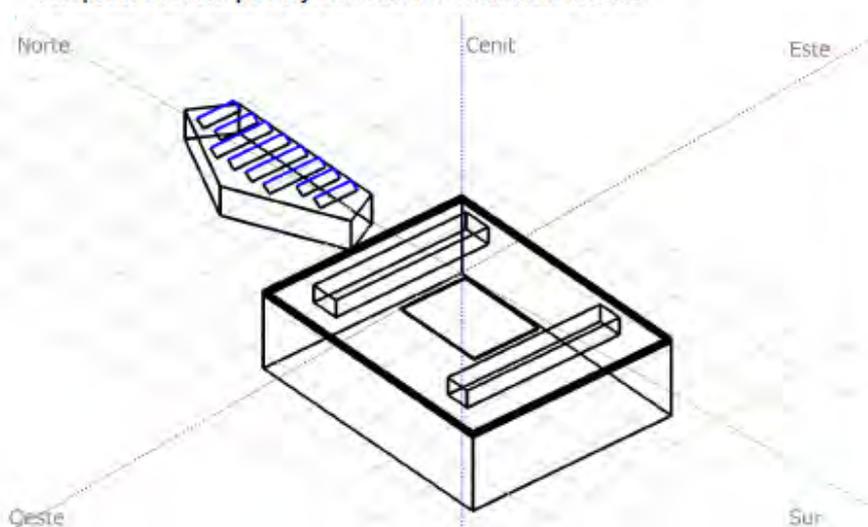
**Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano**

Proyecto : **UC3M\_Edificio\_16v2**

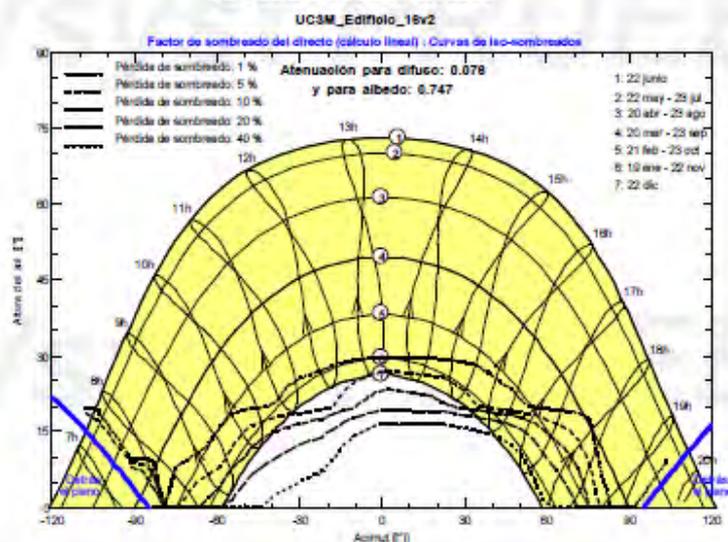
Variante de simulación : **Edificio 16v2**

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Cobertizos sobre un edificio		
<b>Sombreados cercanos</b>	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	inclinación	35°	acimut	5°
Módulos FV	Modelo	CHSM 6612P-335	Pnom	335 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	80	Pnom total	<b>26.80 kWp</b>
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 25 U 480	Pnom	25.00 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

**Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano**



**Diagrama de Iso-sombreados**



PVSYST V6.79	14/03/19	Página 3/4						
<b>Sistema Conectado a la Red: Resultados principales</b>								
Proyecto : <b>UC3M_Edificio_16v2</b> Variante de simulación : <b>Edificio 16v2</b>								
<b>Parámetros principales del sistema</b> Tipo de sistema <b>Cobertizos sobre un edificio</b> <b>Sombreados cercanos</b> Sombreado lineal Orientación Campos FV    inclinación    35°    acimut    5° Módulos FV    Modelo    CHSM 6612P-335    Pnom    335 Wp Conjunto FV    Núm. de módulos    80    Pnom total <b>26.80 kWp</b> Inversor    Modelo    Ingecon Sun 25 U 480    Pnom    25.00 kW ac Necesidades del usuario    Carga ilimitada (red)								
<b>Resultados principales de la simulación</b> Producción del sistema <b>Energía producida</b> <b>40.51 MWh/año</b> Producción específica    1512 kWh/kWp/año Índice de rendimiento (PR)    77.81 %								
Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 26.80 kWp								
<p>                     Leyenda:                      E: Perteida colectada (conjunto FV)    0.97 kWh/Wp/día                      La: Perteida sistema (inversor)    0.21 kWh/Wp/día                      Y: Energía (E) producida (salida inversor)    4.14 kWh/Wp/día                 </p>		<p>                     Leyenda:                      PR: Índice de rendimiento (YW): 0.778                 </p>						
<b>Edificio 16v2</b> <b>Balances y resultados principales</b>								
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	
Enero	62.0	25.82	6.41	105.5	92.2	2.399	2.277	0.806
Febrero	82.8	32.55	8.28	122.8	111.6	2.855	2.716	0.825
Marzo	134.4	49.95	11.72	171.6	156.1	3.912	3.728	0.811
Abril	166.6	58.24	13.70	182.7	165.5	4.067	3.889	0.794
Mayo	196.1	73.16	18.55	189.8	170.1	4.138	3.933	0.773
Junio	219.7	72.29	24.52	202.4	181.4	4.269	4.062	0.749
Julio	236.5	61.28	27.16	223.8	202.4	4.662	4.439	0.740
Agosto	207.1	48.06	26.49	217.6	198.6	4.564	4.348	0.746
Septiembre	152.7	49.95	21.57	184.7	168.4	4.001	3.812	0.770
Octubre	102.4	41.37	16.30	141.5	128.5	3.164	3.011	0.794
Noviembre	68.5	27.62	9.82	111.0	99.2	2.530	2.403	0.808
Diciembre	52.6	26.53	6.79	89.4	76.4	2.001	1.896	0.791
Año	1681.3	567.02	15.99	1942.9	1750.5	42.583	40.514	0.778
Leyendas: GlobHor    Irradiación global horizontal DiffHor    Irradiación difusa horizontal T_Amb    Temperatura Ambiente GlobInc    Global incidente plano receptor		GlobEff    Global efectivo, corr. para IAM y sombreados EArray    Energía efectiva en la salida del conjunto E_Grid    Energía inyectada en la red PR    Índice de rendimiento						

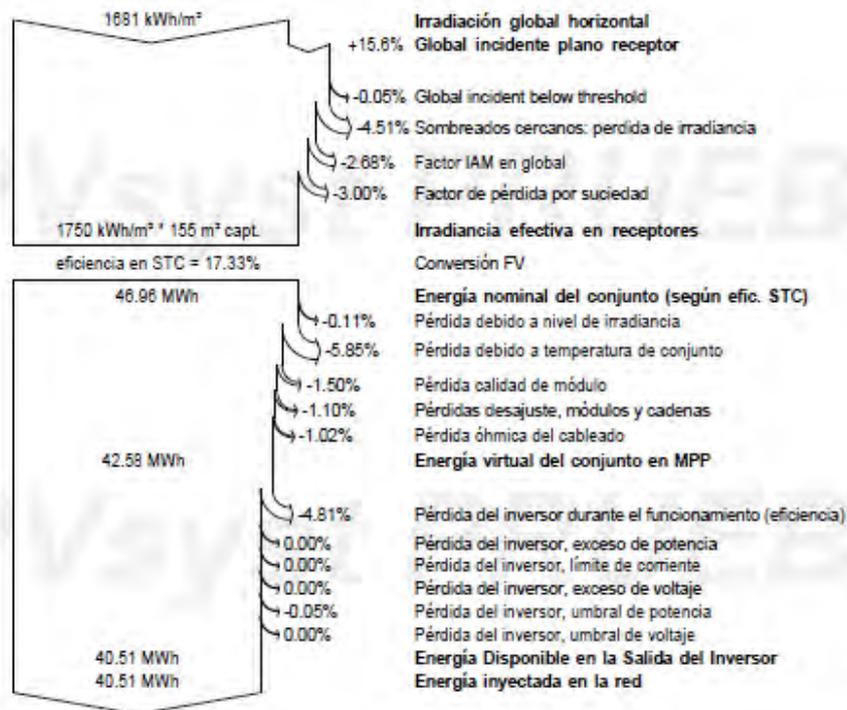
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : UC3M\_Edificio\_16v2

Variante de simulación : Edificio 16v2

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Cobertizos sobre un edificio	
<b>Sombreados cercanos</b>	Sombreado lineal		
Orientación Campos FV	inclinación	35°	acimut 5°
Módulos FV	Modelo	CHSM 6612P-335	Pnom 335 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	80	Pnom total <b>26.80 kWp</b>
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 25 U 480	Pnom 25.00 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Diagrama de pérdida durante todo el año



Anexo 10: Reporte de simulación del edificio 14.

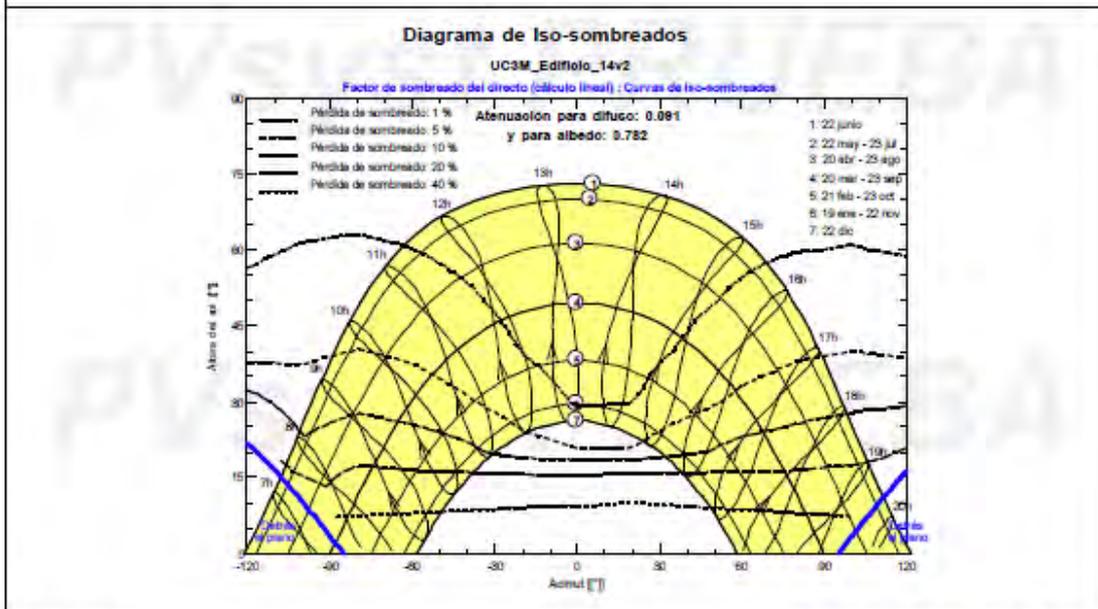
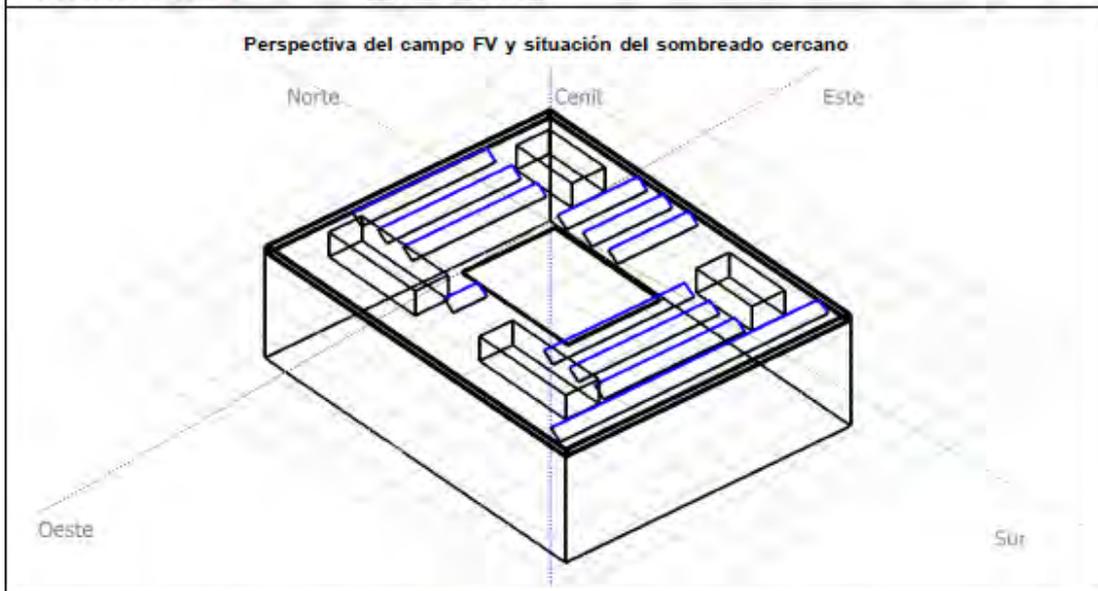
PVSYST V6.79		13/03/19	Página 1/4
<b>Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</b>			
<b>Proyecto :</b>	<b>UC3M_Edificio_14v2</b>		
<b>Sitio geográfico</b>	<b>UC3M_Getafe_Nasa</b>	<b>País</b>	<b>España</b>
<b>Ubicación</b>	Latitud	40.32° N	Longitud -3.73° W
Tiempo definido como	Hora Legal	Huso horario UT+1	Altitud 0 m
	Albedo	0.25	
<b>Datos meteorológicos:</b>	<b>UC3M_Getafe_Nasa</b>	Meteonorm 7.1 (1995-2007), Sat=17% - Síntesis	
<b>Variante de simulación : Edificio 14v2</b>			
	Fecha de simulación	13/03/19 23h29	
<b>Parámetros de la simulación</b>	<b>Tipo de sistema</b>	<b>Cobertizos sobre un edificio</b>	
<b>Orientación plano captador</b>	Inclinación	35°	Acimut 5°
<b>Configuración de los cobertizos</b>	Núm. de cobertizos	11	
	Separación entre cobertizos	4.88 m	Ancho receptor 1.97 m
<b>Ángulo límite de sombreado</b>	Ángulo de perfil límite	40.2°	Factor de ocupación del suelo (GCR) 40.4 %
<b>Modelos empleados</b>	Transposición	Perez	Difuso Perez, Meteonorm
<b>Horizonte</b>	Sin horizonte		
<b>Sombreados cercanos</b>	Sombreado lineal		
<b>Necesidades del usuario :</b>	Carga ilimitada (red)		
<b>Características del conjunto FV</b>			
<b>Módulo FV</b>	Si-poly	Modelo	<b>CHSM 6612P-335</b>
Parámetros definidos por el usuario	Fabricante	Astronergy	
Número de módulos FV	En serie	17 módulos	En paralelo 12 cadenas
Núm. total de módulos FV	Núm. módulos	204	Pnom unitaria 335 Wp
Potencia global del conjunto	Nominal (STC)	<b>68.3 kWp</b>	En cond. de funciona. 60.7 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)	U mpp	559 V	I mpp 108 A
Superficie total	Superficie módulos	<b>395 m²</b>	Superficie célula 357 m²
<b>Inversor</b>			
Base de datos Pvsyst original	Modelo	<b>Ingecon Sun 60</b>	
Características	Fabricante	Ingeteam	
	Voltaje de funcionam.	405-750 V	Pnom unitaria 60.0 kWac
Paquete de inversores	Núm. de inversores	1 unidades	Potencia total 60 kWac
			Relación Pnom 1.14
<b>Factores de pérdida del conjunto FV</b>			
Suciedad del conjunto		Fracción de pérdidas	3.0 %
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const) 29.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida óhmica en el Cableado	Res. global conjunto 88 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo		Fracción de pérdidas	1.5 %
Pérdidas de "desajuste" Módulos		Fracción de pérdidas	1.0 % en MPP
Pérdidas de "desajuste" cadenas		Fracción de pérdidas	0.10 %
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05

### Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : **UC3M\_Edificio\_14v2**

Variante de simulación : **Edificio 14v2**

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Cobertizos sobre un edificio			
<b>Sombreados cercanos</b>	Sombreado lineal	inclinación	35°	acimut	5°
Orientación Campos FV		Modelo	CHSM 8612P-335	Pnom	335 Wp
Módulos FV		Núm. de módulos	204	Pnom total	<b>68.3 kWp</b>
Conjunto FV		Modelo	Ingecon Sun 60	Pnom	60.0 kW ac
Inversor		Carga ilimitada (red)			
Necesidades del usuario					



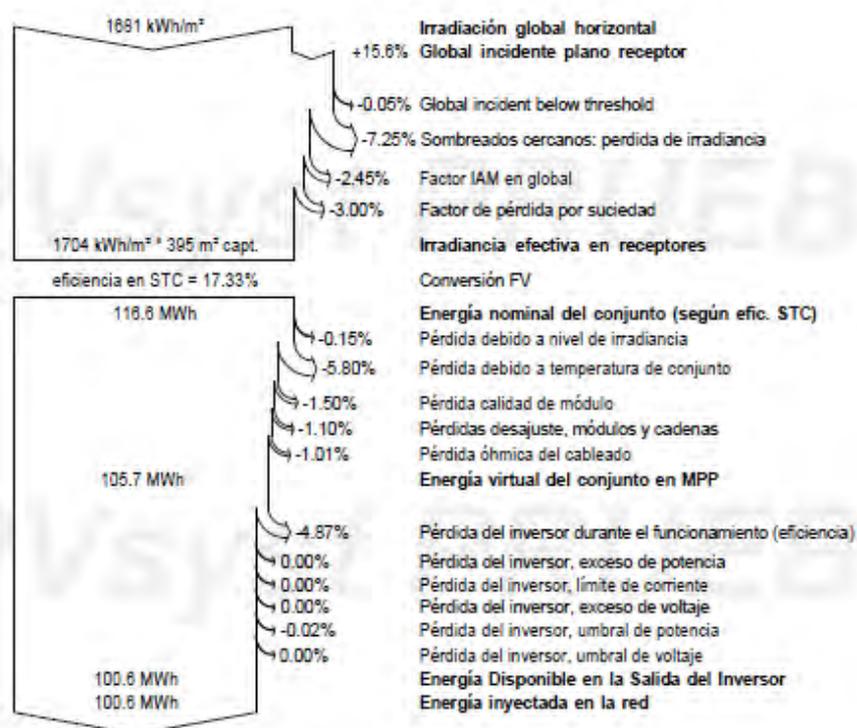
PVSYST V6.79		13/03/19	Página 3/4					
<b>Sistema Conectado a la Red: Resultados principales</b>								
Proyecto : UC3M_Edificio_14v2		Variante de simulación : Edificio 14v2						
<b>Parámetros principales del sistema</b>	Tipo de sistema	Cobertizos sobre un edificio						
Sombreados cercanos	Sombreado lineal							
Orientación Campos FV	inclinación	35°	acimut 5°					
Módulos FV	Modelo	CHSM 6612P-335	Pnom 335 Wp					
Conjunto FV	Núm. de módulos	204	Pnom total <b>68.3 kWp</b>					
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 60	Pnom 60.0 kW ac					
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)							
<b>Resultados principales de la simulación</b>								
Producción del sistema	Energía producida	100.6 MWh/año	Produc. específica 1472 kWh/kWp/año					
	Índice de rendimiento (PR)	75.75 %						
Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 68.3 kWp								
<p>                     Eo: Pérdida colectada (conjunto FV) 1.06 kWh/Wp/día                      La: Pérdida sistema (inversor, ...) 0.21 kWh/Wp/día                      Yf: Energía útil producida (salida inversor) 4.03 kWh/Wp/día                 </p>		<p>PR: Índice de rendimiento (Yf/Yo) = 0.757</p>						
<b>Edificio 14v2</b>								
<b>Balances y resultados principales</b>								
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	
Enero	62.0	25.82	6.41	105.5	89.7	5.95	5.64	0.782
Febrero	82.8	32.55	8.28	122.8	107.7	7.03	6.69	0.797
Marzo	134.4	49.95	11.72	171.6	150.7	9.63	9.18	0.783
Abril	166.6	58.24	13.70	182.7	161.3	10.16	9.66	0.774
Mayo	198.1	73.16	18.55	189.8	166.5	10.34	9.82	0.757
Junio	219.7	72.29	24.52	202.4	177.9	10.68	10.16	0.734
Julio	236.5	81.28	27.16	223.8	198.2	11.65	11.09	0.725
Agosto	207.1	48.06	26.49	217.6	193.7	11.36	10.81	0.727
Septiembre	152.7	49.95	21.57	184.7	163.1	9.89	9.42	0.746
Octubre	102.4	41.37	16.30	141.5	123.7	7.78	7.39	0.766
Noviembre	68.5	27.62	9.82	111.0	95.8	6.23	5.92	0.780
Diciembre	52.6	26.53	6.79	89.4	75.8	5.06	4.80	0.785
Año	1681.3	567.02	15.99	1942.9	1704.3	105.75	100.58	0.757
Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal DiffHor Irradiación difusa horizontal T_Amb Temperatura Ambiente GlobInc Global incidente plano receptor		GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados EArray Energía efectiva en la salida del conjunto E_Grid Energía inyectada en la red PR Índice de rendimiento						

Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : UC3M\_Edificio\_14v2  
 Variante de simulación : Edificio 14v2

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Cobertizos sobre un edificio	
<b>Sombreados cercanos</b>	Sombreado lineal		
Orientación Campos FV	inclinación	35°	acimut 5°
Módulos FV	Modelo	CHSM 6612P-335	Pnom 335 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	204	Pnom total 68.3 kWp
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 80	Pnom 60.0 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Diagrama de pérdida durante todo el año



Anexo 11: Reporte de simulación del edificio 17.

PVSYST V6.79		13/03/19	Página 1/4
<b>Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</b>			
<b>Proyecto :</b> UC3M_Edificio_17v2			
<b>Sitio geográfico</b>	UC3M_Getafe_Nasa	<b>País</b>	España
<b>Ubicación</b>	Latitud 40.32° N	<b>Longitud</b>	-3.73° W
Tiempo definido como	Hora Legal Huso horario UT+1	<b>Altitud</b>	0 m
	Albedo 0.25		
<b>Datos meteorológicos:</b>	UC3M_Getafe_Nasa	Meteonorm 7.1 (1995-2007), Sat=17% - Síntesis	
<b>Variante de simulación :</b> Edificio 17v2			
	Fecha de simulación	13/03/19 23h48	
<b>Parámetros de la simulación</b>	<b>Tipo de sistema</b>	<b>Cobertizos sobre un edificio</b>	
<b>Orientación plano captador</b>	<b>Inclinación</b>	35°	<b>Acimut</b> 5°
<b>Configuración de los cobertizos</b>	<b>Núm. de cobertizos</b>	18	
	<b>Separación entre cobertizos</b>	4.58 m	<b>Ancho receptor</b> 1.97 m
<b>Ángulo límite de sombreado</b>	<b>Ángulo de perfil límite</b>	21.06°	<b>Porcentaje de ocupación del suelo (GCR)</b> 43.1 %
<b>Modelos empleados</b>	<b>Transposición</b>	Perez	<b>Difuso</b> Perez, Meteonorm
<b>Horizonte</b>	Sin horizonte		
<b>Sombreados cercanos</b>	Sombreado lineal		
<b>Necesidades del usuario :</b>	Carga ilimitada (red)		
<b>Características del conjunto FV</b>			
<b>Módulo FV</b>	Si-poly	<b>Modelo</b>	CHSM 6612P-335
Parámetros definidos por el usuario		<b>Fabricante</b>	Astronergy
<b>Número de módulos FV</b>		<b>En serie</b>	17 módulos
<b>Núm. total de módulos FV</b>		<b>Núm. módulos</b>	272
<b>Potencia global del conjunto</b>		<b>Nominal (STC)</b>	91.1 kWp
<b>Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)</b>		<b>U mpp</b>	559 V
<b>Superficie total</b>		<b>Superficie módulos</b>	526 m²
		<b>Superficie célula</b>	476 m²
<b>Inversor</b>		<b>Modelo</b>	Ingecon Sun 80
Base de datos Pvsyst original		<b>Fabricante</b>	Ingeteam
<b>Características</b>		<b>Voltaje de funcionam.</b>	405-750 V
		<b>Pnom unitaria</b>	80.0 kWac
<b>Paquete de inversores</b>		<b>Núm. de inversores</b>	1 unidades
		<b>Potencia total</b>	80 kWac
		<b>Relación Pnom</b>	1.14
<b>Factores de pérdida del conjunto FV</b>			
<b>Suciedad del conjunto</b>		<b>Fracción de pérdidas</b>	3.0 %
<b>Factor de pérdidas térmicas</b>	<b>Uc (const)</b>	29.0 W/m²K	<b>Uv (viento)</b> 0.0 W/m²K / m/s
<b>Pérdida óhmica en el Cableado</b>	<b>Res. global conjunto</b>	66 mOhm	<b>Fracción de pérdidas</b> 1.5 % en STC
<b>Pérdida Calidad Módulo</b>			<b>Fracción de pérdidas</b> 1.5 %
<b>Pérdidas de "desajuste" Módulos</b>			<b>Fracción de pérdidas</b> 1.0 % en MPP
<b>Pérdidas de "desajuste" cadenas</b>			<b>Fracción de pérdidas</b> 0.10 %
<b>Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE</b>	<b>IAM =</b>	1 - bo (1/cos i - 1)	<b>Parám. bo</b> 0.05

Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : UC3M\_Edificio\_17v2

Variante de simulación : Edificio 17v2

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Cobertizos sobre un edificio		
Sombreados cercanos	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	inclinación	35°	acimut	5°
Módulos FV	Modelo	CHSM 6612P-335	Pnom	335 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	272	Pnom total	91.1 kWp
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 80	Pnom	80.0 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

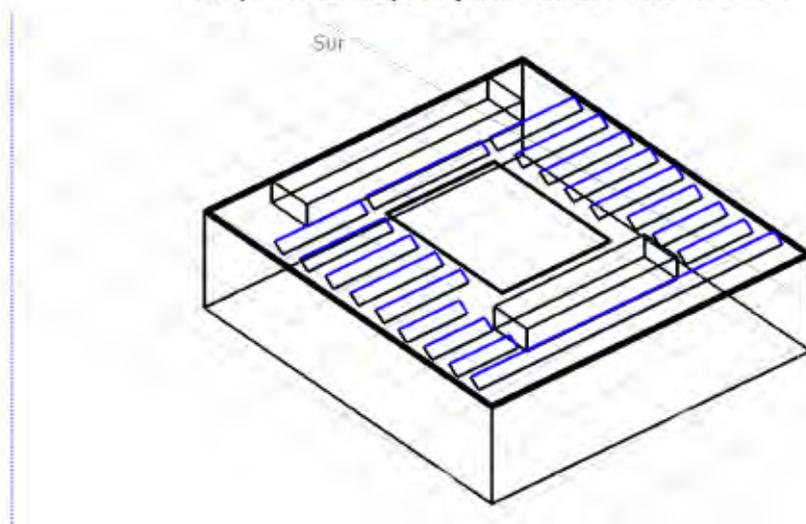
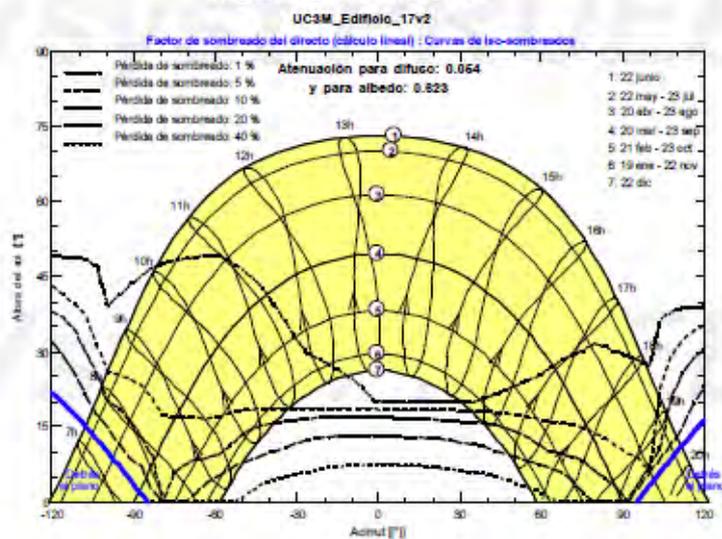


Diagrama de Iso-sombreados



Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

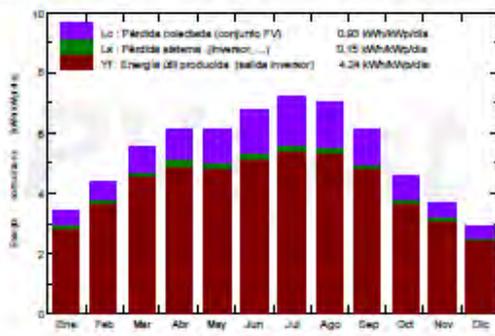
Proyecto : UC3M\_Edificio\_17v2

Variante de simulación : Edificio 17v2

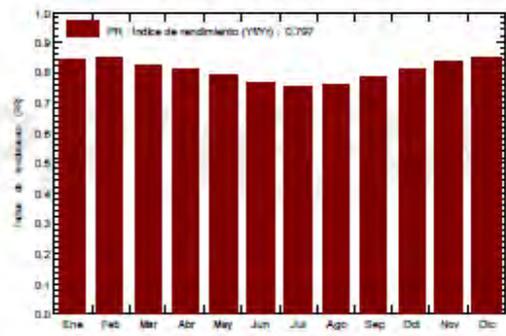
<b>Parámetros principales del sistema</b>	<b>Tipo de sistema</b>	<b>Cobertizos sobre un edificio</b>	
<b>Sombreados cercanos</b>	Sombreado lineal		
Orientación Campos FV	inclinación	35°	acimut 5°
Módulos FV	Modelo	CHSM 6612P-335	Pnom 335 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	272	Pnom total <b>91.1 kWp</b>
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 80	Pnom 80.0 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

<b>Resultados principales de la simulación</b>			
Producción del sistema	<b>Energía producida</b>	<b>141.2 MWh/año</b>	Produc. específica 1549 kWh/kWp/año
	Índice de rendimiento (PR)	79.74 %	

Producción normalizada (por kWp instalado): Potencia nominal 91.1 kWp



Índice de rendimiento (PR)



Edificio 17v2  
Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	62.0	25.82	6.41	105.5	95.2	8.41	8.10	0.843
Febrero	62.8	32.55	8.28	122.6	112.8	9.78	9.45	0.845
Marzo	134.4	49.95	11.72	171.6	158.8	13.35	12.91	0.826
Abril	166.6	56.24	13.70	182.7	166.5	13.97	13.48	0.810
Mayo	196.1	73.18	16.55	189.8	171.7	14.19	13.69	0.792
Junio	219.7	72.29	24.52	202.4	183.0	14.63	14.13	0.786
Julio	236.5	81.28	27.16	223.8	203.7	15.94	15.40	0.755
Agosto	207.1	46.06	26.49	217.6	199.3	15.56	15.03	0.758
Septiembre	152.7	49.95	21.57	184.7	169.0	13.65	13.19	0.784
Octubre	102.4	41.37	16.30	141.5	129.3	10.82	10.45	0.811
Noviembre	68.5	27.82	9.82	111.0	101.0	8.75	8.44	0.835
Diciembre	52.6	26.53	6.79	89.4	80.3	7.14	6.88	0.845
Año	1681.3	567.02	15.99	1942.9	1768.3	146.19	141.17	0.797

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal      GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados  
 DiffHor Irradiación difusa horizontal      EArray Energía efectiva en la salida del conjunto  
 T\_Amb Temperatura Ambiente      E\_Grid Energía inyectada en la red  
 GlobInc Global incidente plano receptor      PR Índice de rendimiento

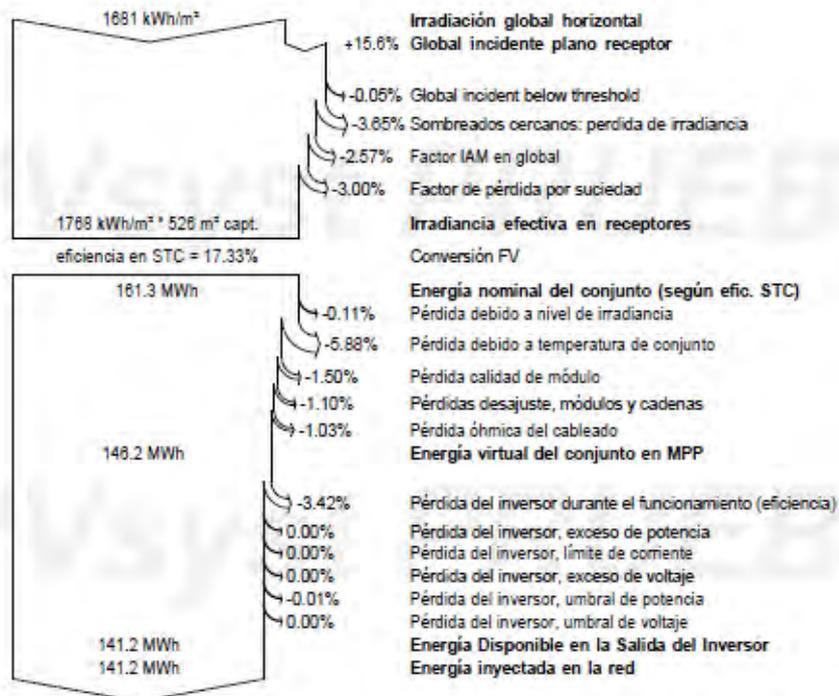
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : UC3M\_Edificio\_17v2

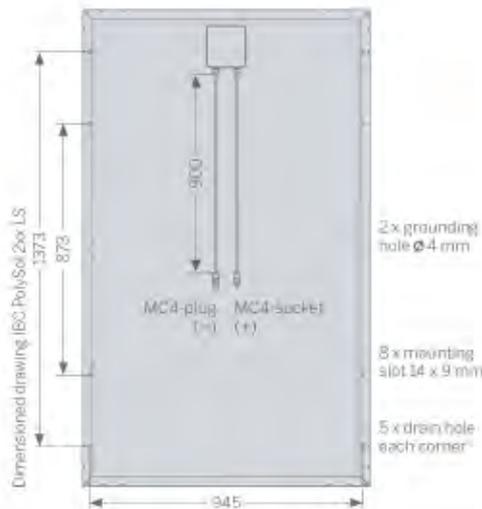
Variante de simulación : Edificio 17v2

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Cobertizos sobre un edificio		
<b>Sombreados cercanos</b>	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	inclinación	35°	acimut	5°
Módulos FV	Modelo	CHSM 6612P-335	Pnom	335 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	272	Pnom total	<b>91.1 kWp</b>
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 80	Pnom	80.0 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

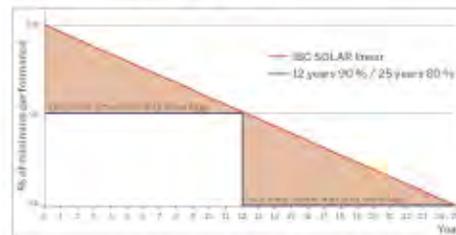
Diagrama de pérdida durante todo el año



Anexo 12: Especificaciones panel IBC.



Your linear power warranty advantage



TECHNICAL DATA

IBC PolySol	230 LS	235 LS
STC Power Pmax (Wp)	230	235
STC Nominal Voltage Umpp (V)	29,7	30,1
STC Nominal Current Impp (A)	7,74	7,81
STC Open circuit voltage Uoc (V)	36,7	36,7
STC Short circuit current Isc (A)	8,72	8,86
800 W/m <sup>2</sup> NOCT AML5 Power Pmax (Wp)	165,1	167,7
800 W/m <sup>2</sup> NOCT AML5 Nominal Voltage Umpp (V)	26,1	26,3
800 W/m <sup>2</sup> NOCT AML5 Open Circuit Voltage Uoc (V)	33,8	33,8
800 W/m <sup>2</sup> NOCT AML5 Short Circuit Current Isc (A)	6,83	6,93
Rel. efficiency reduction @ 200W/m <sup>2</sup> (%)	4,5	4,5
Tempcoeff Isc (%/°C)	+0,06	+0,06
Tempcoeff Uoc (mV/°C)	-125	-125
Tempcoeff Pmpp (%/°C)	-0,44	-0,44
Module Efficiency (%)	14,0	14,3
NOCT °C	47	47
Max. System Voltage (V)	1000	1000
Current value String fuse (A)	15	15
Fuse protection from parallel strings	3	3
Length (mm)	1653	1653
Width (mm)	995	995
Height (mm)	45	45
Weight (kg)	20,0	20,0
Articlenumber	220Z700003	220Z700004

Your IBC SOLAR partner:

21.11.2011

\* Product and power warranty in accordance with the version of the full warranty conditions received from your specialized IBC SOLAR partner at the time of installation. This warranty is valid only when the relevant product is installed in accordance with the applicable installation instructions. Electrical values under standard test conditions: 1000W/m<sup>2</sup>; 25°C, AML5, 800 W/m<sup>2</sup>, NOCT. Specifications according EN60904-3 (STC). All datas according DIN EN 50380. Subject to modifications that represent process.

Anexo 13: Especificaciones panel Astronergy.

For Global Market



**DIAMOND™**  
Crystalline PV Module  
**CHSM6612P Series**  
**CHSM6612P/HV Series**



- ▶ Extended 30-year performance warranty & 12-year product warranty
- ▶ Up to PID free 1000h ability (@85°C/85%, -1000V)
- ▶ Achieve to snail trail free with optimized module process
- ▶ Applicable for the extremely stringent environment

CHSM6612P max system voltage 1000V standard, CHSM6612P/HV max system voltage 1500V standard

330	335	340	345
-----	-----	-----	-----

EN

ELECTRICAL SPECIFICATIONS				
STC rated output (P <sub>mppt</sub> )*	330 Wp	335 Wp	340 Wp	345 Wp
PTC rated output (P <sub>mppt</sub> )**	301.3 Wp	306.0 Wp	310.7 Wp	315.4 Wp
Standard sorted output	0/+5 Wp			
Warranted power output STC (P <sub>nominal</sub> )	330 Wp	335 Wp	340 Wp	345 Wp
Rated voltage (V <sub>mppt</sub> ) at STC	37.15 V	37.26 V	37.33 V	37.38 V
Rated current (I <sub>mppt</sub> ) at STC	8.89 A	9.00 A	9.11 A	9.23 A
Open circuit voltage (V <sub>oc</sub> ) at STC	45.86 V	45.98 V	46.16 V	46.37 V
Short circuit current (I <sub>sc</sub> ) at STC	9.52 A	9.57 A	9.62 A	9.67 A
Module efficiency	17.1%	17.3%	17.6%	17.8%
Rated output (P <sub>mppt</sub> ) at NOCT	230.4 Wp	233.9 Wp	237.4 Wp	240.9 Wp
Rated voltage (V <sub>mppt</sub> ) at NOCT	33.92 V	34.01 V	34.10 V	34.15 V
Rated current (I <sub>mppt</sub> ) at NOCT	6.79 A	6.88 A	6.96 A	7.05 A
Open circuit voltage (V <sub>oc</sub> ) at NOCT	42.08 V	42.19 V	42.36 V	42.55 V
Short circuit current (I <sub>sc</sub> ) at NOCT	7.37 A	7.40 A	7.44 A	7.48 A
Temperature coefficient (P <sub>mppt</sub> )	-0.408%/K			Maximum system voltage (IEC/UL)
Temperature coefficient (I <sub>sc</sub> )	+0.0509%/K			1000V <sub>oc</sub> / 1000V <sub>oc</sub> or 1500V <sub>oc</sub> / 1500V <sub>oc</sub>
Temperature coefficient (I <sub>mppt</sub> )	-0.003%/K			Number of diodes
Temperature coefficient (V <sub>mppt</sub> )	-0.406%/K			6 (or 3)
Temperature coefficient (V <sub>oc</sub> )	-0.311%/K			Maximum series fuse rating
Normal operating cell temperature (NOCT)	46±2°C			15 A

\* Measurement tolerance: ±1-3%

\*\* Estimated



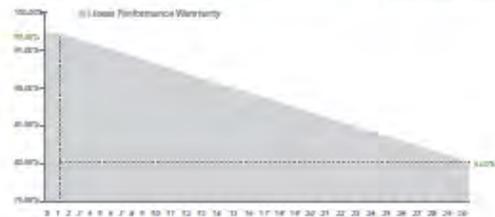
A CHNT COMPANY



ASTRONERGY

RELATED PARAMETERS	
Cell type	Polycrystalline
Number of cells / cell arrangement	72 / 6 x 12
Cells dimension	6"
Packing unit	25 modules
Weight of packing unit (for container)	698 kg / 1539 lbs

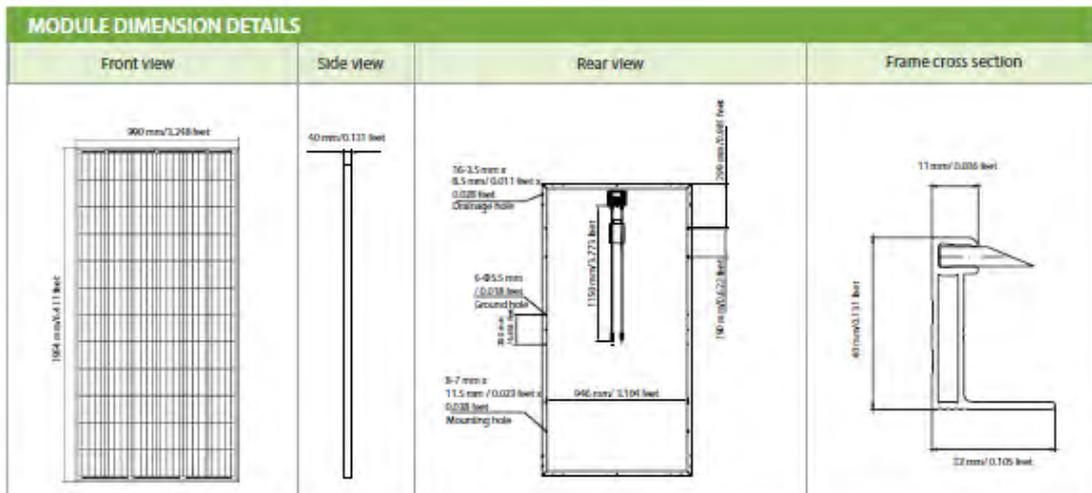
QUALIFICATION AND LINEAR WARRANTIES	
Product standard	IEC 61215, 61730
Extended product warranty	12 years
Output decline 2.5%/year performance $P_{mp}$ (STC)	1 <sup>st</sup> year
Output decline 0.5%/year performance $P_{mp}$ (STC)	2 <sup>nd</sup> - 30 <sup>th</sup> years



MECHANICAL SPECIFICATIONS	
Outer dimensions (L x W x H)	1954 x 990 x 40 mm 76.93 x 38.98 x 1.57 in
Frame technology	Aluminum, silver anodized
Module composition	Glass / PO / Backsheet (white)
Weight (module only)	25.8 kg / 56.9 lbs
Front glass thickness	4.0 mm / 0.16 in
Junction box IP rating	IP 67
*Cable length (IEC/UL)	1150 mm / 45.28 in
Cable diameter (IEC/UL)	4 mm <sup>2</sup> / 12 AWG
Maximum load capacity	5400 Pa
Fire performance (UL/IEC)	Type 1 (UL) or Class C (IEC)
Connector type (IEC/UL)	MC4 compatible

ARTICLE NUMBER			
Model	Article No. (IEC)	Article No. (UL)	
(DIAMOND) CH5M6612P-330	200716	200720	
(DIAMOND) CH5M6612P-335	200717	200721	
(DIAMOND) CH5M6612P-340	200718	200722	
(DIAMOND) CH5M6612P-345	200719	200723	
(DIAMOND) CH5M6612P/HV-330	500063	500069	
(DIAMOND) CH5M6612P/HV-335	500120	500123	
(DIAMOND) CH5M6612P/HV-340	500121	500124	
(DIAMOND) CH5M6612P/HV-345	500122	500125	

\* Option: 900(+)/600(-) mm or 1000 mm for defined projects in advance.



© Chint Solar (Zhejiang) Co., Ltd. Reserves the right of final interpretation. Specifications and designs included in this datasheet are subject to change without notice.

Anexo 14: Especificaciones Ingeteam Ingecon Sun 50-60-80

**INGECON** **SUN** Power  
Con transformador

50 / 60 / 70 / 80 / 90 / 100

**ÓPTIMAS PRESTACIONES EN GRANDES INSTALACIONES MULTI-MEGAVATIO**

Inversor trifásico para instalaciones en cubierta de medianas y grandes potencias, y para instalaciones multi-megavatio en suelo.

**Máxima eficiencia a temperaturas elevadas**  
Avanzado sistema de seguimiento del punto de potencia máxima (MPPT). Es capaz de soportar huecos de tensión y dispone de un control de potencia activa y reactiva. Apto para instalaciones de media tensión.

**Fácil instalación**  
No necesita elementos adicionales. Se puede desconectar manualmente de la red. Completo equipamiento de protecciones eléctricas incluido de serie.

**Fácil mantenimiento**  
Datalogger interno para almacenamiento de datos de hasta 3 meses. Se puede controlar desde un PC remoto o *in situ* desde el teclado frontal del inversor. LEDs indicadores de estado y alarmas. Pantalla LCD. Vida útil de más de 20 años.

**Software incluido**  
Incluyen sin coste las aplicaciones INGECON® SUN Manager, INGECON® SUN Monitor y su versión para smartphone iSun Monitor para la monitorización y registro de datos del inversor a través de internet.

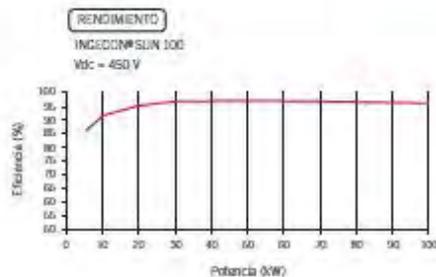
**Garantía estándar de 5 años, ampliable hasta 25 años**

**PROTECCIONES**

- Aislamiento galvánico entre la parte DC y AC.
- Polarizaciones inversas.
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Fallos de aislamiento.
- Anti-Isia con desconexión automática.
- Seccionador DC.
- Fusibles DC.
- Seccionador magneto-térmico AC.
- Descargadores de sobretensiones DC y AC, tipo Z.

**ACCESORIOS OPCIONALES**

- Comunicación entre inversores mediante Ethernet, Bluetooth o RS-485.
- Comunicación remota GSM / GPRS.
- Monitorización de las corrientes de string del campo FV: INGECON® SUN String Control.
- Kit de puesta a tierra para los módulos FV que lo requieran.



www.ingeteam.com  
solar.energy@ingeteam.com

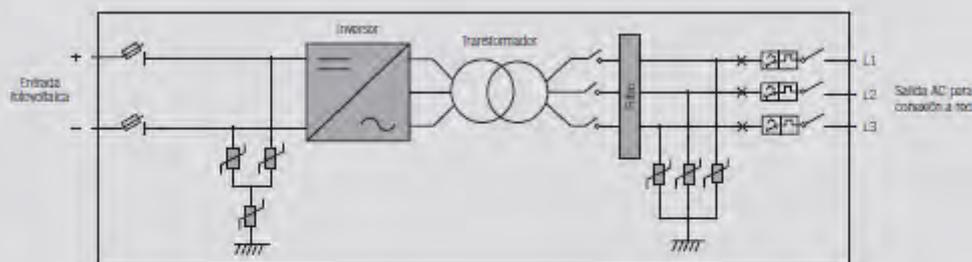
**Ingeteam**

**INGECON SUN** Power con transformador

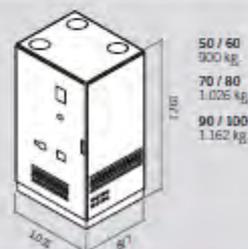
	50	60	70	80	90	100
<b>Valores de Entrada (DC)</b>						
Rango pot. campo FV recomendado <sup>1)</sup>	52 - 66 kWp	63 - 78 kWp	73 - 91 kWp	83 - 104 kWp	93 - 117 kWp	104 - 130 kWp
Rango de tensión MPP	405 - 750 V					
Tensión máxima <sup>2)</sup>	900 V					
Corriente máxima	130 A	156 A	182 A	208 A	234 A	260 A
Nº entradas	4	4	4	4	4	4
MPPT	1	1	1	1	1	1
<b>Valores de Salida (AC)</b>						
Potencia nominal <sup>3)</sup>	55 kW	66 kW	77 kW	88 kW	99 kW	110 kW
Corriente máxima	92 A	118 A	131 A	156 A	161 A	161 A
Tensión nominal	400 V					
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz					
Factor Pfi <sup>4)</sup>	1	1	1	1	1	1
Factor Pfi ajustable	Sl. Smáx=65 kVA	Sl. Smáx=66 kVA	Sl. Smáx=77 kVA	Sl. Smáx=88 kVA	Sl. Smáx=99 kVA	Sl. Smáx=110 kVA
THD <sup>5)</sup>	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%
<b>Rendimiento</b>						
Eficiencia mínima	96,3%	96,4%	97,2%	97,5%	98,0%	98,2%
Euroeficiencia	94,2%	94,7%	95,1%	96,2%	95,8%	95,7%
<b>Datos Generales</b>						
Refrigeración por aire	2.600 m³/h					
Consumo en stand-by <sup>6)</sup>	30 W					
Consumo nocturno	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W
Temperatura de funcionamiento	-20°C a +65°C					
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%
Grado de protección	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20

**Notas:** <sup>1)</sup> Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica. <sup>2)</sup> No superar en ningún caso. Considerar el aumento de tensión de los pines 'Voc' a bajas temperaturas. <sup>3)</sup> Potencia AC hasta 40°C de temperatura ambiente. Por cada °C de incremento, la potencia de salida se reducirá un 1,8%. <sup>4)</sup> Para P<sub>in</sub>>25% de la potencia nominal y tensión según IEC 61000-3-4. <sup>5)</sup> Consumo desde el campo fotovoltaico. **Referencias normativas:** CE: EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 50178, EN 62109-1, EN 62109-2, FCC Part 15, IEC 62116, R01699201, DIN VDE V 0126-1-1, CEI 0-16, CEI 0-21, DE-AR-N 4105-2011-08, BDEW-Mittelspannungsrichtlinie-2011, A70 Terra, PD-12.3, South Africa Grid code, IEE5929, IEC61727.

**Power**



**Dimensiones y peso (mm)**



**Ingeteam**

## Anexo 15: Especificaciones Ingeteam Ingecon Sun 25

**INGECON**

SUN

Smart  
With transformer

15 U 208 / 25 U 208

THE INTELLIGENT SOLUTION FOR OUTDOOR INSTALLATIONS

The INGECON®SUN Smart 15 U / 25 U combine a rugged stainless steel housing for use in outdoor installations (NEMA 3R) with the versatility of an extensive range of power ratings, making it ideal for installations of all sizes.

**Ease of maintenance**  
Inverter maintenance is exceedingly simple, due to the fact that the electronics block is easily replaceable from the exterior. The inverter pure three phase conversion stage offers a balanced output in all three AC phases, with no additional equipment required for simultaneous disconnection.

**Rugged design**  
The inverters feature a stainless steel casing, for indoor and outdoor installation, and capable of withstanding extreme temperatures, and an advanced maximum power point tracker system (MPPT) to extract the maximum power from the PV array. The INGECON®SUN Smart inverters have been designed with components which offer a useful life of more than 20 years.

**Software included**  
It includes, without any extra cost, RS-485 communications as well as the software INGECON® SUN Manager, INGECON® SUN Monitor and its Sun Monitor Smartphone version for monitoring, displaying and recording the data from the inverter through the internet. Each inverter incorporates an internal data logger for up to 3 months data storage, which can be accessed from a remote PC.

Standard 5 year warranty, extendable to 20 years

PROFESSIONALS

- Reverse polarity.
- Output short-circuits and overloads.
- Insulation failures.
- Anti-Islanding with automatic disconnection.
- DC breaker.
- Voltage surge arresters class II at the DC and AC sides.
- Fluorimethus grounding PV modules.
- Galvanic isolation between the DC and AC sides.
- AC magnetic thermal breaker.

OPTIONAL ACCESSORIES

- Inter-inverter communication via Ethernet. For other communications, please check availability.
- DC input combiner, 10 inputs only available for INGECON® SUN Smart 15 U.





www.ingeteam.com

solar.solutions@ingeteam.com



Ingeteam

**INGECON**

SUN

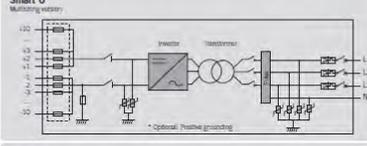
Smart with transformer

Input (DC)	15 U 208	15 U 480	25 U 208	25 U 480
Recommended PV array power range <sup>1)</sup>	16 - 20 kWp	16 - 20 kWp	26 - 33 kWp	26 - 33 kWp
Voltage range MPPT <sup>2)</sup>	100 - 550 V			
Maximum voltage DC <sup>3)</sup>	600 V	600 V	600 V	600 V
Maximum current DC	12 A	12 A	17 A	17 A
DC inputs	2 <sup>4)</sup>	2 <sup>4)</sup>	2	2
MPPT	1	1	1	1
Output (AC)				
Rated power AC <sup>5)</sup>	15 kW	15 kW	25 kW	25 kW
Maximum current AC	47 A	30 A	78 A	34 A
Rated voltage AC	208 V	480 V	208 V	480 V
Frequency AC	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz
THD <sup>6)</sup>	<3%	<3%	<3%	<3%
THD Crested <sup>7)</sup>	Yes (30mA-15 kVA)	Yes (30mA-15 kVA)	Yes (30mA-25 kVA)	Yes (30mA-25 kVA)
Efficiency				
Maximum efficiency	94.7%	94.4%	96.1%	95.9%
CEC <sup>8)</sup> Weighted efficiency	93.5%	93.5%	95.9%	95.5%
General Information				
Air cooling	0.7A m³/h	0.7A m³/h	0.7A m³/h	0.7A m³/h
Stand by consumption <sup>9)</sup>	30 W	30 W	30 W	30 W
Consumption at night	1 W	1 W	1 W	1 W
Ambient temperature	0° F to 131° F (0° C to 60° C)	0° F to 131° F (0° C to 60° C)	0° F to 131° F (0° C to 60° C)	0° F to 131° F (0° C to 60° C)
Max. altitude <sup>10)</sup>	9,842 ft (3,000 m)			
Relative humidity (non-condensing)	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%
Protection class	NEMA 3R	NEMA 3R	NEMA 3R	NEMA 3R

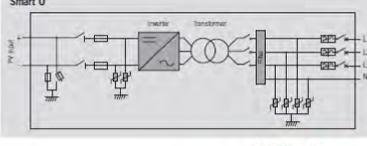
<sup>1)</sup> Note: Depending on the type of installation and geographical location. <sup>2)</sup> To decrease the voltage increase of the "Voc" at low temperatures. <sup>3)</sup> Maximum system PVdc power for 1,171 (MPTC) ambient temperature. The output power will be reduced at the rate of 1% for each 1° F (0.56°C) of increase. <sup>4)</sup> For 15 U 208 of the rated power and voltage in accordance with IEC 62543. <sup>5)</sup> Consumption from PV Array. <sup>6)</sup> Power < 3,000 W. <sup>7)</sup> Temperature for rated power (1,171° F (639° C) maximum). <sup>8)</sup> IEC 62543. <sup>9)</sup> IEC 62543. <sup>10)</sup> IEC 62543.

Smart U

Multitasking version



Smart U



Size and weight

(includes the panels)

15 U

165 pounds



25 U

175 pounds



Ingenteam Inc. Headquarters & factory: Milwaukee, WI, 53208 - USA - Tel: +1 (414) 934 4300 / +1 (800) 823 7300

Commercial office: SANITIA CLARA, CA 95064 - USA - Tel: +1 (408) 524 2029 / +1 (415) 420 1869

