



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Diseño de un plan de implantación progresiva de
instalaciones fotovoltaicas en las cubiertas del Campus de
Vera de la Universitat Politècnica de València.

Trabajo Fin de Máster

Máster Universitario en Tecnología Energética para Desarrollo
Sostenible

AUTOR/A: Rodríguez Fernández, Ana

Tutor/a: Alfonso Solar, David

Cotutor/a: Vargas Salgado, Carlos Afranio

CURSO ACADÉMICO: 2021/2022



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

**TRABAJO FIN DE MÁSTER
TECNOLOGÍA ENERGÉTICA PARA EL DESARROLLO SOSTENIBLE**

**DISEÑO DE UN PLAN DE IMPLANTACIÓN
PROGRESIVA DE INSTALACIONES
FOTOVOLTAICAS EN LAS CUBIERTAS DEL
CAMPUS DE VERA DE LA UNIVERSITAT
POLITÈCNICA DE VALÈNCIA**

AUTOR: Rodríguez Fernández, Ana

TUTOR: Alfonso Solar, David

Vargas Salgado, Carlos

Curso Académico: 2021-22

AGRADECIMIENTOS

Me gustaría agradecer a toda mi familia todo el apoyo que me han dado hasta ahora. Por todo lo que me han enseñado, por estar tanto en los buenos y malos momentos.

A mis tutores David Alfonso Solar y Carlos Vargas Salgado por darme la oportunidad de poder realizar este proyecto con ellos, ofreciéndome su ayuda desde el principio.

A mis compañeros y amigos conocidos en esta etapa universitaria, por su apoyo y por tantos buenos momentos compartidos.

Ana Rodríguez Fernández

Valencia, 2022

RESUMEN

La realización de estudios de potencial energético renovable constituye una interesante vía para el ahorro energético, detectando con ellos la viabilidad tanto técnica como económica de la implantación.

En el presente Trabajo Fin de Máster, se realiza el estudio del potencial fotovoltaico de cada cubierta del conjunto de edificios pertenecientes al Campus de Vera, de la Universitat Politècnica de València, considerando para ello, el espacio disponible teniendo en cuenta los obstáculos y el sombreado generado por estos y los edificios colindantes. Se han estudiado varios escenarios. En el primer escenario, las instalaciones fotovoltaicas están conectadas a red bajo el esquema de autoconsumo sin venta de excedentes, por tanto, el sistema se dimensiona para no producir excedentes ya que, estos no se retribuirán a la UPV. En el segundo escenario se analiza utilizar todas las cubiertas disponibles para instalar en ellas fotovoltaica debido a que la energía excedente se venderá, obteniendo con ello un beneficio económico. Además, se ha hecho un análisis de sensibilidad en el que únicamente se ha variado con respecto a los anteriores el ángulo de inclinación y el precio de compra de la electricidad de red. Se evalúa técnica, energética y económicamente los beneficios que se pueden conseguir en estos escenarios, estimando el ahorro energético y económico y, la reducción de emisiones de CO₂ asociado. Como diseño final se propone ocupar toda la superficie disponible en las cubiertas, es decir 69.950 m² para la instalación de 6,3 MW y, que en caso de existir capacidad disponible en el punto de conexión, el sistema sea de autoconsumo con excedentes, con objeto de recibir una compensación monetaria por la energía excedente vertida. En este escenario, la inversión inicial es de 5.791.765 €, el periodo de retorno descontado es de 5,84 años y el TIR del 18%. Los principales softwares utilizados para el estudio han sido HOMER y SAM.

Por último, con la información obtenida del análisis previo, se ha realizado un plan de implantación a 10 años para todas las instalaciones fotovoltaicas del campus, en el que se propone comenzar la implantación por las cubiertas más prometedoras. En dicho plan de implantación se propone instalar cada dos años las siguientes potencias: 1,103 MW, 1,319 MW, 1,322 MW, 1,331 MW y 1,199 MW.

Palabras Clave: Energías renovables, Sistema fotovoltaico, Campus de Vera, Autoconsumo, Cubiertas.

RESUM

La realització d'estudis de potencial energètic renovable constitueix una interessant via per a l'estalvi energètic, detectant amb ells la viabilitat tant tècnica com econòmica de la implantació.

En el present Treball Fi de Màster, es realitza l'estudi del potencial fotovoltaic de cada coberta del conjunt d'edificis pertanyents al Campus de Vera, de la Universitat Politècnica de València, considerant per a això, l'espai disponible tenint en compte els obstacles i l'ombreig generat per aquests i els edificis confrontants. S'han estudiat diversos escenaris. En el primer escenari, les instal·lacions fotovoltaiques estan connectades a xarxa sota l'esquema d'autoconsum sense venda d'excedents, per tant, el sistema es dimensiona per a no produir excedents ja que, aquests no es retribuïran a la UPV. En el segon escenari s'analitza utilitzar totes les cobertes disponibles per a instal·lar en elles fotovoltaica pel fet que l'energia excedent es vendrà, obtenint amb això un benefici econòmic. A més, s'ha fet una anàlisi de sensibilitat en el qual únicament s'ha variat respecte als anteriors l'angle d'inclinació i el preu de compra de l'electricitat de xarxa. S'avalua tècnica, energètica i econòmicament els beneficis que es poden aconseguir en aquests escenaris, estimant l'estalvi energètic i econòmic i, la reducció d'emissions de CO₂ associat. Com a disseny final es proposa ocupar tota la superfície disponible en les cobertes, és a dir 69.950 m² per a la instal·lació de 6,3 MW i, que en cas d'existir capacitat disponible en el punt de connexió, el sistema siga d'autoconsum amb excedents, a fi de rebre una compensació monetària per l'energia excedent abocada. En aquest escenari, la inversió inicial és de 5.791.765 €, el període de retorn descomptat és de 5,84 anys i el TIR del 18%. Els principals softwares utilitzats per a l'estudi han sigut HOMER i SAM.

Finalment, amb la informació obtinguda de l'anàlisi prèvia, s'ha realitzat un pla d'implantació a 10 anys per a totes les instal·lacions fotovoltaiques del campus, en el qual es proposa començar la implantació per les cobertes més prometedores. En aquest pla d'implantació es proposa instal·lar cada dos anys les següents potències: 1,103 MW, 1,319 MW, 1,322 MW, 1,331 MW i 1,199 MW.

Paraules clau: Energies renovables, Sistema fotovoltaic, Campus de Vera, Autoconsum, Cobertes.

ABSTRACT

Carrying out studies of renewable energy potential is an interesting way to save energy, detecting with them both the technical and economic feasibility of the implementation.

In this Master's thesis, the photovoltaic potential of each roof of the set of buildings belonging to the Vera Campus of the Universitat Politècnica de València is studied, considering the available space, taking into account the obstacles and shading generated by these and the adjacent buildings. Several scenarios have been studied. In the first scenario, the photovoltaic installations are connected to the grid under the scheme of self-consumption without selling surpluses, therefore, the system is dimensioned so as not to produce surpluses as these will not be paid to the UPV. The second scenario analyses the use of all available roofs to install photovoltaics on them, as the surplus energy will be sold, thus obtaining an economic benefit. In addition, a sensitivity analysis has been carried out in which only the angle of inclination and the purchase price of electricity from the grid have been varied with respect to the previous scenarios. The benefits that can be achieved in these scenarios are evaluated technically, energetically, and economically, estimating the energy and economic savings and the associated reduction in CO₂ emissions. As a final design, it is proposed to occupy the entire available roof area, i.e. 69.950 m² for the installation of 6,3 MW and, if there is available capacity at the connection point, the system will be self-consumption with surpluses, in order to receive monetary compensation for the surplus energy discharged. In this scenario, the initial investment is 5.791.765 €, the discounted payback period is 5,84 years, and the IRR is 18%. The main software used for the study were HOMER and SAM.

Finally, with the information obtained from the previous analysis, a 10-year implementation plan has been drawn up for all the photovoltaic installations on the campus, in which it is proposed to start implementation on the most promising roofs. In this implementation plan, it is proposed to install the following capacities every two years: 1,103 MW, 1,319 MW, 1,322 MW, 1,331 MW and 1,199 MW.

Keywords: Renewable energies, Photovoltaic system, Vera Campus, Self-consumption, Roofs.

ÍNDICE

DOCUMENTOS CONTENIDOS

- Memoria
- Presupuesto
- Anexos
- Planos

ÍNDICE DE LA MEMORIA

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN.....	10
1.2. Antecedentes	10
1.3. Objetivos	13
1.4. Justificación.....	13
1.5. Estructura del Documento	13
CAPÍTULO 2. NORMATIVA.....	15
1.1. Normativa de aplicación.....	15
2.2. REAL DECRETO 244/2019	15
CAPÍTULO 3. HERRAMIENTAS DE SIMULACIÓN	17
3.1. HOMER	17
3.2. System Advisor Model (SAM).....	17
3.3. AutocAD	18
3.4. Presto	18
3.5. Excel	19
3.6. Huella Solar	19
3.7. PVGIS	19
CAPÍTULO 4. DESCRIPCIÓN DE LAS CUBIERTAS.....	21
4.1. Ubicación.....	21
4.2. Descripción de las cubiertas.....	22
CAPÍTULO 5. DEMANDA ENERGÉTICA Y ANÁLISIS DE LA FACTURACIÓN	23

5.1.	Demanda de energía	23
5.2.	Contrato eléctrico 2020 y análisis de posibles variaciones futuras	24
CAPÍTULO 6. METODOLOGÍA		27
6.1.	Estudio de sombras	28
6.2.	Estudio de superficie disponible por cubierta.....	34
6.3.	Módulos fotovoltaicos	35
6.4.	Implantación fotovoltaica	37
6.5.	Estimación de potencia máxima instalada por cubierta	38
6.6.	Casos de análisis.....	39
6.7.	Plan de implantación progresivo.....	49
CAPÍTULO 7. ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE RESULTADOS		50
7.1.	Caso 1	50
7.2.	Caso 2	52
7.3.	Caso 3	55
7.4.	Caso 4	56
7.5.	Caso 5	59
7.6.	Caso 6	61
7.7.	Comparación de casos.....	63
CAPÍTULO 8. PLAN DE IMPLANTACIÓN		64
8.1.	Plan de implantación a 5 años	64
8.2.	Plan de implantación a 10 años	65
CAPÍTULO 9. DISEÑO DETALLADO DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS UBICADAS EN LOS EDIFICIOS 7B Y 7E		67
9.1.	Módulos fotovoltaicos	67
9.2.	Disposición de los módulos en las cubiertas.....	68
9.3.	Inversor	70
9.4.	Dimensionado instalación fotovoltaica.....	73
9.5.	ESTRUCTURAS DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	75
9.6.	INSTALACIÓN ELÉCTRICA.....	79
9.7.	ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA GENERADA	83
CAPÍTULO 10. CONCLUSIONES		88
CAPÍTULO 11. BIBLIOGRAFÍA		91

MEMORIA

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.2. ANTECEDENTES

1.2.1. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) es una hoja de ruta exigida por la UE a todos los estados miembros. Mediante este acuerdo, la Comisión Europea valorará el cumplimiento de forma conjunta de los objetivos del Paquete de Energía Limpia. Este estudio es el resumen de diversos reglamentos y directrices sobre las energías renovables, la eficiencia energética y la seguridad de suministro, así como de ofrecer diversos enfoques sobre el diseño del mercado eléctrico y posibles reglas a seguir por la países miembros de la Unión Europea [1].

En resumen, los objetivos establecidos por la CE en 2016 para 2030 son los siguientes:

- Reducción de emisiones de GEI en un 40% respecto a los niveles que hubo 1990.
- Lograr que las energías renovables alcancen el 32% del consumo total de energía final bruta.
- Alcanzar una mejora del 32,5% en eficiencia energética.
- Conseguir una interconexión eléctrica del 15% entre los estados miembros [1].

En base al objetivo central de neutralidad climática para 2050, el PNIEC establece las siguientes metas para el 2030:

- Disminuir las emisiones de GEI un 23% respecto a 1990.
- Alcanzar una participación del sector renovable del 42% en el uso final de la energía.
- Aumentar la eficiencia energética un 39,5%.
- Conseguir que las energías renovables produzcan el 74% generación eléctrica [1].

Con relación con el presente proyecto, el objetivo que más le afecta es el aumento al 42% de la participación renovable en el uso final de la energía. Con respecto a ello, el PNIEC plantea una estrategia basada en: el despliegue del autoconsumo y la generación distribuida, el impulso de grandes proyectos de generación renovable, y medidas para la integración de las renovables en el sistema y el mercado eléctrico [1].

Este despliegue de autoconsumo renovable se justifica debido a: la existencia de recursos renovables a lo largo de todo el territorio nacional, la modularidad de las instalaciones, la reducción de costes que se está dando durante los últimos años y a la nueva regulación, que simplifica los permisos para la construcción de estas instalaciones, suprimiendo los peajes y cargos para la energía producida y, permitiendo la compensación económica por la inyección de excedentes en la red eléctrica [1].

Existe un estudio, cuyo objetivo fue la determinación del potencial solar fotovoltaico en los tejados de la Unión Europea. Este se realizó a partir de un método que combina los datos

geoespaciales/estadísticos para crear un ráster potencial técnico de las cubiertas de la UE. Con este estudio se predijo que el aprovechamiento de las cubiertas de los edificios de la UE supondría una producción de 680 TWh de energía eléctrica, lo que representaría el 24,4% del consumo eléctrico del año 2019, año en el que se realizó dicho estudio [2].

1.2.2. Energías renovables en el sector el Sector Educativo

Según la Estrategia a largo plazo para la Rehabilitación Energética en el Sector de la Edificación en España (ERESEE) 2020 [3], el sector educativo supuso el 6,9% de la energía consumida en 2017 y, más concretamente, el 4% de la electricidad consumida ese año. Este mismo estudio muestra que este sector fue únicamente el 2,9% del total de energías renovables instaladas en el sector servicio (oficinas, hospitales, comercio, hostelería, educación y otros servicios), lo que resulta un porcentaje muy bajo teniendo en cuenta que en España el 65,9% de los centros docentes son públicos.

Aunque este porcentaje resultase muy bajo, hoy en día, varias instituciones educativas del país han decidido apostar por las energías renovables, más concretamente por la solar fotovoltaica. Algunas de estas son:

- Universidad de Murcia: desde 2010 esta universidad apuesta por distintas tecnologías de energías renovables como: la eólica, la energía solar térmica, la biomasa, la absorción y la fotovoltaica. A partir de esta última tecnología se generan aproximadamente 3.627.128 kWh/año, lo que supondría el abastecimiento del 16% de las necesidades energéticas de la instalación [4].
- Universidad de Jaén: en 2021 la Universidad de Jaén instaló 1,29 MW de potencia fotovoltaica, entre los campus de Jaén y Linares. Dicha potencia se ha previsto para cubrir como mínimo el 16% del consumo de energía eléctrica de los campus [5].
- Universidad de Vigo: desde 2021 la Universidad de Vigo tiene instalado entre tres de sus campus, 518,06 kW, lo que aproximadamente supone el 14% del total de la energía demanda de este [6].

Teniendo en cuenta que España quiere fomentar las renovables, una buena de conseguirlo es incentivar, tanto a ciudadanos como a empresas privadas, a través de la instalación de renovables en los edificios públicos del país, como son las instituciones educativas.

1.2.3. Fotovoltaica en la UPV

Actualmente, la Universitat Politècnica de València ya cuenta con instalaciones fotovoltaicas, las cuales están vinculadas al estudio de la Energía Solar Fotovoltaica. A continuación, se enumeran dichas instalaciones:

- Planta fotovoltaica de silicio amorfo (a-Si) de 3,3 kW situada en la Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño (ETSID).
- Planta fotovoltaica para prácticas en Energía Solar Fotovoltaica formada por 1 kWp de módulos de silicio amorfo EPV-52 y 4 kWp de silicio cristalino. Está situada en el edificio Nexus.
- Planta para prácticas de instalaciones fotovoltaicas aisladas y bombeo fotovoltaico, ubicada en el laboratorio de prácticas del Departamento de Ingeniería Rural y Agroalimentaria. Dicha planta dispone de módulos fotovoltaicos de 45 W, regulador de

carga PWM, baterías de 12 V, un inversor de salida senoidal y además, se complementa con un pequeño sistema de bombeo. [7]

1.2.4. Costes de la energía eléctrica

En los últimos meses el precio de la electricidad en el mercado diario ha aumentado considerablemente con respecto a los últimos años. Esto se puede observar en el siguiente gráfico.

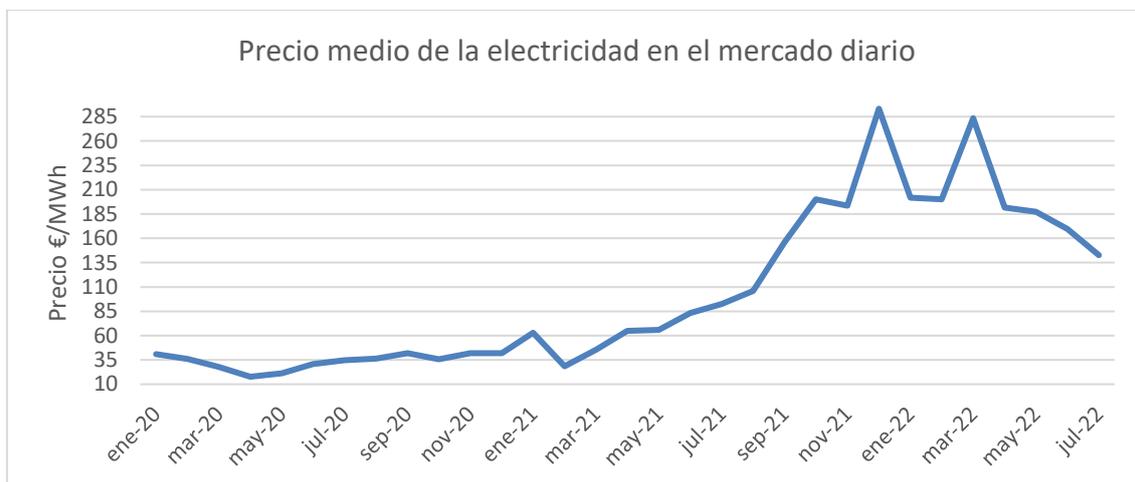


Ilustración 1. Precio medio de la electricidad en el mercado diario [8]

Estos aumentos en el precio de electricidad han llegado a ser del 1600% (comparando los meses de abril de 2020 y diciembre de 2021).

Se espera que en los próximos años el precio de la electricidad no siga en aumento y se reduzca en comparación con los costes actuales. Bolsas y Mercados Españoles estima que el precio de la electricidad en los próximos años evolucione como se muestra en el siguiente gráfica.



Ilustración 2. Estimación del precio de la electricidad en los próximos años [9]

1.3. OBJETIVOS

El objetivo de este proyecto es el diseño de un plan de implantación progresiva en dos periodos de tiempo, 5 y 10 años, de instalaciones fotovoltaicas en las cubiertas del conjunto de edificios pertenecientes al Campus de Vera, de la Universitat Politècnica de València (UPV).

Para la realización de dicho plan de implantación, previamente ha sido necesaria la realización de un estudio del potencial fotovoltaico de cada cubierta de los edificios pertenecientes al Campus. Para ello, se ha considerado el espacio que queda disponible teniendo en cuenta los obstáculos y edificios colindantes, además del sombreado generado por los mismos. Se han estudiado varios escenarios. En el primer escenario, las instalaciones fotovoltaicas serán de autoconsumo sin excedentes, por tanto, el sistema se dimensiona para no producir excedentes ya que, no se recibirá compensación monetaria por ellos. En el segundo escenario la instalación será de autoconsumo con excedentes y por tanto, todo el excedente de electricidad producido se venderá, obteniendo con ello un beneficio económico. Además, se han estudiado otros escenarios en los que únicamente se ha variado con respecto a los anteriores el ángulo de inclinación y el precio de compra de la energía eléctrica a la red. Se evalúa técnica, energética y económicamente los beneficios que se pueden conseguir en estos escenarios, estimando el ahorro tanto energético como económico y la reducción de emisiones de CO₂. Los principales softwares utilizados para el estudio han sido HOMER y SAM.

Teniendo en cuenta los escenarios evaluados, se ha realizado el plan de implantación al escenario que ha resultado más favorable en términos tanto técnicos como económicos.

1.4. JUSTIFICACIÓN

La creciente facturación por el consumo de energía debido al aumento del precio de la electricidad, la necesidad de una transición desde los recursos fósiles hacia las energías renovables y, la necesidad de transmitir concienciación sobre una cultura ecológica, son una prioridad en la UPV. La implantación de instalaciones fotovoltaicas en las cubiertas del Campus de Vera de la UPV traerá grandes beneficios, tanto energéticos como económicos.

Por otro lado, la importancia del plan de implantación es dar a saber cuáles son las cubiertas más prometedoras en el Campus para la instalación de fotovoltaica y la inversión anual que esto conllevaría, con el fin de que, si en algún momento la Universidad Politècnica de València se decidiese a aprovechar las cubiertas del Campus para la instalación de fotovoltaica, se supiera qué cubiertas tienen espacio para una mayor capacidad fotovoltaica y por tanto, producirían una mayor cantidad de electricidad renovable.

1.5. ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO

El presente proyecto está formado por cuatro documentos: la memoria, el presupuesto, los planos y los anexos. La memoria está compuesta por los siguientes capítulos:

- Introducción
- Normativa
- Descripción de las cubiertas
- Tramitación de las instalaciones fotovoltaicas

- Herramientas de simulación
- Metodología
- Análisis técnico-económico de los resultados
- Plan de implantación
- Diseño detallado de las instalaciones fotovoltaicas ubicadas en los edificios 7B y 7E
- Conclusiones
- Bibliografía

CAPÍTULO 2. NORMATIVA

1.1. NORMATIVA DE APLICACIÓN

Durante la redacción de este proyecto se han tenido en cuenta las normativas enumeradas a continuación:

- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Decreto-ley 14/2020, de 7 de agosto, del Consell, de medidas para acelerar la implantación de instalaciones para el aprovechamiento de las energías renovables por la emergencia climática y la necesidad de la urgente reactivación económica.
- Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas.

2.2. REAL DECRETO 244/2019

El Real Decreto 244/2019 por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica regula las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Las instalaciones de autoconsumo se clasifican en las siguientes categorías:

1. **Autoconsumo sin excedentes:** Instalaciones de autoconsumo que están conectadas a la red pero, disponen de un sistema antivertido que les impide la inyección de los excedentes de energía a la red.
2. **Autoconsumo con excedentes:** Instalaciones que suministran energía eléctrica para el autoconsumo, pudiendo inyectar la energía excedentaria a la red. Dentro de esta categoría, las instalaciones con excedentes pueden clasificarse en:
 - **Autoconsumo con excedentes acogida a compensación:**

Instalaciones de autoconsumo con excedentes, en las que cuando no se consume la totalidad de la energía producida, esta se puede inyectar a la red y, en cada periodo de facturación, la factura emitida por la comercializadora compensará el coste de la energía comprada a la red con la energía excedentaria vertida a la red valorada al precio medio del mercado horario menos el coste de los desvíos o al precio acordado con la comercializadora, aplicándose posteriormente los beneficios a los que puedan acogerse y los peajes e impuestos que procedan. En ningún caso el resultado podrá ser negativo.

Para ello es necesario que se cumplan todas las condiciones siguientes:

- i. El consumidor y productor asociado hayan realizado un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo definido en el Real Decreto 244/2019.
 - ii. La fuente de energía primaria tenga origen renovable.
 - iii. Las instalaciones no tengan un potencial total superior a 100 kW.
 - iv. El consumidor haya suscrito un único contrato de suministro con una empresa comercializadora.
 - v. La instalación de producción no esté sujeta a la percepción de un régimen retributivo adicional o específico.
- **Autoconsumo con excedentes no acogida a compensación:**

Instalaciones de autoconsumo con excedentes que no cumplen con alguno de los requisitos para pertenecer al grupo anterior, o que opten por no acogerse a él. En este grupo, los excedentes producidos se venderían en el mercado eléctrico.

Además, el autoconsumo se podría clasificar en individual, en el que solo existe un consumidor asociado a la instalación producción, o colectivo, si hubiese varios consumidores que utilizaran la energía producida por la instalación.

Siguiendo las especificaciones descritas del RD 244/2019, las instalaciones del presente proyecto serán en el Escenario 1, una instalación individual de autoconsumo sin excedentes y en el Escenario 2, una instalación individual con excedentes no acogida a compensación, puesto que la potencia total será superior al límite de 100 kW.

CAPÍTULO 3. HERRAMIENTAS DE SIMULACIÓN

3.1. HOMER

HOMER (Hybrid Optimization Model for Multiple Energy Resources) es un software originalmente desarrollado por NREL (Nacional Renewable Energy Laboratory), mejorado y distribuido por HomerEnergy. Este software es extensamente utilizado para el diseño de redes aisladas remotas en cualquier sector, ya sea industrial, doméstico, etc.

HOMER identifica el sistema con un mínimo coste neto actual de entre un conjunto de alternativas posibles, simulando el comportamiento del sistema a lo largo de un año, y ordenando los sistemas según el VAN durante la vida útil de la instalación.

El sistema elegido será seleccionado por el software a partir de la introducción en el mismo de la curva de demanda, las diferentes tecnologías y recursos que se quieren contemplar en las hibridaciones de análisis (fotovoltaica, eólica, generador diésel, gasificador, etc.).

En la simulación se calcula a lo largo de todo un año, por cada periodo de tiempo establecido, la potencia renovable disponible, la energía eléctrica generada y, la compara con las demandas externas introducidas por el usuario.

Una vez completado el año de simulación, el programa determina si se respetaron las restricciones impuestas por el usuario, la energía de energía generada, la fracción de energía renovable, las emisiones, así como los costes, las horas de operación de los generadores diésel en caso de haberse introducido, los excesos de electricidad generados, etc.

3.2. SYSTEM ADVISOR MODEL (SAM)

SAM un software tecno-económico gratuito desarrollado por NREL, en colaboración con U.S. Department of Energy (DOE), Sandia National Laboratories y Energía Solar Technologies Program (SETP). El objetivo del software es facilitar la toma de decisiones según el rendimiento tanto energético como económico de una instalación.

SAM es utilizado en la planificación y evaluación de programas de investigación y en desarrollo de proyectos. Además, realiza predicciones de rendimiento plantas solares fotovoltaicas, instalaciones eólicas, sistemas geotérmicos y estimaciones económicas de proyectos de grandes centrales de generación.

Permite contemplar variables ingenieriles y financieras, por lo que es un software modelo para la realización de análisis estadísticos. Por otro lado, permite hacer análisis de sensibilidad y paramétrico, además representar resultados en gráficas y exportar datos.

SAM puede modelar multitud de sistemas renovables:

- Sistemas fotovoltaicos.

- Almacenamiento de baterías con baterías.
- Sistemas de concentración de energía solar para la generación tanto de energía eléctrica como de calor.
- Sistemas eólicos.
- Sistemas termosolares para ACS.
- Sistemas geotérmicos.
- Sistemas de biomasa.

Los modelos financieros de SAM han sido diseñados para los siguientes tipos de proyectos:

- Residenciales y comerciales donde el sistema de energía renovable es un sistema behind the meter.
- PPA donde el sistema tiene un punto de interconexión con la red, y se genera ingresos a través de la venta de energía.
- Propiedad de terceros donde el sistema está instalado en la propiedad del cliente y es propiedad de una entidad separada, la cual compensa al cliente a través de un PPA o contrato de arrendamiento por la energía generada en el sistema ubicado en su propiedad.

3.3. AUTOCAD

AutoCAD es un software diseño asistido por computadora (CAD), reconocido internacionalmente, desarrollado y comercializados por Autodesk para la creación y edición de geometrías 2D y modelos 3D de superficies, sólidos y objetos. Sus principales funciones son:

- Creación y edición de geometrías 2D y modelos 3D de sólidos, superficies y objetos.
- Automatización de múltiples tareas como: la comparación de dibujos, recuentos, creación de bloques y tablas de planificación, etc.
- Personalizar con las aplicaciones complementarias y la proporción de interfaces de programación de aplicaciones (API) como: VBA, ObjectARX, ActiveX Automation, AutoLISP, Visual LISP y .NET.

3.4. PRESTO

Presto es un programa integrado de gestión del coste y del tiempo orientado a BIM (Building Information Modeling) utilizado para edificación y obra civil que cubre las necesidades de los agentes involucrados en todas las fases del proyecto como: redactores de los proyectos, jefes de obras y directores de proyecto y empresas dedicadas a la construcción. El programa facilita la estandarización, la reutilización y el intercambio de datos entre los mismos.

Sus principales funciones son:

- Planificación pormenorizada del presupuesto.
- Generación de la documentación del presupuesto.

- Gestión de las compras y contrataciones de la obra.
- Seguimiento económico de la ejecución de una obra.
- Emisión de certificaciones.

3.5. EXCEL

Microsoft Excel es un software de aplicación desarrollado por Microsoft, perteneciente a la suite Office, en donde están incluidos otros programas como Word, Outlook y PowerPoint, entre otros, que sirve para crear, manejar y modificar hojas de cálculo.

Se trata de una herramienta versátil, para organizar y realizar cálculos sobre datos, ya que permite: analizar datos, generar tablas dinámicas, calcular estadísticas y representar datos en tablas y gráficos, entre muchas de sus funciones.

3.6. HUELLA SOLAR

Huella Solar es una plataforma abierta que permite al usuario generar y visualizar mapas de radiación. Está diseñado para la construcción de mapas de generación de ciudades, aunque puede ser utilizado para cualquier tipo de modelo.

Los mapas ya existentes en la plataforma o, los generados por el usuario, son interactivos y disponen de una gran variedad de funciones para realizar análisis de soleamiento y de radiación de los modelos.

Más concretamente Huella Solar ofrece las siguientes funciones:

- Detección de zonas en función de sus correspondientes porcentajes mensuales de soleamiento.
- Introducción de archivos de horizonte personalizados.
- Registro y descarga de los modelos consultados.
- Compartir diversos datos en los mapas.
- Contactar con proveedores de servicios. [10]

3.7. PVGIS

PVGIS es un sitio web que ofrece al usuario información sobre la radiación solar y el rendimiento de sistemas fotovoltaicos. Permite calcular la energía producida por diferentes tipologías de sistemas fotovoltaicos en cualquier lugar de Europa y África y, gran parte de Asia y América.

Esta plataforma permite acceso abierto y gratuito a:

- El potencial de generación de electricidad para diferentes tecnologías y configuraciones fotovoltaicas.
- La radiación solar y temperatura, como medias mensuales o perfiles diarios.
- Series temporales completas de información horaria de radiación solar y rendimiento fotovoltaico.
- Datos TMY para nueve variables climáticas: temperatura ambiente, humedad relativa, irradiancia global en el plano horizontal, irradiancia del haz/directa en un plano siempre normal a los rayos solares, irradiancia difusa en el plano horizontal, irradiancia infrarroja

superficial en un plano horizontal, velocidad total del viento a 10 m, dirección del viento a 10 m y presión superficial del aire.

- Una interfaz de programación de aplicaciones para necesidades de acceso rápido y automatizado
- Mapas de recurso solar y potencial fotovoltaico, clasificados por país o región.
- PVMAPS, un software en donde los usuarios pueden generar mapas personalizados. [11]

CAPÍTULO 4. DESCRIPCIÓN DE LAS CUBIERTAS

4.1. UBICACIÓN

La UPV cuenta con tres campus, el Campus de Vera, el Campus de Gandía y el Campus de Alcoy. El estudio realizado en este proyecto se centra en uno de ellos, el Campus de Vera. Este se encuentra ubicado en la ciudad de Valencia, concretamente en el Camí de Vera, entre la salida de la Autopista A-7 hacia Cataluña y el mar Mediterráneo. Ocupa una parcela con una superficie de 558.306 m² por la que se distribuyen 101 edificios que albergan 462.848 m² de superficie construida. Las actividades realizadas en estos edificios se centran en su mayoría en docencia e investigación, las cuales demandan una alta cantidad de energía a lo largo del año. En los edificios dedicados a docencia, el mayor consumo de energía es debido a la climatización de las aulas y despachos, por otro lado, en los edificios dedicados a investigación, el mayor consumo se produce debido a diversas maquinarias que, en ocasiones demandan energía ininterrumpidamente durante largos periodos de tiempo.

La implantación de renovables, más concretamente, de tecnología solar fotovoltaica, supone una gran reducción de la energía primaria consumida y de las emisiones de CO₂. Debido a la gran influencia que tiene la Universitat Politècnica de València sobre la sociedad, se ha escogido esta para promover y fomentar el desarrollo de las energías renovables.

Los edificios escogidos en los que ubicar las instalaciones fotovoltaicas son todos los pertenecientes al Campus de Vera, con excepción de algunos debido a: la imposibilidad de las cubiertas de soportar el peso de estos, las cubiertas están totalmente sombreadas por otras instalaciones o por edificios colindantes o, por no tener espacio disponible. En el siguiente plano se muestra la distribución de los edificios pertenecientes al Campus.



Ilustración 3. Plano de distribución Campus de Vera [12]

Como se observa en el plano anterior, la orientación de los edificios del Campus está girada 19° al noreste. Con objeto de optimizar el espacio disponible en las cubiertas, en cuanto a potencia instalada, los módulos fotovoltaicos no tengan la orientación óptima que es al sur (0°) y por lo tanto, se aprovechará menos la radiación solar disponible. Esto se analizará con más detalle en el punto 6 del presente trabajo.

4.2. DESCRIPCIÓN DE LAS CUBIERTAS

En el Anexo I se enumeran los edificios que conforman el Campus de Vera, su código, que se utilizarán de ahora en adelante a la hora de hablar de cada edificio y la superficie de las cubiertas de cada edificio. Hay que tener en cuenta en dichas superficies también se incluyen superficies que posteriormente no se podrán aprovechar a la hora de instalar fotovoltaica ya que hay obstáculos, o están sombreadas.

CAPÍTULO 5. DEMANDA ENERGÉTICA Y ANÁLISIS DE LA FACTURACIÓN

5.1. DEMANDA DE ENERGÍA

A la hora de instalar fotovoltaica, lo primero que hay que conocer es la demanda de energía que tiene el consumidor. A partir de esta demanda y teniendo en cuenta el tipo de instalación que se va a instalar, es decir, acogida a compensación o sin excedentes, se procederá a dimensionar el sistema.

El gráfico mostrado a continuación, representa el consumo de energía eléctrica mensual de los últimos tres años.

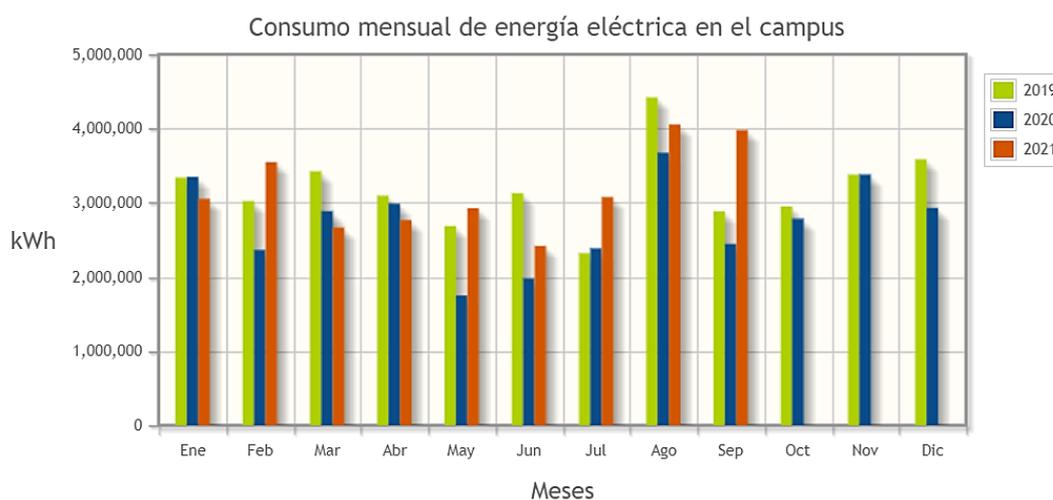


Ilustración 4. Consumo mensual de energía eléctrica en el Campus de Vera [4]

Debido al confinamiento producido por el COVID-19, la demanda de energía en el año 2020 fue menor que en años anteriores. Es por ello, que para este proyecto se ha utilizado para los cálculos la demanda de energía del año 2019. No se ha utilizado la demanda del año 2021 debido a que cuando se empezó a realizar este trabajo, este aún no había finalizado.

Durante el año 2019 la mayor demanda de energía eléctrica se produjo en agosto, debido a la gran demanda de climatización durante los meses de verano. Esto es beneficioso para las instalaciones fotovoltaicas debido a que es cuando mayor radiación solar hay y, por tanto cuando mayor cantidad de energía producen. En los meses de invierno en los que existe demanda de calefacción, la demanda de electricidad no es excesivamente alta debido a la existencia de una caldera de gas natural que cubre la demanda de calefacción y de ACS.

En total, durante el año 2019 el Campus de Vera demandó 37.819,602 MWh de energía eléctrica.

5.2. CONTRATO ELÉCTRICO 2020 Y ANÁLISIS DE POSIBLES VARIACIONES FUTURAS

El Servicio de Contratación de la UPV somete a subasta la concesión del contrato de “Suministro de energía eléctrica para la UPV” cada año, debido a que el mismo es un organismo público. En la subasta realizada para la adjudicación del contrato del año 2021 participaron las siguientes empresas: GAS NATURAL COMERCIALIZADORA S.A. (NATURGY), NEXUS ENERGÍA S.A., ENDESA ENERGÍA S.A.U., AURA ENERGIA S.L. y AUDAX RENOVABLES S.A. Finalmente, en el Informe de la adjudicación del contrato: MY20/00702/S/55, la empresa ganadora fue ENDESA ENERGÍA S.A.U., al ofertar la energía a un precio medio ponderado final más barato que el resto, con un valor de 0,099499 €/kWh.

Las ofertas realizadas por cada empresa se realizaron de dos formas distintas en función de la tarifa de la que se tratase. Para las tarifas 3.1, 3.0A Y 2.0A, las empresas ofertaron el precio por kWh del Término de Energía, en cambio, para la tarifa 6.1, la oferta se efectuó a partir de dos índices denominados, Ai y Bi, que son el precio fijo en el periodo i y, el coeficiente de ponderación adimensional durante el periodo i, respectivamente.

Dentro de Ai estaban incluidos: los pagos por capacidad, los pagos al operador del sistema, los pagos al operador del mercado, los peajes (tarifas de acceso fijadas en la orden IET/107/2014), los servicios de ajuste y el margen de la comercializadora (en cts€/kWh). Bi es un factor regulado a aplicar sobre los precios OMIP y se trata de los coeficientes de pérdidas en la red y a la tasa municipal.

Las potencias contratadas, el coste de los términos de potencia y los consumos de energía estimados en el Campus para el año 2021 en cada periodo han sido los siguientes:

Tarifa 6.1	Potencia contratada Pci (kW)	Termino de potencia Tpi (€/kW)	Consumo de energía Qi (kWh)
P1	11830	39,139427	5447000
P2	11830	19,586654	5458000
P3	11830	14,334178	3287000
P4	11830	14,334178	4600000
P5	11830	14,334178	5845000
P6	11830	6,540177	14823000

Tabla 1. Tarifa 6.1 año 2021 [13]

En la siguiente tabla se muestra el precio ofertado, a partir de los coeficientes Ai y Bi, para cada periodo en la tarifa 6.1 por ENDESA ENERGÍA S.A.U. a la UPV.

Periodo	Ai (c€/kWh)	Bi
P1	3,6897	1,088
P2	2,6556	1,094
P3	1,6449	1,082
P4	1,0706	1,083
P5	0,8979	1,08
P6	0,7023	1,095

Tabla 2. Tarifa ofrecida por ENDESA ENERGÍA S.A.U [13]

Para llegar a obtener el precio medio de la energía ofertado, hay que utilizar las 4 ecuaciones siguientes:

$$Am = \left(\frac{\sum(Ai \cdot Qi)}{\sum Qi} \right)$$

Ecuación 1. Precio fijo medio (Am) [13]

$$Bm = \left(\frac{\sum(Bi \cdot Qi)}{\sum Qi} \right)$$

Ecuación 2. Precio de ponderación adimensional medio (Bm) [13]

$$TQm = (Am + Bm \cdot OMIP)/100$$

Ecuación 3. Término de energía medio (TQm) [13]

$$Pm\ 6.1 = \left(\frac{(\sum(Pci \cdot Tpi) + (\sum Qi + TQm))}{\sum Qi} \right) \cdot 1,051127$$

Ecuación 4. Precio medio de la tarifa 6.1 [13]

A continuación, se muestra la ecuación con la que se obtiene el coste de la energía por periodo (TQi) a partir de los índices Ai y Bi.

$$TQi = (Ai + Bi \cdot OMIP)/100$$

Ecuación 5. Coste de la energía por periodo i (TQi) [13]

Siendo OMIP el precio de electricidad futuro YR-21 en c€/kWh que, se ha considerado que tiene el valor medio, según la OMIP, entre enero y noviembre de 2021 [8]. El valor medio es 73,57 €/MWh.

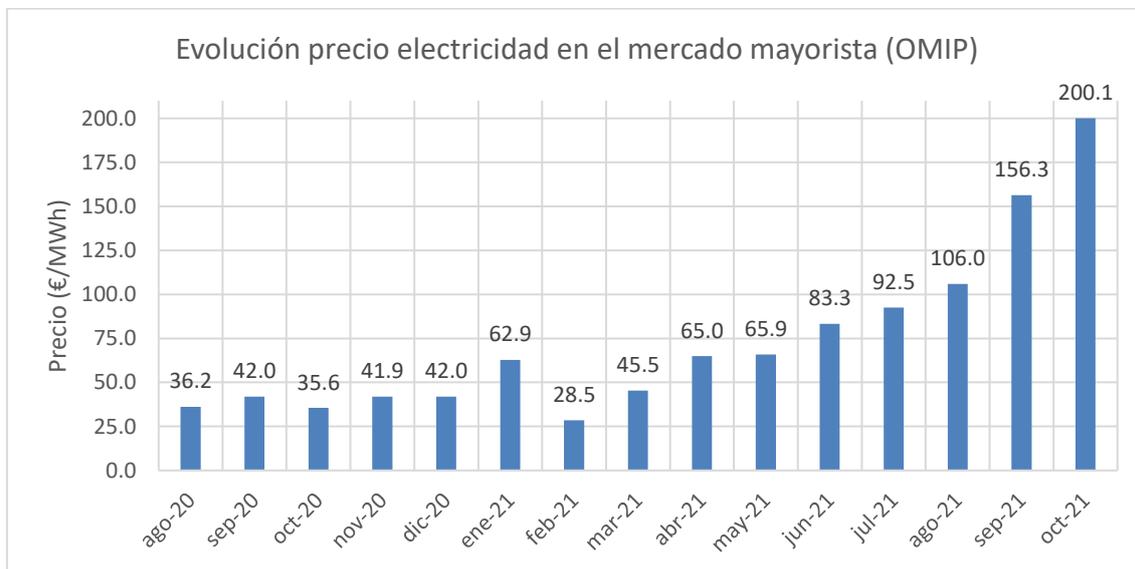


Ilustración 5. Evolución precio electricidad en el mercado mayorista (OMIP) [9]

Teniendo en cuenta el Tabla 2 y la Ecuación 5, en la siguiente tabla se muestra el precio de la energía ofertado por ENDESA ENERGÍA S.A.U. para cada periodo, una vez se le ha añadido el término del IVA, el cual corresponde al 21% del precio final obtenido.

Periodo	Precio licitación de electricidad (Con IVA)	
	Término de potencia (€/kW*mes)	Término de energía (€/kWh)
P1	4,148334605	0,148733213
P2	2,075962803	0,136142297
P3	1,51926002	0,122164719
P4	1,51926002	0,114953976
P5	1,51926002	0,112476755
P6	0,69318446	0,111392555

Tabla 3. Precio licitación ofertada por ENDESA ENERGÍA S.A.U. (Con IVA)

Sin embargo, teniendo en cuenta el aumento del precio de la energía durante este último año mostrado en la gráfica anterior, se espera que para el próximo año 2022, el precio de la energía ofertada aumente considerablemente, cosa que afecta positivamente a la propuesta de instalación de fotovoltaica, debido a la disminución que esto produciría en la cantidad de energía consumida de la red.

En el presente proyecto se analizarán posibles aumentos del precio del OMIP, el nuevo contrato que la UPV ha contratado para el 2022 y, cómo estos afectarían a la propuesta de instalación de fotovoltaica en las cubiertas. En los anexos se adjunta el contrato eléctrico que la UPV ha contratado para el año 2022. A modo resumen en la siguiente tabla se comparan los precios que tendría la electricidad (con IVA incluido) en cada escenario analizado.

Periodo	Precio término de energía licitación de electricidad (Con IVA) (€/kWh)		
	Caso 1: OMIP 73,57 €/MWh (2021)	Caso 5: OMIP 150 €/MWh (2021)	Caso 6: Licitación 2022
P1	0,148733213	0,254496105	0,222441
P2	0,136142297	0,24248844	0,232487
P3	0,122164719	0,227344359	0,193813
P4	0,114953976	0,220230826	0,165184
P5	0,112476755	0,217461978	0,157573
P6	0,111392555	0,217835906	0,136312

Tabla 4. Comparativa precio término de energía para los distintos casos analizados (Con IVA)

CAPÍTULO 6. METODOLOGÍA

El objetivo último de este Capítulo es definir el procedimiento que se ha seguido para el diseño del plan de implantación progresiva de las instalaciones fotovoltaicas que se situarán en las cubiertas de los edificios del Campus de Vera.

Como se ha comentado en el apartado de *Objetivos*, se realizará el plan de implantación con respecto al escenario más favorable, tanto en el ámbito energético como en el económico. Por ello, en este Capítulo se definen detalladamente cada uno de los escenarios de análisis considerados para el proyecto:

- Caso 1: Instalación fotovoltaica de autoconsumo sin excedentes e inclinación óptima.
- Caso 2: Instalación fotovoltaica de autoconsumo sin excedentes, inclinación óptima y excedentes del 1%.
- Caso 3: Instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes e inclinación óptima.
- Caso 4: Instalación fotovoltaica de autoconsumo sin excedentes e inclinación de 15°.
- Caso 5: Instalación fotovoltaica de autoconsumo sin excedentes, inclinación óptima y OMIP 150 €/MWh.
- Caso 6: Instalación fotovoltaica de autoconsumo sin excedentes, inclinación óptima y precios de electricidad adjudicación año 2022.

Para la definición de dichos escenarios, en primer lugar se realizó un estudio de sombreados, con el objetivo de determinar las distancias a dejar a los diferentes obstáculos ubicados en las propias cubiertas y a los edificios colindantes, para posteriormente determinar la superficie que queda disponible para la instalación de fotovoltaica.

Una vez determinada la superficie disponible y conociendo las medidas del modelo de módulo seleccionado, aplicando el método del solsticio de invierno, se determinó finalmente la potencia máxima a instalar por cubierta. Este valor de potencia máxima a instalar en todas las cubiertas es un input que se introducirá en HOMER para la realización de las simulaciones de los 6 casos planteados.

Posteriormente, se describe detalladamente cada uno de los casos de análisis planteados, describiendo paso a paso cómo se han realizado las simulaciones en HOMER.

Finalmente, se define el procedimiento que se ha seguido para, una vez seleccionado el escenario más favorable, diseñar los planes de implantación progresiva de las instalaciones fotovoltaicas, como se ha comentado anteriormente, a 5 y 10 años.

6.1. ESTUDIO DE SOMBRAS

El objetivo de este apartado es determinar las distancias a dejar a los edificios colindantes u obstáculos en las mismas cubiertas según su altura, para evitar pérdidas por sombreado o, que estas sean solo un porcentaje muy bajo. Por tanto, a partir de este punto se determinarán las áreas no aprovechables por cubierta debido a las pérdidas que se producirían por sombras.

Para realizar esto se han utilizado dos herramientas diferentes en función de la naturaleza de las sombras, Huellasolar y SAM.

6.1.1. Estudio de sombras mediante Huellasolar

Para este proyecto, Huellasolar se ha utilizado para analizar la siguiente información de las cubiertas: la media de horas de sol y sombra recibidas al día mensualmente, el porcentaje de sol recibido mensualmente y lo más importante en para este trabajo, el porcentaje anual de sol recibido o, perdidas por sombra anuales.

El problema de esta plataforma es que únicamente se ha analizado en él la reducción del porcentaje de sol recibido producido por los edificios colindantes y no por los obstáculos que hay en las propias cubiertas, por lo a partir de esta plataforma no se podría realizar el análisis de sombra completo.

Aun teniendo estas limitaciones, se ha utilizado para un análisis preliminar de la superficie de cubierta disponible por edificio teniendo en cuenta únicamente las sombras producidas por los edificios próximos.

Seguidamente, se muestra una ilustración del mapa de radiación, obtenido de la plataforma, del Campus de Vera en donde, la escala que aparece en la parte inferior representa el porcentaje anual de sol recibido. Como se ha comentado anteriormente, el mapa de radiación no es del todo preciso debido a que solo tiene en cuenta la reducción de la radiación recibida debido a las grandes superficies, es decir, los edificios colindantes, no detectando por tanto, la reducción de radiación debida a los elementos o desniveles situados en las propias cubiertas.

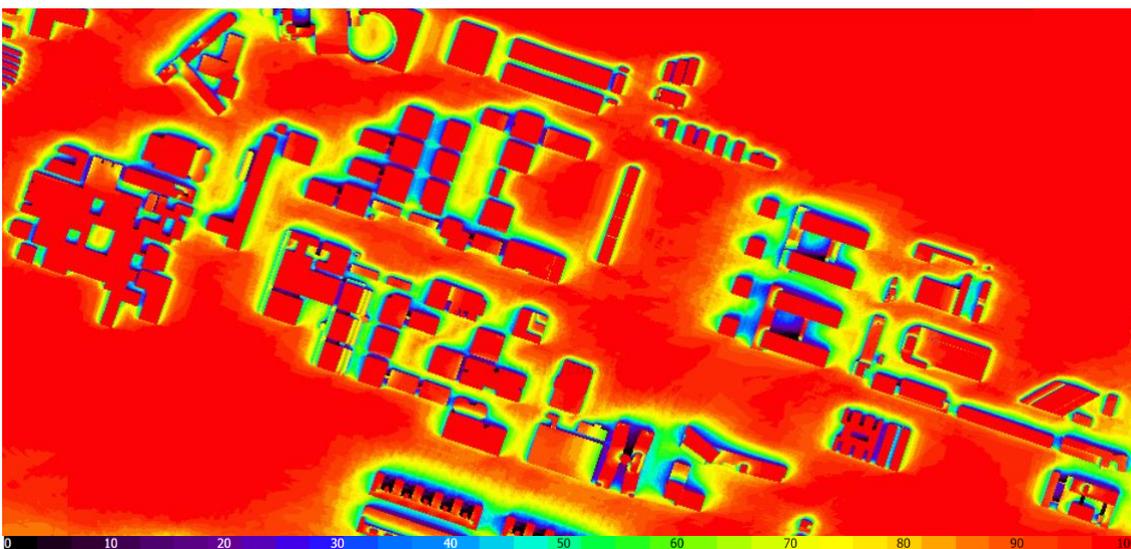


Ilustración 6. Mapa de radiación disponible en el Campus de Vera [10]

La poca precisión de esta herramienta no afecta a los resultados del proyecto debido a que se utilizará otra herramienta de simulación, SAM, para calcular el porcentaje de sombras producido por los obstáculos en las cubiertas de cada edificio del Campus.

A la hora de calcular la superficie disponible en las cubiertas, se ha tenido en consideración la información recogida en la tabla 2.2 de la sección HE5, o 2.4 del HE4 del año 2009 [14], sobre las pérdidas máximas admisibles por sombras para una instalación solar. Aunque este reglamento ya no esté en vigor, siendo la versión actual la publicada en el año 2022, se ha tenido en cuenta a la hora de garantizar un sistema técnicamente eficiente. Dicha tabla es la mostrada a continuación:

Caso	Orientación e inclinación	Sombras	Total
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

Tabla 5. 2.2 HE-2009 Pérdidas límite [14]

Teniendo en cuenta que las máximas pérdidas por sombra producidas por los edificios cercanos pueden ser del 10% para que la instalación sea técnicamente eficiente, se ha distinguido en el análisis las superficies inutilizables (pérdidas por sombra > 10%) y las que se podrían llegar utilizar (pérdidas por sombra < 10%) para instalar fotovoltaica.

6.1.2. Estudio de sombras mediante SAM

Aunque con este programa se puede simular toda la instalación fotovoltaica que finalmente, es el objetivo del presente trabajo, se ha utilizado para calcular el porcentaje de sombras producido por los obstáculos en las cubiertas de cada edificio del Campus.

Este software permite dibujar los obstáculos a modo de cilindros, árboles, tejados o cubos y las superficies activas, las cuales representan a los módulos fotovoltaicos en un modelo 3D como el que se representa en la siguiente ilustración:

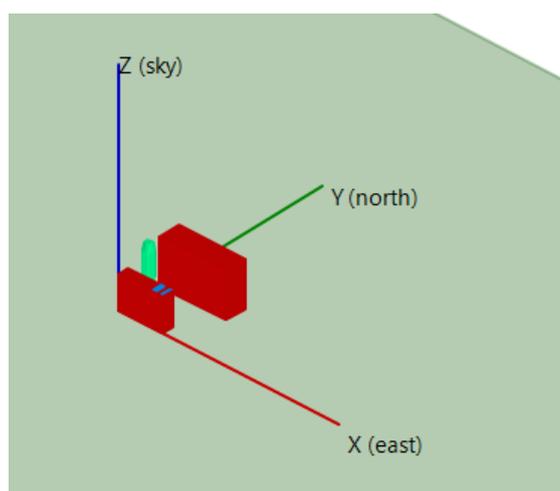


Ilustración 7. Interfaz para la definición de superficies activas y obstáculos de SAM [15]

Debido a que el dibujo de todos los edificios del campus con los respectivos obstáculos de sus cubiertas excedería el alcance de este trabajo, se han realizado unas simulaciones tipo, para

generalizar así, los obstáculos de las cubiertas. A continuación, se describen las diferentes simulaciones realizadas:

Se ha considerado para las primeras simulaciones, que los módulos fotovoltaicos estarán instalados horizontalmente, con un ángulo azimut de 90° , es decir que están orientados al sur, y que tienen una inclinación de 37° .

- Se ha supuesto que todos los obstáculos tienen la forma de un cubo.
- Se ha considerado 3 alturas distintas de cubo. Concretamente han sido 1, 2,5 y 5 metros.
- Se ha analizado que los módulos podrían estar situados al este, oeste, norte y sur de dichos obstáculos ya que, la pérdidas en función de su posición con respecto al obstáculo, como se observará con los resultados obtenidos, varían en función de ello.
- Por último, se ha analizado si se pudiera conseguir una mayor producción orientando los módulos al este en vez de al sur, cuando estos estén al este del obstáculo. Al orientar los módulos al este, aunque se reducirían las pérdidas por orientación entorno a un 20%, se reducirían las pérdidas por sombreado. Lo mismo se ha analizado cuando los módulos estén al oeste del obstáculo, orientando en este caso los módulos al oeste.

Teniendo en cuenta todas las consideraciones descritas, se han obtenido los siguientes gráficos:

- Porcentaje de pérdidas con respecto a la distancia al obstáculo de 5 metros en función de la ubicación del módulo con respecto a dicho obstáculo.

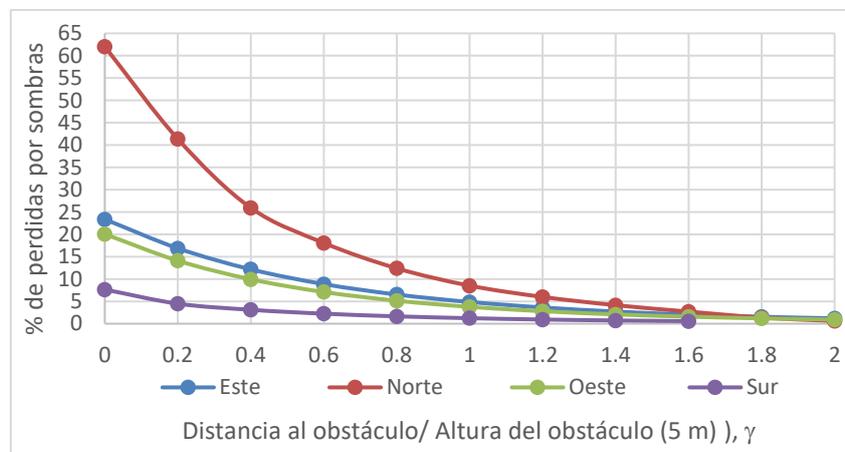


Ilustración 8. % de pérdidas por sombras para obstáculo de 5 m

Para esta altura de obstáculo, no es hasta una distancia a este de las superficies activas de 10 metros para orientación este, 9 metros para orientación norte, 8 metros para orientación oeste y, 4 metros para orientación sur, cuando las pérdidas por sombras son aproximadamente del 1 %.

- Porcentaje de pérdidas con respecto a la distancia al obstáculo de 2,5 metros en función de la ubicación del módulo con respecto a dicho obstáculo.

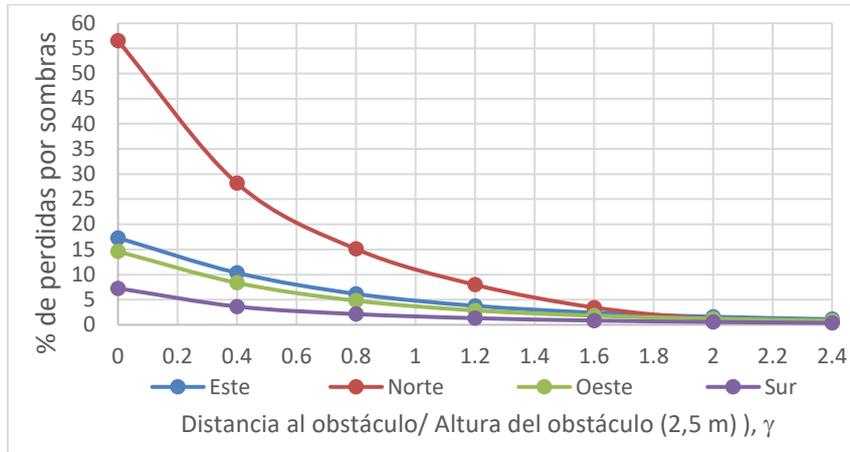


Ilustración 9. % de pérdidas por sombras para obstáculo de 2,5 m

Para esta altura de obstáculo, no es hasta una distancia a este de las superficies activas de 5 metros para orientación este, 5 metros para orientación norte, 4 metros para orientación oeste y, 3 metros para orientación sur, cuando las pérdidas por sombras son aproximadamente del 1 %.

- Porcentaje de pérdidas con respecto a la distancia al obstáculo de 1 metros en función de la ubicación del módulo con respecto a dicho obstáculo.

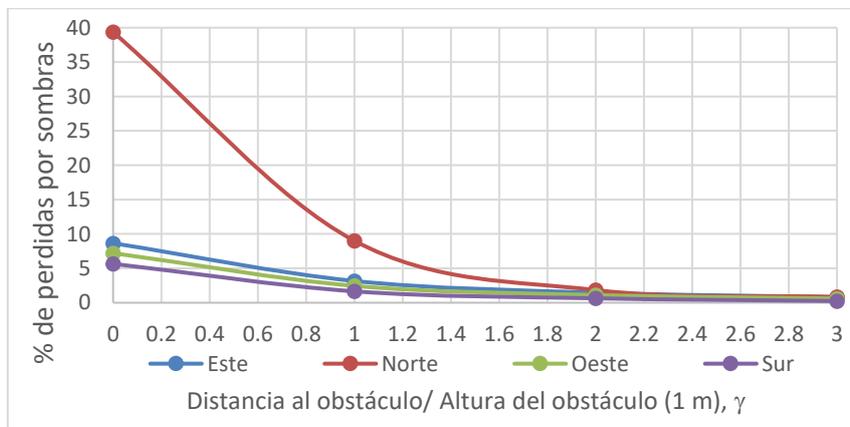


Ilustración 10. % de pérdidas por sombras para obstáculo de 1 m

Para esta altura de obstáculo, no es hasta una distancia a este de las superficies activas de 2 metros para orientación este, oeste y sur y, 1 metro para orientación norte, cuando las pérdidas por sombras son aproximadamente del 1 %.

Analizando los tres gráficos anteriores, se observa que la orientación más afectada por los obstáculos es la norte, seguida de la orientación este, oeste y sur respectivamente. Dicha diferencia de pérdidas entre orientaciones se ve aumentada a medida que la altura del obstáculo es mayor. Como es obvio, a medida que disminuye la altura del obstáculo, las pérdidas por sombra van disminuyendo.

A continuación, se analiza si las orientaciones este y oeste son más óptimas que la orientación sur cuando los módulos se ubican al este y oeste del obstáculo respectivamente.

- Porcentaje de pérdidas con respecto a la distancia al obstáculo de 5 metros para orientación de los módulos Este y Sur cuando la ubicación del módulo es este con respecto al obstáculo.

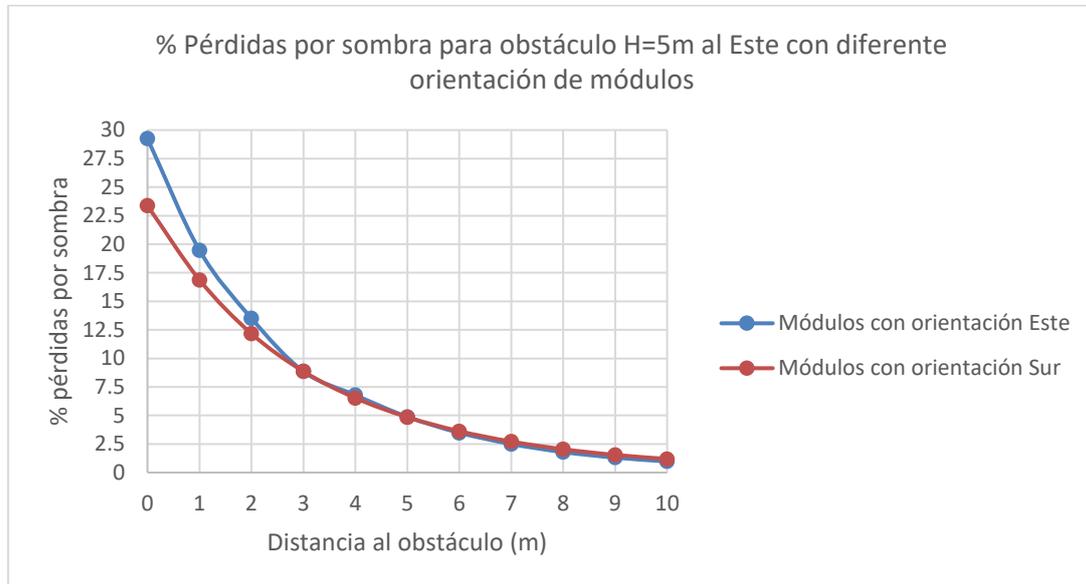


Ilustración 11. % Pérdidas por sombra para obstáculo H=5m al este con diferente orientación de módulos

- Energía anual producida con respecto a la distancia al obstáculo de 5 metros para orientación de los módulos Este y Sur cuando la ubicación del módulo es este con respecto al obstáculo.

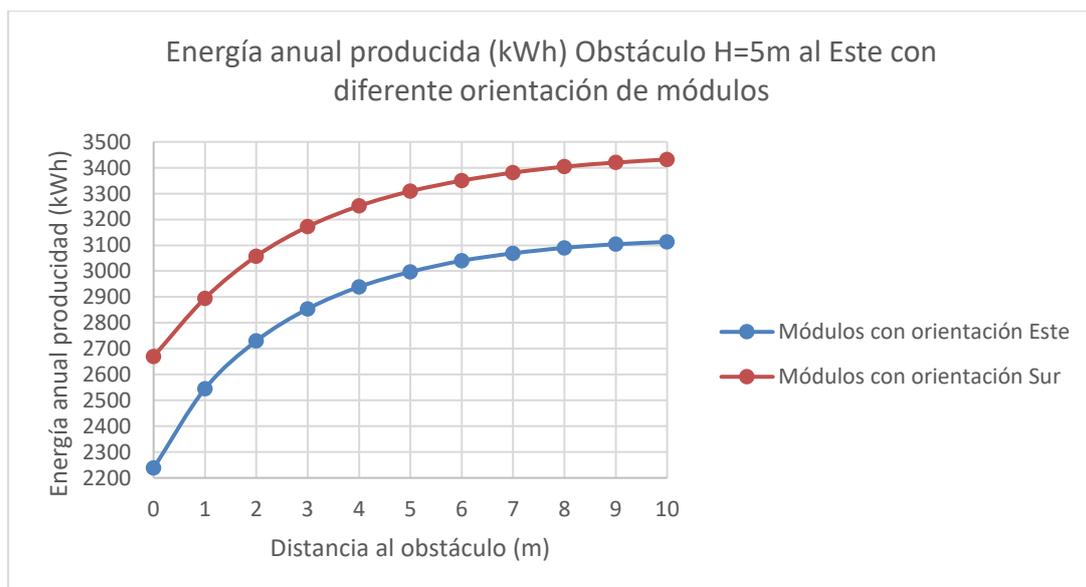


Ilustración 12. Energía anual producida (kWh) Obstáculo H=5m al este con diferente orientación de módulos

A partir de los dos gráficos anteriores se puede analizar que la orientación este tiene más pérdidas por sombreado, además de producir menor cantidad de energía anual.

- Porcentaje de pérdidas con respecto a la distancia al obstáculo de 5 metros para orientación de los módulos oeste y sur cuando la ubicación del módulo es oeste con respecto al obstáculo.

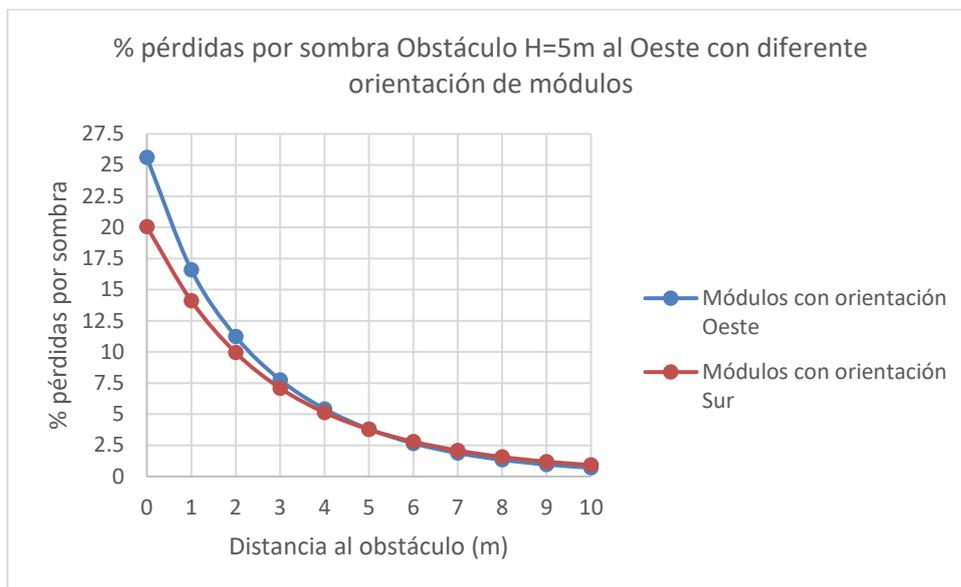


Ilustración 13. % pérdidas por sombra Obstáculo H=5m al Oeste con diferente orientación de módulos

- Energía anual producida con respecto a la distancia al obstáculo de 5 metros para orientación de los módulos Oeste y Sur cuando la ubicación del módulo es Oeste con respecto al obstáculo.

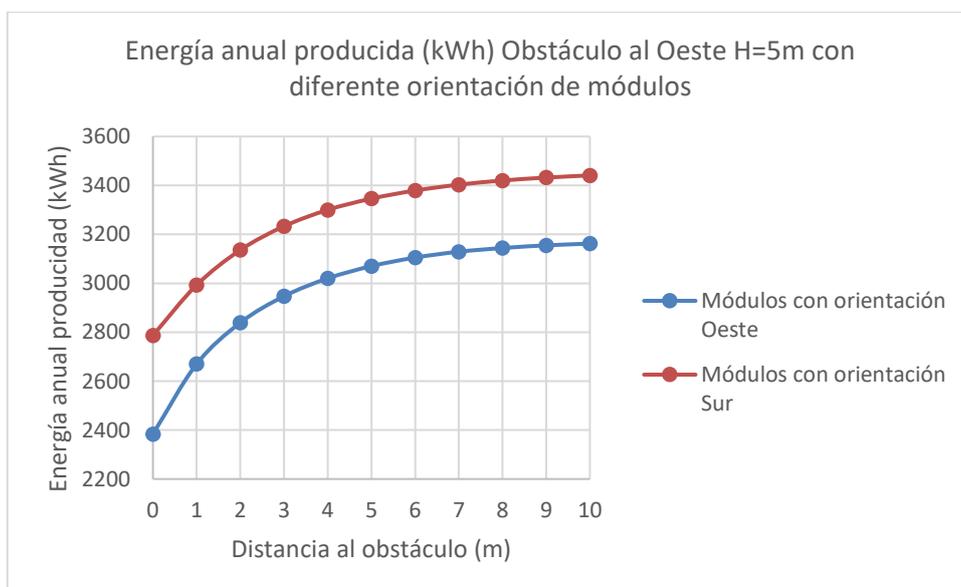


Ilustración 14. Energía anual producida (kWh) Obstáculo al Oeste H=5m con diferente orientación de módulos

A partir de los dos gráficos anteriores se puede analizar que la orientación oeste tiene más pérdidas por sombreado, además de producir menor cantidad de energía anual.

Expuesto todo lo anterior, se ha decidido separar los módulos fotovoltaicos de los obstáculos una distancia tal que las pérdidas por sombreado sean menores del 4%. Para que esto ocurra habrá que separarse según la orientación y altura del obstáculo una distancia.

- En el caso de que el obstáculo tenga una altura de 5 metros según la orientación las distancias a los objetos que se han estimado son:
 - Sur: 1 metro.
 - Este y Oeste: 5 metros.
 - Norte: 7,5 metros.
- En el caso de que el obstáculo tenga una altura de 2,5 metros según la orientación las distancias a los objetos que se han estimado son:
 - Sur: 1 metro.
 - Este y Oeste: 2,5 metros.
 - Norte: 5 metros.
- En el caso de que el obstáculo tenga una altura de 1 metros según la orientación las distancias a los objetos que se han estimado son:
 - Sur: 0,5 metros.
 - Este y Oeste: 1 metros.
 - Norte: 1,5 metros.

Además, se ha observado que para cada ubicación con respecto al obstáculo, γ se mantiene aproximadamente constante en el punto en que las pérdidas por sombras alcanzan un valor del 4%. Con el objetivo de determinar la distancia al obstáculo para diferentes alturas de las analizadas, se determina, a partir de los resultados obtenidos, un valor de γ según la ubicación del módulo con respecto al obstáculo.

- Cuando el módulo está situado al norte del objeto, la distancia a dejar con respecto a esta es 1,5 veces la altura del objeto.
- Cuando el módulo está situado al este o al oeste del objeto, la distancia a dejar con respecto a esta es la altura del objeto.

6.2. ESTUDIO DE SUPERFICIE DISPONIBLE POR CUBIERTA

Aplicando lo expuesto en el apartado anterior para todas las cubiertas del Campus, se ha determinado el área disponible para la implantación de fotovoltaica de cada cubierta. Estas aparecen recogidas en los Anexos de este documento.

6.3. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

6.3.1. Tecnologías disponibles

Los módulos fotovoltaicos son el componente de la instalación encargado de convertir la radiación solar en electricidad. Están compuestos de unidades básicas llamadas células fotovoltaicas las cuales se agrupan formando módulos fotovoltaicos. En la actualidad existen diversos tipos de células en función del material semiconductor por el que estén formadas. Estos son:

- Tecnología de silicio cristalino, entre las cuales se puede diferenciar entre silicio monocristalino y silicio policristalino. Las células de silicio monocristalino alcanzan una eficiencia entre el 18% y el 22%, mientras que las de silicio policristalino tienen eficiencia media menor, que está entre el 16% y el 17,5%.
- Células solares de película delgada: Se hacen depositando capas extremadamente delgadas de materiales fotosensibles en el rango de micrómetros sobre un respaldo de vidrio, acero inoxidable o plástico, que se caracterizan por ser materiales de bajo costo. Dentro de este tipo de células se puede diferenciar entre los siguientes tipos:
 - Teluro de cadmio (CdTe): 9% a 12% de eficiencia.
 - Silicio amorfo (a. Si): 6% a 9% de eficiencia.
 - Diselenuro de cobre-indio-galio (CIGS): 8% a 14% de eficiencia.
- Tecnología de concentración fotovoltaica (CPV): Se caracteriza por usar lentes o espejos para concentrar la luz solar de 2 a 1200 veces sobre las células fotovoltaicas. CPV utiliza ópticas de concentración hechas de materiales económicos como vidrio, acero y plástico para enfocar la luz solar en una pequeña área de semiconductores. Esto minimiza la cantidad de material semiconductor activo necesario para producir una cantidad dada de electricidad.

6.3.2. Selección del modelo de módulo fotovoltaico

Como consecuencia del gran desarrollo que está mostrando la energía solar fotovoltaica durante estos últimos años, hoy en día existen multitud de fabricantes. Para la selección del modelo fotovoltaico, se han analizado diferentes parámetros de diferentes modelos y fabricantes. Estos parámetros son: la potencia pico STC, el rendimiento, la temperatura de operación nominal de la célula (TONC), el coeficiente de pérdida de potencia por temperatura (kp), la tecnología, la tolerancia de potencia, la relación área potencia, la garantía del producto, la degradación anual y el precio.

En la siguiente tabla se comparan 4 modelos de módulo fotovoltaicos de los 4 mayores fabricantes a nivel mundial: Jinko Solar, JA Solar, Trina Solar y Canadian Solar.

Criterios	Unidad	Jinko solar	Ja solar	Trina solar	Canadian solar
		Tiger Pro 72HC 530-550 W	HAM72D30 525-550/MB	TSM-DE20 585-605 W	HiKu7 Mono PERC 580-610 W
Potencia pico STC	Wp	540	540	595	595
Rendimiento	%	20,94	21,3	21	21
TONC	°C	45	45	43	41
Kp	%/°C	-0,35	-0,35	-0,34	-0,34
Tolerancia de potencia	%	0 ~+3	0~+5	0~+5	0~+10
Área	m ²	2,578716	2,59119	2,830116	2,830116
Potencia/Área	W/m ²	209,41	208,40	210,24	210,24
Precio	€	0,395	0,321	0,300	0,318
Garantía producto	años	12	12	12	12
Degradación anual	%	0,55	0,45	0,55	0,55
Peso	kg		31,6	30,9	31
Tecnología	-	Mono	Mono	Mono	Mono

Tabla 6. Comparación de modelos de módulos fotovoltaicos

Los 4 modelos seleccionados tienen potencias pico elevadas, ya que el espacio útil para la instalación de fotovoltaica en las cubiertas de los edificios es limitado, por lo que se requieren modelos con potencia específica elevada para un mayor aprovechamiento del espacio.

Se ha escogido el modelo TSM-DE20 585-605 W de Trina Solar debido a que es el que tiene una mayor potencia específica, un menor factor de reducción de la potencia con la temperatura y un menor precio por watio pico.

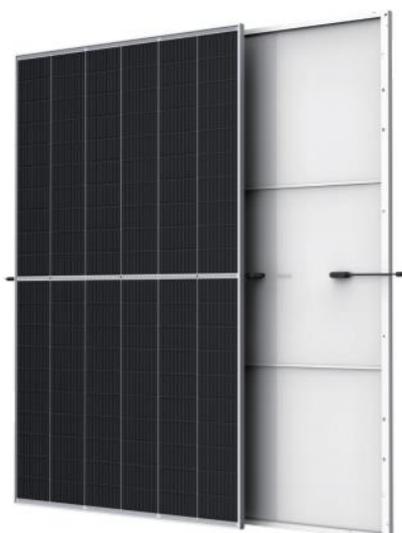


Ilustración 15. Trina Solar TSM-DE20 585-605 W [16]

6.4. IMPLANTACIÓN FOTOVOLTAICA

Teniendo en cuenta las dimensiones de los módulos y el ángulo de inclinación de los mismos, se ha calculado la distancia entre filas de módulos con el fin de evitar pérdidas por sombreado. Esta distancia se ha calculado utilizando el método del solsticio de invierno.

El razonamiento de este método es que en el hemisferio norte, el solsticio de invierno es la fecha donde el sol se inclina más hacia el sur y por tanto, es el día del año en que las sombras son más prolongadas. Por tanto, si se evitan las pérdidas este día, en ninguna fecha del año los módulos estarán sombreados.

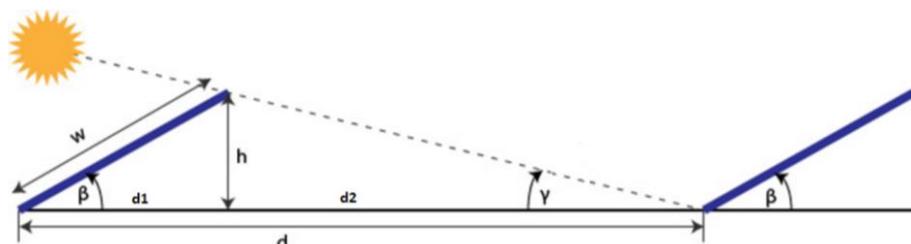


Ilustración 16. Distancia entre módulos fotovoltaicos [17]

Para calcular la distancia a dejar entre cada fila de módulos (d), también conocida como pitch, se han utilizado las siguientes fórmulas:

$$d = \cos(b) \cdot w + \frac{\text{sen}(b) \cdot w}{\tan(g)}$$

Ecuación 6. Pitch (d)

En donde g se calcula como:

$$g = 90 - d - L$$

Ecuación 7. g

Para el campus d es $23,5^\circ$ y la latitud (L) es $39,5^\circ$.

Se ha calculado el pitch para distintas inclinaciones, considerando que los módulos se instalarán horizontalmente. Los resultados obtenidos, son los que se muestran en la siguiente tabla.

Inclinación ($^\circ$)	Pitch (m)
Óptimo (37)	2,58
30	2,41
25	2,26
20	2,10
15	1,92
10	1,73
5	1,30
0	1,22

Tabla 7. Pitch según la inclinación de los módulos aplicando el método del solsticio de invierno

De la tabla anterior se observa que cuanto mayor es la inclinación mayor es el pitch y por, tanto menos potencia se puede instalar por m^2 . A pesar del menor aprovechamiento del espacio debido a haber seleccionado el ángulo óptimo, se consigue un mayor aprovechamiento de la

radiación solar, lo que quiere decir que, la producción de energía anual será la máxima para esa orientación. Además, al instalar menos potencia el coste de la instalación será menor.

En este trabajo se ha realizado el análisis para 2 ángulos diferentes, el ángulo óptimo (37°) y 15° . Se compararán los resultados para analizar cuál es la opción más viable.

Añadir que también se ha estudiado como varían las pérdidas por sombreado según la distancia entre las filas de módulos para 2 orientaciones, 37° y 15° , analizando en SAM este porcentaje de pérdidas desde que la distancia entre filas es de 0 m, hasta una distancia que tenga una pérdida menor del 1%, variando la distancia entre cada simulación unos 10 cm. En el siguiente gráfico se muestran los resultados obtenidos.

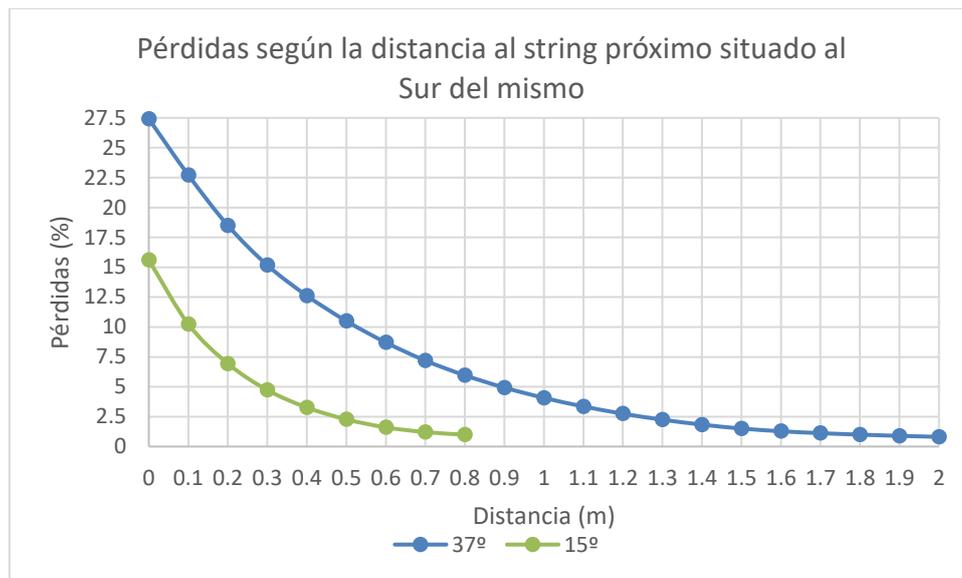


Ilustración 17. Pérdidas según la distancia al string próximo situado al Sur de este

En el gráfico anterior se observa que para un ángulo de inclinación de los módulos de 15° , únicamente habría que dejar una distancia de 0,5 metros para que las pérdidas por sombreados sean menores al 1%. En cambio para una inclinación de 37° , la distancia que habría que dejar sería de 1,8 metros.

En los próximos apartados se analizará que situación es más rentable, si usar una menor inclinación con la cual se podría instalar una mayor potencia fotovoltaica o, instalar los módulos con la inclinación óptima con la que la producción de energía por módulo es mayor.

6.5. ESTIMACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA INSTALADA POR CUBIERTA

Una vez determinado el área disponible por cubierta del Campus y el pitch a dejar entre filas, se ha realizado una implantación fotovoltaica, respetando dichas distancias calculadas, para cuando la inclinación de los módulos fotovoltaicos tiene la inclinación óptima, es decir, 37° . A partir de la implantación fotovoltaica, se ha calculado la potencia que se podría instalar por cubierta.

Para el cálculo de la potencia disponible para una inclinación de módulos de 15° , no se ha realizado una implantación. Lo que se ha hecho ha sido calcular el espacio ocupado por una fila, en m^2/kW , para el día más desfavorable tanto para 15° como para 37° y, a partir de dichos

valores, ver el porcentaje de potencia adicional que se podría instalar con 15°. Los valores obtenidos fueron los siguientes.

Ángulo	Superficie específica ocupada por un módulo y su respectiva sombra (m ² /kW)
37°	9,42
15°	7,01

Tabla 8. Superficie específica ocupada por un módulo y su respectiva sombra para 15° y 37° (m²/kW)

A partir de dichos valores, se ha calculado que para un ángulo de 15°, cabe un 25,55% de potencia instalada. Para los cálculos posteriores, se ha considerado que para un ángulo de 15° cabe un 25% más de potencia instalada que para uno de 37°.

Destacar que mayormente los módulos se han instalado sobre estructuras en las que solamente se ubican una fila de módulos. Con el objetivo de optimizar el espacio y aprovechar más los espacios disponibles, cuando las superficies han sido muy estrechas para ubicar módulos de esta forma, se han utilizado estructuras en las que se ubican 2 y 3 filas de forma horizontal.

Una vez realizada la implantación para un ángulo de 37°, se obtuvo que la máxima potencia a instalar en el Campus de Vera es de 6.930 kW. Debido a que la implantación se ha realizado con los recursos disponibles vía internet, es posible que no se hayan detectado posibles obstáculos que dificulten y reduzcan la instalación de fotovoltaica, por lo que se ha considerado que la máxima potencia que se ha obtenido que se puede instalar, es un 10% que menor, por lo que para las simulaciones posteriores, finalmente se ha considerado que la potencia máxima que se podría instalar sería 6.300 kW. Las potencias instaladas por cubierta aparecen recogidas en los anexos de este documento.

Teniendo en cuenta dicho valor y la relación de potencia entre una inclinación de los módulos fotovoltaicos de 15° con respecto a 37°, se obtiene que para una inclinación de 15°, la máxima potencia a instalar en el Campus es de 7.875 kW.

6.6. CASOS DE ANÁLISIS

6.6.1. CASO 1: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO SIN EXCEDENTES E INCLINACIÓN ÓPTIMA

En este primer caso se va a analizar que la instalación fotovoltaica sea de autoconsumo sin excedentes y que los módulos tengan la inclinación óptima para la ubicación del Campus (37°). Esta sería la opción a valorar en el caso de no se le conceda un punto de conexión al Campus, debido a no existir capacidad disponible en el mismo.

En un primer momento se va a determinar toda la información necesaria para el modelado de esta instalación en HOMER:

- Caracterización de la demanda eléctrica.
- Componentes del sistema y caracterización de las tecnologías.
- Caracterización de los recursos energéticos.
- Restricciones de la aplicación (técnicas, económicas, de operación, legales...)

En este apartado se va a explicar cómo se ha introducido en HOMER dicha información.

6.6.1.1. Caracterización de la demanda.

En primer lugar se determinaron los equipos a considerar del sistema. En este caso son: la demanda de electricidad, la conexión a la red y el sistema fotovoltaico.

Como se dijo anteriormente, la demanda de electricidad utilizada es la del año 2019 debido a las irregularidades que existen en los años posteriores debido al COVID-19.

A la hora de introducir esta información hubo que hacerlo de manera horaria. Debido a que HOMER comienza la simulación considerando que el día 1 de enero cae siempre en lunes, se desplazó todo un día la demanda real para que cuadrara con calendario real de dicho año.

Una vez adjuntada esta información, HOMER genera los siguientes gráficos con los que se puede hacer un mejor análisis de la misma.

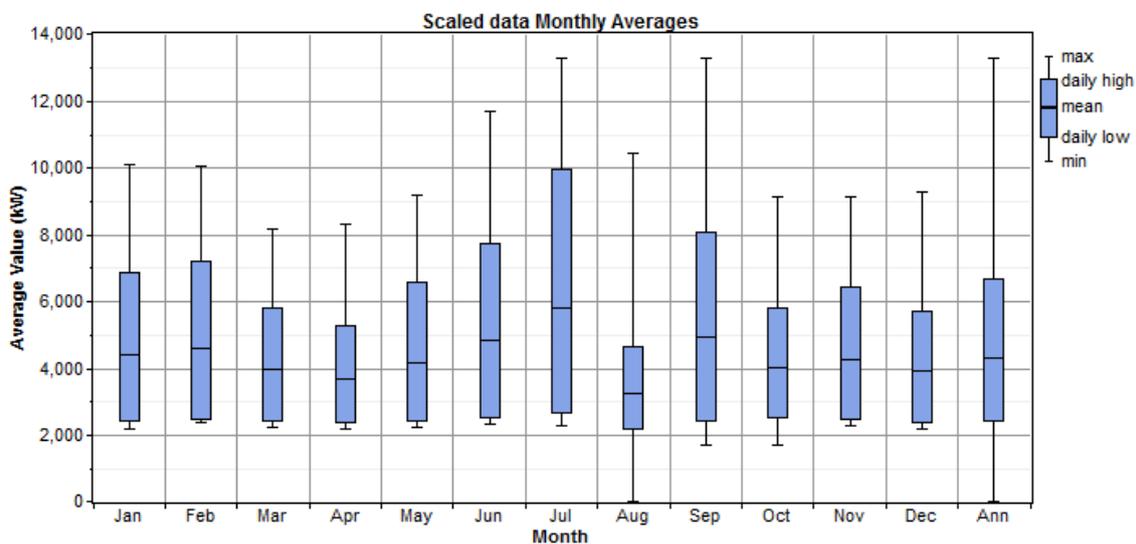


Ilustración 18. Demandas promedio mensuales de datos escalados [18]

En el gráfico anterior aparece representado para cada mes: la demanda máxima promedio, la demanda mínima promedio y la demanda media promedio.

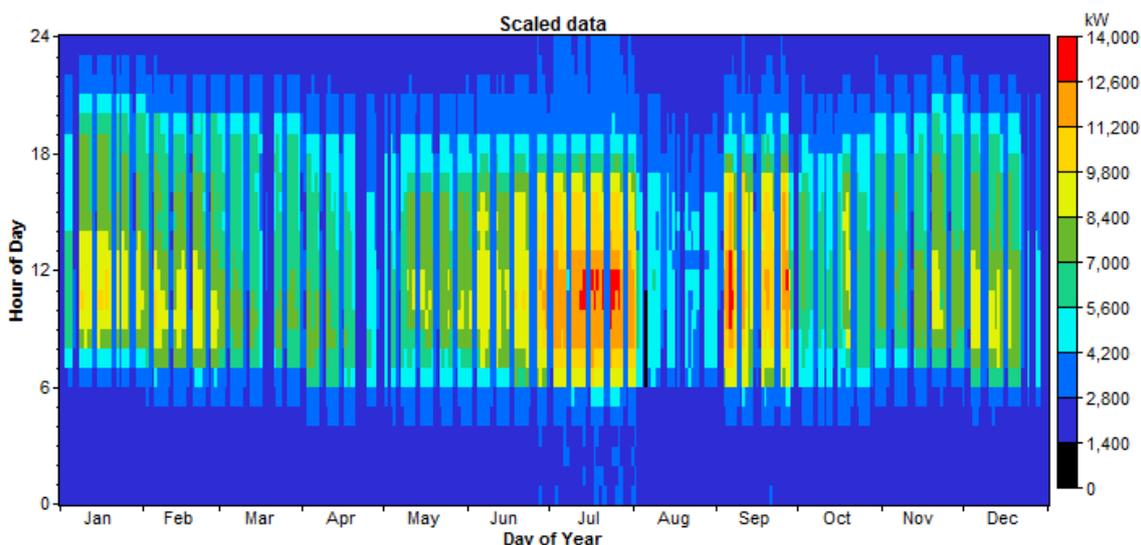


Ilustración 19. Gráfico DMAP de la demanda [18]

En el gráfico anterior aparece representada la electricidad horaria demandada a lo largo del año, en un rango de colores, en donde el rojo es la mayor demanda, la cual alcanza un valor de 14 MW y, en azul oscuro es una demanda 0 de electricidad.

De los gráficos anteriores se puede observar cómo existe una demanda mínima de energía de aproximadamente 2 MW durante todos los meses del año, exceptuando agosto en el que el campus está cerrado. Esta demanda constante de energía se debe a la labor de investigación que hay en el campus donde existen equipos que demandan energía las 24 horas del día. Además, se observa como la demanda de electricidad se concentra entre las 7 de la mañana y las 5 de la tarde, las cuales son las horas de más actividad en el campus.

La demanda máxima de energía se da en julio debido a la alta demanda de climatización de los edificios durante dicho mes. En los meses de invierno en los que existe demanda de calefacción, la demanda de electricidad no es excesivamente alta debido a la existencia de una caldera de gas natural que cubre la demanda de calefacción y de ACS.

6.6.1.2. Componentes del sistema y caracterización de las tecnologías

6.6.1.3. Fotovoltaica

En este punto se expone cómo se han introducido las características del modelo seleccionado de módulo fotovoltaico para el sistema propuesto. Concretamente se enunciarán sus características técnicas y, los costes a lo largo de toda su vida útil (inversión, O&M y reemplazamiento).

6.6.1.3.1. Tamaños de potencia pico instalada considerados

El software HOMER permite hacer análisis de sensibilidad de múltiples parámetros del sistema. Uno de ellos es la potencia fotovoltaica considerada. En este proyecto se ha analizado la posibilidad de instalar las potencias de: 0 MW, 2 MW, 2,5 MW, 3 MW, 3,5 MW, 4 MW, 4,5 MW, 5 MW, 5,5 MW, 6 MW y, por último, la mayor potencia máxima disponible a instalar, 6,3 MW.

HOMER analizará cuando se simule el sistema, cuál de las potencias es más rentable económicamente instalar.

6.6.1.3.2. Características técnicas

El modelo seleccionado ha sido el TSM-DE20 585-605 W de Trina Solar. Los parámetros técnicos que introducir en HOMER son:

1. Lifetime: Número de horas que funcionará el generador antes de que sea necesario reemplazarlo.
2. Derating factor: Es un factor de reducción utilizado para tener en cuenta las de pérdidas producidas en la instalación. Las pérdidas que se han tenido en cuenta han sido: suciedad, sombreado de obstáculos, mismatch, diodos y conexiones, cableado (AC y DC), degradación inducida por la luz, diferencias respecto a la placa de identificación. Se ha supuesto que dichas pérdidas toman los valores que muestra la siguiente tabla:

Suciedad	1,5%
Sombreado de obstáculos	4%
Mismatch	2%
Diodos y conexiones	0,5%
Cableado	2%
Degradación inducida por la luz	1,5%
Inversor	1,5%

Tabla 9. Pérdidas instalación fotovoltaica

Por tanto el derating factor toma un valor de 87%. Las pérdidas por el efecto de la temperatura en el campo fotovoltaico, no se incluye en el derating factor debido a que estas se recogen en a partir de los siguientes parámetros: Coeficiente de temperatura de potencia (Kp), TONC y la eficiencia del módulo en condiciones STC, los cuales toman los siguientes valores.

Kp	-0,35%
TONC	45 °C
Eficiencia del módulo en condiciones STC	20,8%

Tabla 10. Pérdidas por el efecto de la temperatura

3. Slope: el ángulo de inclinación de los módulos con respecto a la horizontal.
 4. Azimuth. la dirección hacia la que miran los módulos.
 5. Ground reflectance: la fracción de radiación solar incidente reflejada en el suelo.
- En la siguiente tabla se muestran los valores tomados por estos parámetros:

Lifetime (años)	25
Derating factor (%)	87
Slope (°)	37
Azimuth (°)	19
Ground reflectance (%)	20

Tabla 11. Parámetros característicos de la instalación fotovoltaica

6.6.1.3.3. Costes

Para estimar los costes de la instalación, se ha hecho uso de los precios facilitados por los fabricantes y de los datos obtenidos del “Plan de energías renovables 2011-2020” [19] realizado por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y por el IDAE. Además, también se ha utilizado información ofrecida por Iberdrola y de los costes estimados por el programa SAM.

En el apartado de presupuesto se analizan los conceptos que se han tenido en cuenta a la hora de realizar los presupuesto para las instalaciones de las diferentes cubiertas.

Teniendo en cuenta todos los costes, se obtendría un presupuesto diferente según el tamaño de la instalación. Como promedio para las simulaciones, en las cuales no se puede tener en cuenta estos matices, se ha utilizado un coste de 0,92 €/W. En HOMER únicamente se pondría

el coste por módulo por lo que teniendo en cuenta que el módulo fotovoltaico seleccionado es de 595 W, el coste de inversión es de 547,4€.

Se estima que los costes de remplazamiento serán de 475 € para el modelo de panel utilizado, ya que hay elementos que se pueden reutilizar.

Los costes de O&M de la instalación fotovoltaica se han calculado teniendo en cuenta las estimaciones del Informe de Evolución Tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables, realizado por el IDAE [20].

En este informe se indica que dichos costes van a variar de 47.000 €/MW·anual a 38.000 €/MW·anual entre 2010 y 2030. Teniendo en cuenta que el año actual es 2021, se ha seleccionado el precio medio entre estos dos valores (42.500 €/MW·anual). Teniendo en cuenta que la potencia pico del panel seleccionado es de 595 Wp, el coste de operación y mantenimiento que finalmente se ha usado ha sido de 25,3 €/anuales por módulo fotovoltaico.

6.6.1.4. Red Eléctrica

La información del precio de la energía y de la potencia son los especificados en Tabla 3 multiplicados por 1,21, para así tener en cuenta el IVA (21%). El precio de la energía vendida a la red es 0 € debido a que aunque el sistema está conectado a la red, pero tiene un sistema antivertido.

Periodo	Término de potencia (€/kW·mes) con IVA	Término de energía (€/kWh) con IVA
P1	4,148334605	0,105116225
P2	2,075962803	0,092284774
P3	1,51926002	0,078788266
P4	1,51926002	0,071537435
P5	1,51926002	0,069180481
P6	0,69318446	0,067494943

Tabla 12. Precios de la electricidad por periodo con IVA. OMIP 73,57 €/MWh

A continuación, se muestra la distribución de los periodos a lo largo del día durante todo el año.

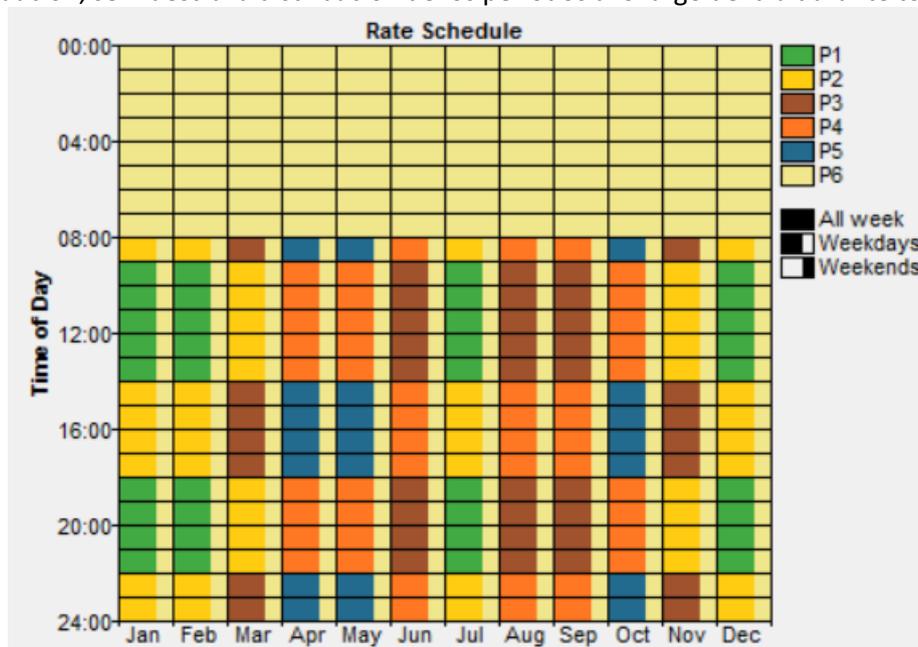


Tabla 13. Tabla de distribución de Periodos anual [18]

6.6.1.5. Caracterización de los recursos energéticos

6.6.1.6. Solar

El programa HOMER ofrece tres alternativas para obtener el recurso solar del emplazamiento que se está estudiando.

1. A partir de una tabla orientativa, en la que puedes introducir los clearness index de cada mes, que se trata de la relación de la radiación que llega al planeta y la radiación que llega a la superficie, o por una estimación promedio mensual de la radiación diaria [kWh/m²/d].
2. Importando un fichero con los datos horarios de radiación horaria [kW/m²], es decir, 8760 valores. Este fichero debe tener un formato .csv.
3. Vía internet, el propio programa, al introducir la longitud y latitud de la ubicación, proporciona la radiación diaria mensual.

En el caso de este estudio se ha seleccionado la segunda opción. Estos datos se han obtenido a través de PVGIS. Hay que destacar que se tuvo que corregir la información obtenida de dicha página web para adaptarlos a la zona horaria española.

Una vez introducidos los valores horario de radiación solar, HOMER genera los siguientes gráficos.

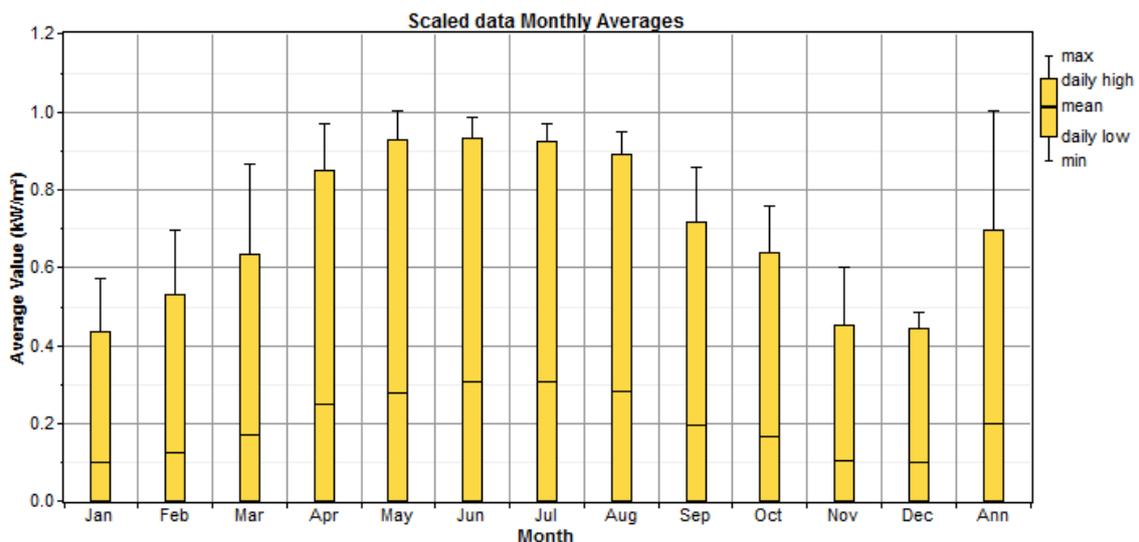


Ilustración 20. Radiaciones promedio mensuales de datos escalados [18] [11]

En el gráfico anterior aparece representado para cada mes: la radiación por superficie máxima promedio, mínima promedio y media promedio del campus.

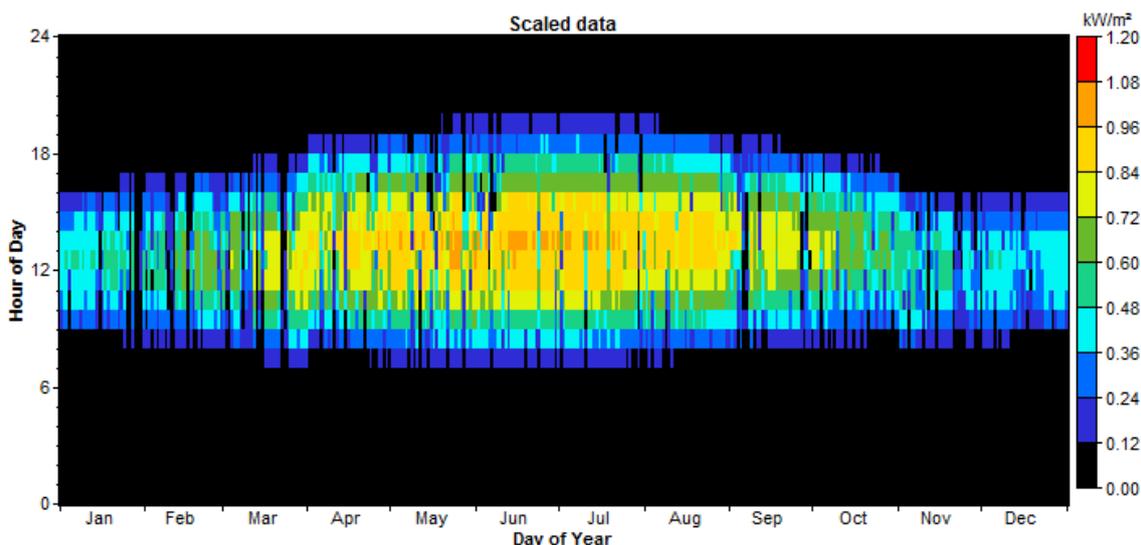


Ilustración 21. Gráfico DMAP del recurso solar [18] [11]

En esta gráfica aparecen las horas críticas en las que el recurso no se da y también se diferencia por colores según la intensidad de la radiación solar. Puede ser deducido que en el verano hay más horas de sol al día y esto conlleva una mayor radiación solar.

6.6.1.7. Restricciones de la aplicación/ Otros

6.6.1.8. Económicas

Para que HOMER calcule el coste neto actual del sistema, es necesario determinar el valor de los siguientes parámetros económicos:

- Tasa de interés real anual.
- Duración del proyecto.
- Costes de capital fijo del sistema.
- Costes fijos de O&M del sistema.
- Penalización por escasez de capacidad.

Los valores considerados para dichos parámetros aparecen recogidos en la siguiente tabla:

Tasa de interés real anual (%)	6
Duración del proyecto (años)	25

Tabla 14. Parámetros económicos HOMER

6.6.1.9. Control del sistema

En este apartado de HOMER se define como se modela la operación del banco de baterías y los generadores. Como en este proyecto no existen estos elementos, no importa qué valores se les dé.

6.6.1.10. Temperatura

HOMER utiliza los datos de temperatura ambiente para calcular la energía producida. Esta información se puede introducir en el programa de dos formas diferentes:

- Introduciendo los valores medios mensuales.

- Importando un fichero con los datos horarios de temperatura ambiente [°C], es decir, 8760 valores. Este fichero debe tener un formato .csv.

En el caso de este estudio se ha seleccionado la segunda opción. Estos datos se han obtenido a través de PVGIS.

Una vez introducidos los valores horario de temperatura, HOMER genera los siguientes gráficos.

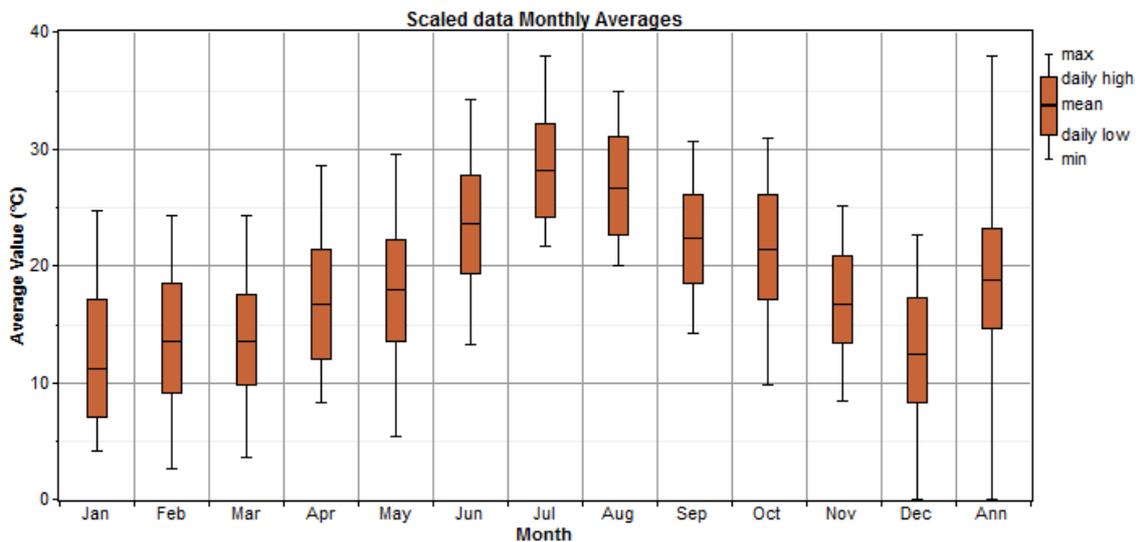


Ilustración 22. Temperaturas promedio mensual de datos escalados [11] [18]

En el gráfico anterior aparece representado para cada mes: la temperatura máxima, mínima y media promedio.

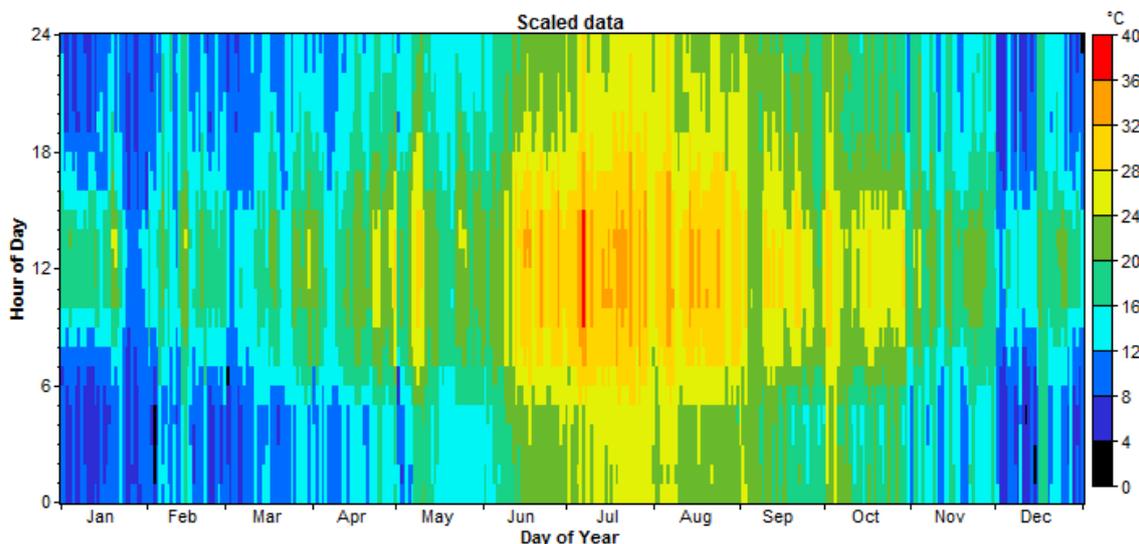


Ilustración 23. Gráfico DMAP de la temperatura [11] [18]

En el gráfico anterior aparece representada la temperatura ambiente horaria a lo largo del año, en un rango de colores, en donde el rojo es la mayor temperatura, la cual alcanza un valor de 40 °C y, en azul oscuro es 0 °C. Se comprueba la validez de este gráfico debido a que las mayores temperaturas se dan en las horas centrales de los meses de verano.

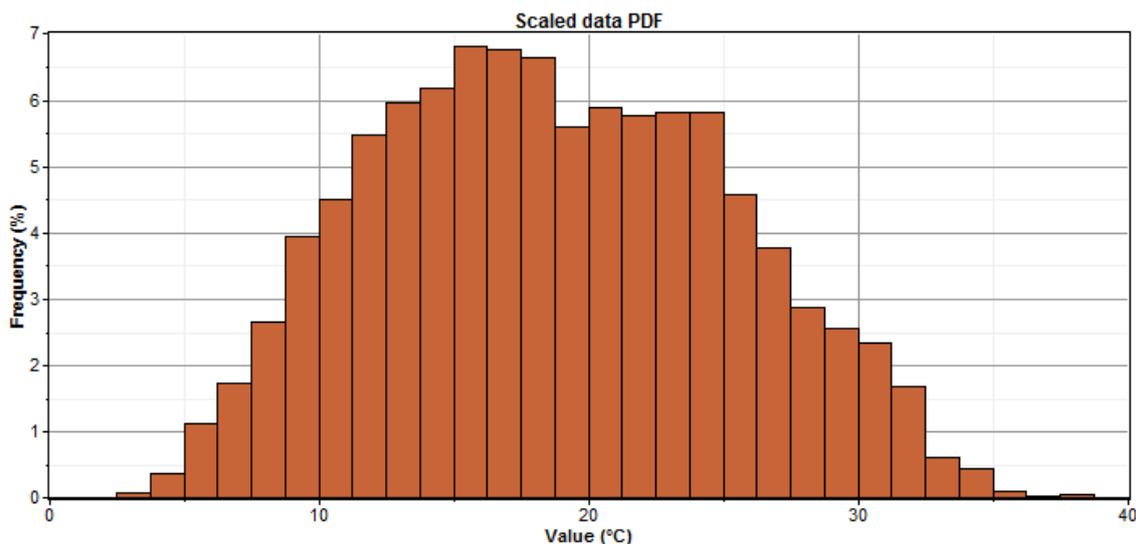


Ilustración 24. Gráfico PDF de la temperatura ambiente [11] [18]

En este gráfico se muestra con qué frecuencia se da un determinado valor de la temperatura ambiente.

6.6.1.11. Emisiones

Para este trabajo se ha considerado que no existen penalizaciones por las emisiones vertidas. Esto ha sido así ya que aún no existe una normativa europea que penalice monetariamente por las emisiones emitidas de los edificios, tanto terciarios como residenciales.

Hay que destacar que si esto existiese, la instalación de fotovoltaica para cubrir la demanda de electricidad reduciría de manera significativa dicha penalización ya que, los kg CO₂ emitidos por esta tecnología son menores que la media del producido por el mix eléctrico español.

6.6.2. CASO 2: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO SIN EXCEDENTES, INCLINACIÓN ÓPTIMA Y EXCEDENTES DEL 1%

Como se va a observar en el apartado 7.1, existe un porcentaje de energía excedentaria producida por instalación fotovoltaica en el Caso 1, del 8,2%, del total de la energía producida el cual, se va a desperdiciar al ser un sistema de autoconsumo sin excedentes y no existir un sistema de almacenamiento. En este caso 2, se analizar la potencia con la que solo se produciría únicamente un 1 % de excedentes con respecto al total de energía producida. Dicho porcentaje de excedentes se dan para una potencia instalada de 4 MW.

6.6.3. CASO 3: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTONCONSUMO CON EXCEDENTES E INCLINACIÓN ÓPTIMA

En este caso, la única diferencia respecto al Caso 1 es que el sistema sea de autoconsumo con excedentes, lo que quiere decir que, la energía excedentaria se verterá a red y, se recibirá un compensación económica por ello.

Debido a que la instalación fotovoltaica tiene una capacidad superior a 10 kW, no puede ser considerada como PVPC y, por tanto se considerará como una instalación generadora la cual tiene que competir en el mercado eléctrico diario para entrar a pool. Debido al bajo precio de

producción de electricidad de la tecnología fotovoltaica, se considerará que esta siempre entra a pool.

Se ha considerado que el precio de venta de la electricidad a la red tiene el valor del precio medio de la electricidad en el mercado mayorista expuesto en el apartado 5.1, de 73,57 €/MWh.

6.6.4. CASO 4: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO SIN EXCEDENTES E INCLINACIÓN DE 15°

En este caso, la única diferencia con respecto al Caso 1 es que los módulos no tienen la inclinación óptima de 37°, sino que tienen una inclinación de 15°. Con esto lo que se consigue es instalar una mayor capacidad fotovoltaica y por tanto, reducir la factura fotovoltaica y producir una mayor cantidad de electricidad de origen renovable.

Como se dijo en el apartado 6.5, la potencia adicional que se puede instalar al cambiar el ángulo de inclinación a 15°, es el 25% más con respecto a la inclinación óptima (37°). Con ello se ha analizado en HOMER las siguientes potencias a instalar: 0 MW, 2 MW, 2,5 MW, 3 MW, 3,5 MW, 4 MW, 4,5 MW, 5 MW, 5,5 MW, 6 MW, 6,3 MW, 7 MW, 7,5 MW y, 7,875 MW.

6.6.5. CASO 5: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO SIN EXCEDENTES, INCLINACIÓN ÓPTIMA Y OMIP 150 €/MWh

En este caso, se quiere analizar cómo se vería afectada la rentabilidad de la instalación fotovoltaica en el caso de que el precio de la energía eléctrica se viese aumentado desde un OMIP del 73,57 €/MWh a uno de 150 €/MWh. Este aumento no es una situación hipotética, ya que no se estaría ni en la situación más favorable para las instalaciones fotovoltaicas ya que, se han alcanzado a lo largo del 2021 valores mucho más altos de OMIP. En concreto, el valor más alto de la electricidad en el año 2021 ha sido de 383,67 €/MWh [21].

Como ocurría en el Caso 3, la producción de energía sería la misma que en el Caso 1, al ser la única diferencia el cambio en el precio del OMIP.

Periodo	Término de potencia (€/kW·mes) con IVA	Término de energía (€/kWh) con IVA
P1	4,148334605	0,185306721
P2	2,075962803	0,172917497
P3	1,51926002	0,158536535
P4	1,51926002	0,151359408
P5	1,51926002	0,14878134
P6	0,69318446	0,14820137

Tabla 15. Precios de la electricidad por periodo OMIP=150 €/MWh, con IVA

6.6.6. CASO 6: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO SIN EXCEDENTES, INCLINACIÓN ÓPTIMA Y PRECIOS DE ELECTRICIDAD ADJUDICACIÓN AÑO 2022

En este caso, se quiere analizar cómo se vería afectada la rentabilidad de la instalación fotovoltaica en el caso de que se considerasen los precios de electricidad de la adjudicación del año 2022 que, debido al aumento de los precios de electricidad producidos a lo largo del año 2021, son considerablemente mayores.

Como ocurría en el Caso 3, la producción de energía sería la misma que en el Caso 1, al ser la única diferencia el cambio en el precio del OMIP.

Diseño de un plan de implantación progresiva de instalaciones fotovoltaicas en las cubiertas del Campus de Vera de la Universitat Politècnica de València

Periodo	Término de potencia (€/kW·mes) con IVA	Término de energía (€/kWh) con IVA
P1	2,54465	0,222441
P2	2,15789	0,232487
P3	1,24243	0,193813
P4	1,00787	0,165184
P5	0,328222	0,157573
P6	0,175724	0,136312

Tabla 16. Precios de la electricidad por periodo, Adjudicación 2022, con IVA

6.7. PLAN DE IMPLANTACIÓN PROGRESIVO

El plan de implantación progresiva tiene como objetivo establecer el orden que debe de seguir la Universitat Politècnica de València, a la hora de construir las instalaciones fotovoltaicas, puesto que se ha previsto que las obras se realicen edificio a edificio.

El punto de partida para el diseño del plan de implantación progresiva ha sido tener definido el escenario más rentable (energética y económicamente) y el presupuesto de este. Se ha considerado que el presupuesto anual en los años en los que se estén construyendo las instalaciones fotovoltaicas, sea aproximadamente el mismo, con el objetivo de facilitar la planificación de las inversiones futuras que realice el Campus.

Se ha decidido que el plan de implantación comience por la construcción de las instalaciones fotovoltaicas más prometedoras, es decir, las que tienen una mayor capacidad, debido a que si en algunos de los años en los que se estuviera construyendo estas instalaciones renovables, el Campus no tuviera suficiente presupuesto para seguir financiándolo, serían las cubiertas con menos potencia nominal, las que se quedarían sin construir.

Teniendo todo esto en consideración, el primer año se construirán sucesivamente las instalaciones con mayores potencias nominales, hasta llegar a la instalación a partir de la cual se superaría el presupuesto anual. Dicha instalación y las posteriores, sin sobrepasar en más de un 5% el presupuesto anual, se instalarían el próximo año, y así sucesivamente.

Se han realizado dos planes de implantación progresiva, uno a 5 y otro a 10 años, con el objetivo de que la UPV decida el que más se ajuste a sus presupuestos anuales.

CAPÍTULO 7. ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE RESULTADOS

En el siguiente capítulo, se realiza un análisis técnico-económico de los resultados obtenidos en los Casos descritos en el apartado anterior. Más concretamente se analizarán los siguientes resultados u parámetros:

- Producción diaria promedio mensual de energía procedente de la instalación fotovoltaica.
- Energía eléctrica diaria promedio mensual demandada a la red por el Campus.
- Porcentaje de la demanda de electricidad cubierto por el sistema renovables y por la red.
- Porcentaje de excedentes anuales de la instalación fotovoltaica.
- Costes del sistema durante la vida útil de la instalación renovable.
- Principales parámetros de la inversión económica para la construcción de la instalación fotovoltaica.
- Periodo de retorno del sistema renovable.

7.1. CASO 1

A continuación, se determina la producción diaria promedio mensual de la instalación fotovoltaica junto, con la energía comprada a la red, debido a que no es posible cubrir a partir de la instalación renovable toda la demanda energética.

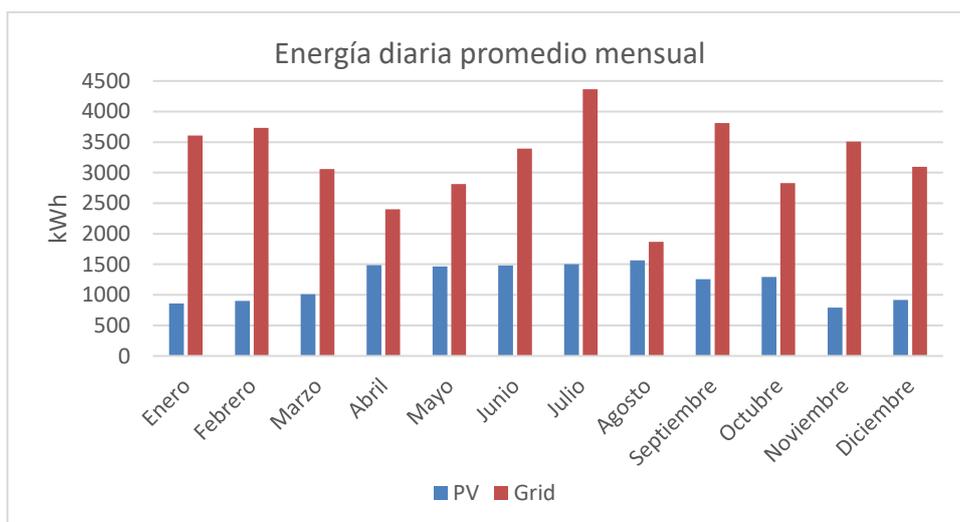


Ilustración 25. Energía diaria promedio mensual Caso 1

En el gráfico anterior, se observa que el mes que tiene un mayor porcentaje de penetración energía renovable es agosto, en el cual se alcanza un 83,34%. Esto es debido a dos factores: es el mes que tiene una menor demanda, al estar el Campus cerrado y, es el mes con mayor producción debido a la alta radiación recibida. El mes con menos penetración es enero, al ser un mes con alta demanda y, el que tiene una menor producción de energía renovable.

En promedio se obtiene la relación mostrada en la próxima tabla entre producción de energía renovable y energía demandada a la red.

Componente	Producción útil (kWh/año)	%
Instalación fotovoltaica	10.617.099	27,47
Energía demanda a la red	28.039.496	72,53
Total	38.656.596	100

Tabla 17. Porcentaje de la demanda cubierto por fotovoltaica y por la red Caso 1

Hay que destacar que no toda la energía renovable producida es consumida por el Campus debido a que, hay momentos en el que la demanda es menor que la producción. Debido a que la instalación no está conectada a la red, esa energía se perdería al existir un sistema antirretorno que impide verter energía a la red. El porcentaje de energía renovable anual producida que no se utilizaría sería del 8,2%. Aunque este porcentaje pueda ser elevado, gran parte de este es producido en los meses de verano en los que la demanda de energía es menor, habiendo otros meses en los que la energía excedentaria no alcanza ni los 20 MWh. En el siguiente Caso (Caso 2), se analizará que tamaño debería tener el sistema para tener un porcentaje de excedentes del 1%.

A continuación, se analizan los costes actuales del sistema durante toda su vida útil.

Componente	Capital (€)	Remplazamientos (€)	O&M (€)	Total (€)
PV	5.791.765	0	5.490.113	11.281.878
Red	0	0	81.869.152	81.869.152
Sistema	5.791.765	0	87.359.280	93.151.048

Tabla 18. Costes actuales del sistema a lo largo de la vida útil Caso 1

Teniendo en cuenta dichos costes y el ahorro energético producido por la instalación fotovoltaica, se ha realizado el estudio de viabilidad económica de la inversión. Dicho estudio de viabilidad se ha realizado tomando como referencia los precios reales del contrato de suministro eléctrico del año 2020.

Concepto	Valor
VAN (€)	14.511.859
Tasa interna de retorno (TIR)	16,50%
Periodo de retorno simple (años)	5,92
Periodo de retorno descontado (años)	6,24

Tabla 19. Parámetros inversión económica Caso 1

A continuación se muestra cómo evolucionan los costes/ ahorros descontados durante la vida útil de la instalación.

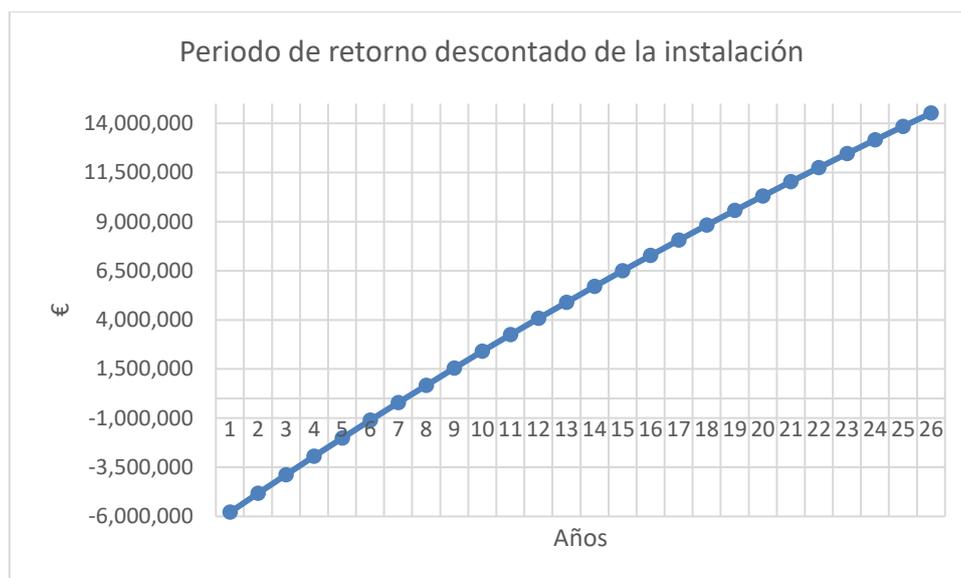


Ilustración 26. Periodo de retorno descontado de la instalación Caso 1

El resumen de resultados del Caso 1 se recoge en la siguiente tabla.

RESUMEN CASO 1	
Número de módulos	10.590
Potencia pico de la instalación (MW)	6.3
Autoconsumo anual (kWh/año)	10.617.099
Energía excedentaria anual (kWh/año)	870.722
Energía vertida a red anual (kWh/año)	0
% E. excedentaria / Demanda total (%)	2,25
% E. excedentaria / Autoconsumo (%)	8,20
% Autoconsumo / Demanda total (%)	27,47
Ahorro CO₂ anual (t CO₂/año)	1455,7
Inversión inicial (€)	5.791.765
Coste por kW pico (€/kW)	919,33
VAN (€) [25 años]	14.511.859
TIR (%) [25 años]	16,50
Periodo de retorno simple (años)	5,92
Periodo de retorno descontado (años)	6,24

Tabla 20. Resumen resultados Caso 1

7.2. CASO 2

El objeto de este apartado es el análisis de los resultados, tanto energéticos como económicos, del sistema fotovoltaico con el cual los excedentes son de aproximadamente el 1% de la energía producida por la instalación renovable. Como ya se dijo en el apartado anterior, dichos excedentes se producirían para una potencia de 4 MWp.

Debido a que el tamaño del sistema fotovoltaico es menor, la producción mensual de energía renovable también lo será. A continuación, se determina la producción diaria promedio mensual

de la instalación fotovoltaica junto, con la energía comprada a la red, debido a que no es posible cubrir a partir de la instalación renovable toda la demanda energética.

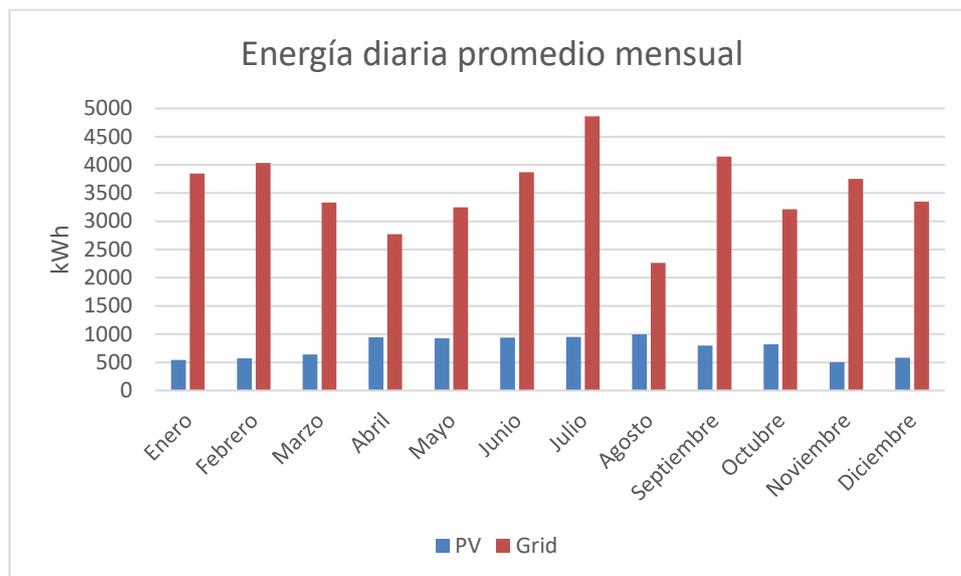


Ilustración 27. Energía diaria promedio mensual Caso 2

Como se puede observar el porcentaje de penetración renovable es menor que en el Caso 1, pasando a ser 43,88% el mayor porcentaje de penetración y, 14,14% el menor. En promedio se obtiene la relación mostrada en la próxima tabla entre producción de energía renovable y energía demandada a la red.

Componente	Producción útil (MWh/año)	%
Instalación fotovoltaica	6.741.004	17,8
Energía demanda a la red	31.119.916	82,2
Total	37.860.920	100

Tabla 21. Porcentaje de la demanda cubierto por fotovoltaica y por la red Caso 2

Al igual que en el Caso 1 la instalación es de autoconsumo sin excedentes, y por tanto la energía excedentaria no se aprovecharía al tener un sistema antivertido. El porcentaje de energía anual producida por la instalación fotovoltaica que no se utilizaría sería del 1,1%, valor muy bajo teniendo en cuenta que en los meses de verano la demanda es mínima.

A continuación, se analizan los costes actuales del sistema durante toda su vida útil.

Componente	Capital (€)	Remplazamientos (€)	O&M (€)	Total (€)
PV	3.677.311	0	3.485.786	7.163.097
Red	0	0	90.069.344	90.069.344
Sistema	3.677.311	0	93.555.136	97.232.464

Tabla 22. Costes actuales del sistema a lo largo de la vida útil Caso 2

A partir de estos costes y con el ahorro energético producido por la instalación fotovoltaica se ha realizado el estudio de viabilidad económica de la inversión.

Concepto	Valor
VAN (€)	10.430.453
TIR	18,20%
Periodo de retorno simple (años)	5,41
Periodo de retorno descontado (años)	5,68

Tabla 23. Parámetros inversión económica Caso 2

A continuación, se muestra cómo evolucionan los costes/ ahorros descontados a lo largo de la vida útil de la instalación.

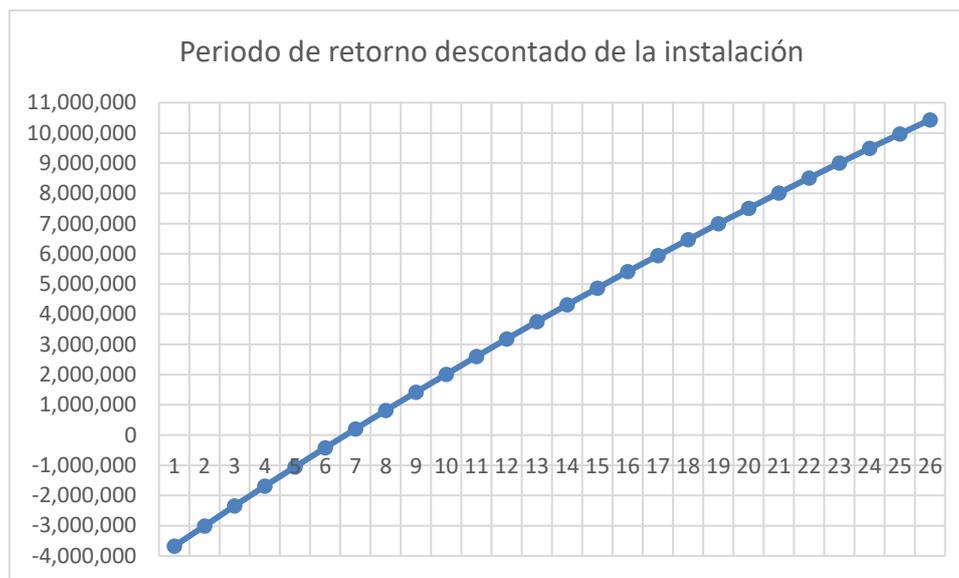


Ilustración 28. Periodo de retorno descontado de la inversión Caso 2

A partir de este estudio de viabilidad se observa que, aunque el periodo de retorno es menor (aproximadamente medio año), el beneficio descontado a lo largo de la vida útil de la instalación propuesta en el Caso 2 es menor, concretamente un 28.2%. Debido a que el objetivo principal de la instalación es aumentar la producción de energía renovable del campus para, fomentar así su autosuficiencia se considera mejor opción el Caso 1. Además hay que sumarle que es posible que la demanda de energía crezca por el aumento de equipos que consuman electricidad o, por la construcción de nuevos edificios en el Campus, que actualmente el precio de la electricidad se está elevando a un ritmo muy elevado, lo que favorecería un mayor tamaño de instalaciones renovables para así reducir el consumo de electricidad proveniente la red y, que actualmente el precio por Wp de fotovoltaica es muy reducido en comparación a años atrás.

El resumen de resultados del Caso 2 se recoge en la siguiente tabla.

RESUMEN CASO 2	
Número de módulos	6.723
Potencia pico de la instalación (MW)	4,0
Autoconsumo anual (MWh/año)	6.741,004
Energía excedentaria anual (kWh/año)	75.064
Energía vertida a red anual (kWh/año)	0
% E. excedentaria / Demanda total (%)	0,20
% E. excedentaria / Autoconsumo (%)	1,11
% Autoconsumo / Demanda total (%)	17,8
Ahorro CO₂ anual (t CO₂/año)	924,26
Inversión inicial (€)	3.677.311
Coste por kW pico (€/kW)	919,33
VAN (€) [25 años]	10.430.453
TIR (%) [25 años]	18,50
Periodo de retorno simple (años)	5,41
Periodo de retorno descontado (años)	5,68

Tabla 24. Resumen resultados Caso 2

7.3. CASO 3

El objetivo de Caso 3 es analizar la diferencia entre la viabilidad económica de la instalación económica de esta instalación con respecto al Caso 1. La única diferencia reside en que en este Caso, la instalación está conectada a red, por lo que se puede verter energía a la red, recibiendo una compensación económica por ello si consiguiese entrar a pool. El precio de venta se ha considerado el precio medio del OMIP en el año 2021, considerando para ello los meses de enero a noviembre. Este tiene un valor de 73,57 €/MWh. Únicamente se va la parte económica ya que la energética es igual a la expuesta en el Caso 1.

A continuación, se analizan la viabilidad económica de la inversión, teniendo en cuenta los costes expuestos y el ahorro energético producido por la instalación en el Caso 1 y, el beneficio obtenido al verter la energía excedentaria a la red.

Concepto	Valor
VAN (€)	15.840.503
TIR	17,70%
Periodo de retorno simple (años)	5,55
Periodo de retorno descontado (años)	5,84

Tabla 25. Parámetros inversión económica Caso 3

A continuación se muestra cómo evolucionan los costes/ ahorros descontados a lo largo de la vida útil de la instalación.

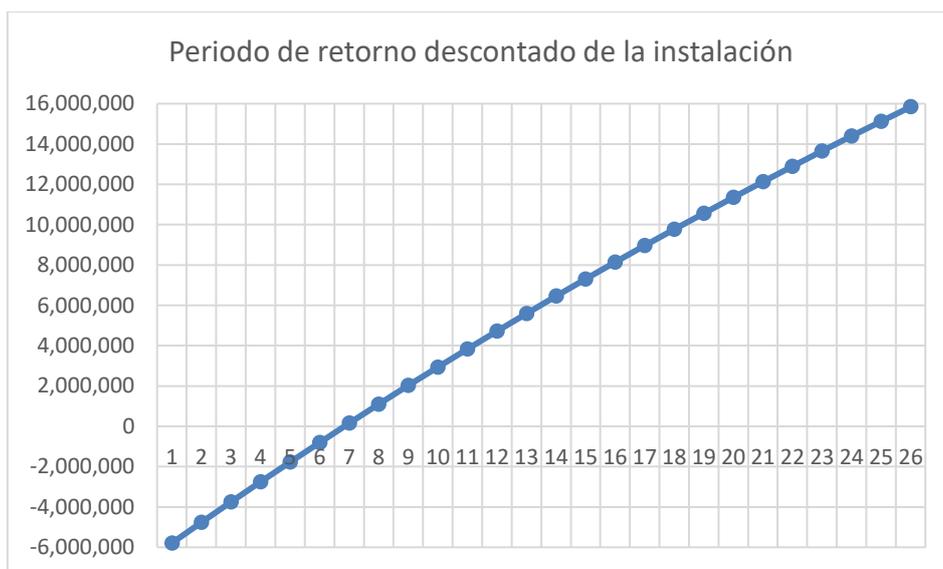


Ilustración 29. Periodo de retorno descontado de la instalación Caso 3

Como se podía esperar, el sistema de autoconsumo con excedentes (Caso 3) es más rentable que el sistema de autoconsumo sin excedentes (Caso 1), debido a que en una no se recibe nada a cambio de los excedentes y en la otra sí. Aunque se podría esperar que la rentabilidad redujese el periodo de retorno más, esto no es así ya que la instalación tiene un pequeño porcentaje de excedentes.

El resumen de resultados del Caso 1 se recoge en la siguiente tabla resumen.

RESUMEN CASO 3	
Número de módulos	10.590
Potencia pico de la instalación (kW)	6.3
Autoconsumo anual (kWh/año)	10.617.099
Energía excedentaria anual (kWh/año)	870.722
Energía vertida a red anual (kWh/año)	0
% E. excedentaria / Demanda total (%)	2,25
% E. excedentaria / Autoconsumo (%)	8,20
% Autoconsumo / Demanda total (%)	27,47
Ahorro CO₂ anual (t CO₂/año)	1455,7
Inversión inicial (€)	5.791.765
Coste por kW pico (€/kW)	919,33
VAN (€) [25 años]	15.840.503
TIR (%) [25 años]	18,00
Periodo de retorno simple (años)	5,55
Periodo de retorno descontado (años)	5,84

Tabla 26. Resumen resultados Caso 3

7.4.CASO 4

En este caso se quiere analizar el aumento de producción de energía y, si la viabilidad económica de la instalación sería mayor si se utilizase, en lugar de una inclinación óptima de 37°, una de

15°. Con esto se conseguiría instalar una mayor una mayor capacidad fotovoltaica y, por tanto producir una mayor cantidad de energía de origen renovable. Como se dijo anteriormente en el apartado anterior, la máxima potencia a instalar sería de 7,875 MW, lo que supondría un aumento de potencia instalada con respecto a la inclinación de 37° de 1,575 MW.

A continuación, se determina la producción diaria promedio mensual de la instalación fotovoltaica junto, con la energía comprada a la red que no es posible cubrir instalación renovable.

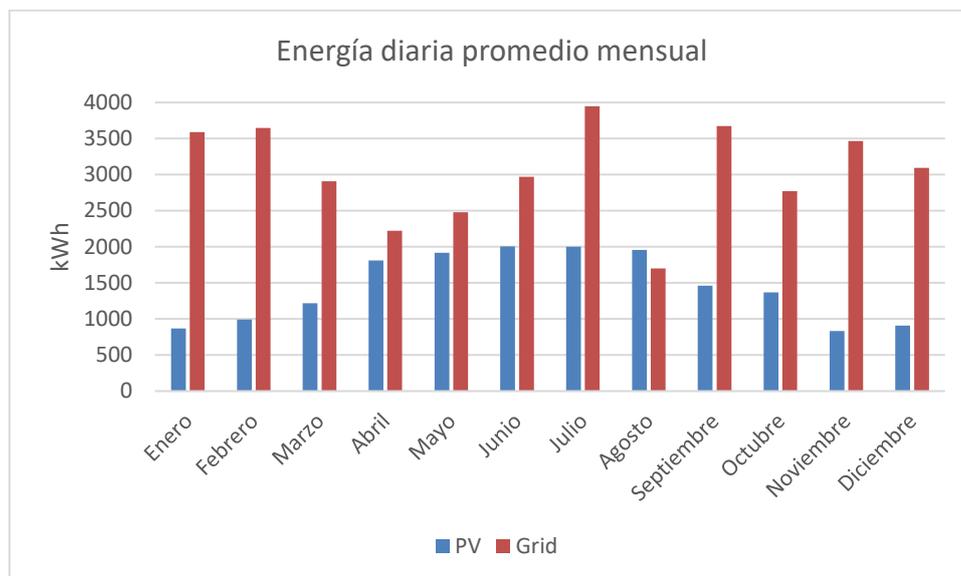


Ilustración 30. Energía diaria promedio mensual Caso 4

Como se puede observar el porcentaje de penetración renovable es mayor que en el Caso 1, pasando a ser 115,10% el mayor porcentaje de penetración y, 24,20% el menor. En promedio se obtiene la relación mostrada en la próxima tabla entre producción de energía renovable y energía demandada a la red.

Componente	Producción útil (MWh/año)	%
Instalación fotovoltaica	12.685.138	32,3
Energía demanda a la red	26.580.166	67,7
Total	39.265.304	100

Tabla 27. Porcentaje de la demanda cubierto por fotovoltaica y por la red Caso 4

Al igual que en el Caso 1 el sistema es de autoconsumo sin excedentes y por tanto la energía excedentaria no se aprovecharía al existir un sistema antivertido y no tener un sistema de almacenamiento. El porcentaje de energía anual producida por la instalación fotovoltaica que no se utilizaría sería del 11,66%, valor 1,3 veces superior al producido por el Caso 1.

A continuación, se analizan los costes actuales del sistema durante su vida útil.

Componente	Capital (€)	Reemplazamientos (€)	O&M (€)	Total (€)
PV	7.239.706	0	6.862.642	14.102.347
Red	0	0	77.938.384	77.938.384
Sistema	7.239.706	0	84.801.040	92.040.736

Tabla 28. Costes actuales del sistema a lo largo de la vida útil Caso 4

A partir de estos costes y con el ahorro energético producido por la instalación fotovoltaica se ha realizado el estudio de viabilidad económica de la inversión.

Concepto	Valor
VAN (€)	15,622,164
TIR	14.70%
Periodo de retorno simple (años)	6.57
Periodo de retorno descontado (años)	6.96

Tabla 29. Parámetros inversión económica Caso 4

A continuación se muestra cómo evolucionan los costes/ ahorros descontados durante la vida útil de la instalación.

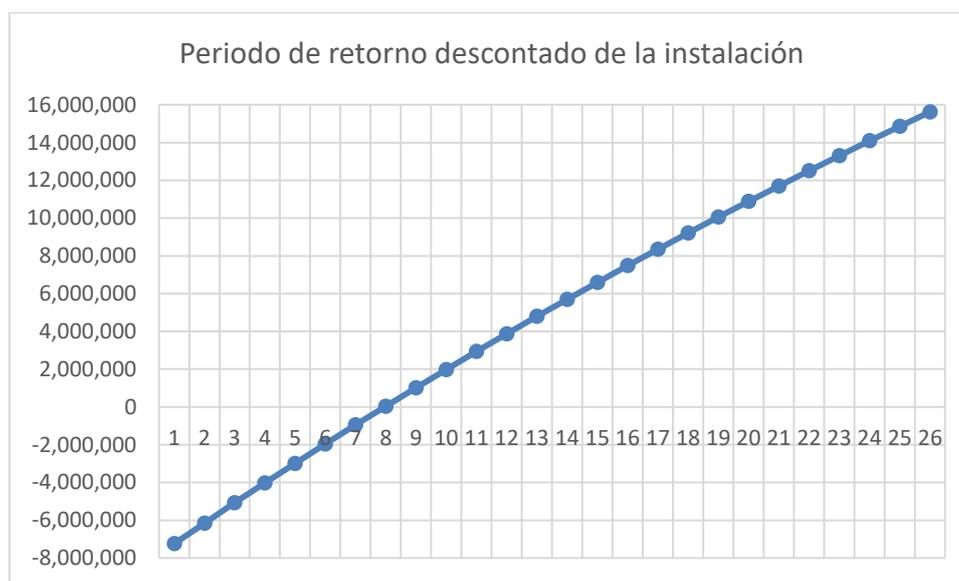


Ilustración 31. Periodo de retorno descontado de la inversión Caso 4

A partir de este estudio de viabilidad se observa que el VAN del Caso 4 es superior que el del Caso 1 un 7,1%, es decir, que durante su vida útil se obtendrían mayores beneficios. En cambio debido al mayor tamaño de la instalación y por tanto, a la mayor coste de inversión inicial, el periodo de retorno descontado es superior en este Caso, aproximadamente 9 meses superior con respecto al Caso 1 y, el TIR se reduciría un 1,3% con respecto al Caso Base. En este caso, se ha considerado que aunque se obtengan unos mayores beneficios con la propuesta del Caso 4, sería una peor opción al no aprovecharse de manera óptima la radiación solar al no tener el ángulo de inclinación óptimo. Además esta opción generaría tanta energía excedentaria que, aunque en meses como agosto, se podría cubrir toda la demanda de energía, esto no ocurriría al no casar la producción con dicha demanda, lo que supondría un sobredimensionamiento del sistema.

Bien es cierto que si se considera un posible aumento de la demanda energética, un mayor tamaño de la instalación fotovoltaica permitiría tener una mayor penetración renovable y reducir el porcentaje de energía excedentaria actual.

El resumen de resultados del Caso 4 se recogen en la siguiente tabla.

RESUMEN CASO 4	
Número de módulos	12.910
Potencia pico de la instalación (MW)	7,875
Autoconsumo anual (MWh/año)	12.685,138
Energía excedentaria anual (kWh/año)	1.479.429
Energía vertida a red anual (kWh/año)	0
% E. excedentaria / Demanda total (%)	3,92
% E. excedentaria / Autoconsumo (%)	11,66
% Autoconsumo / Demanda total (%)	32,3
Ahorro CO₂ anual (t CO₂/año)	1.739,25
Inversión inicial (€)	7.239.706
Coste por kW pico (€/kW)	919,33
VAN (€) [25 años]	15.622.164
TIR (%) [25 años]	15,20
Periodo de retorno simple (años)	6,57
Periodo de retorno descontado (años)	6,96

Tabla 30. Resumen resultados Caso 4

7.5. CASO 5

El objetivo de este Caso es analizar el aumento de la viabilidad económica de la instalación si se produjese un aumento del OMIP a un valor de 150 €/MWh. Con este valor, no se estaría en la situación más favorable para las instalaciones fotovoltaicas ya que, se han alcanzado a lo largo del 2021 valores mucho más altos de OMIP, sino que se estaría en una analizaría una situación intermedia ya que, se espera que sea temporal el aumento de los precios de la electricidad que se están produciendo actualmente. En concreto, el valor más alto de la electricidad en el año 2021 ha sido de 383,67 €/MWh [21].

Como ocurría en el Caso 3, la producción de energía sería la misma que en el Caso 1, al ser la única diferencia el cambio en el precio del OMIP.

Seguidamente, se analiza la viabilidad económica de la inversión, teniendo en cuenta los costes expuestos y el ahorro energético producido por la instalación.

Concepto	Valor
VAN (€)	35.888.336
TIR	34,70%
Periodo de retorno simple (años)	2,88
Periodo de retorno descontado (años)	2,97

Tabla 31. Parámetros inversión económica Caso 5

A continuación se muestra cómo evolucionan los costes/ ahorros descontados durante la vida útil de la instalación.

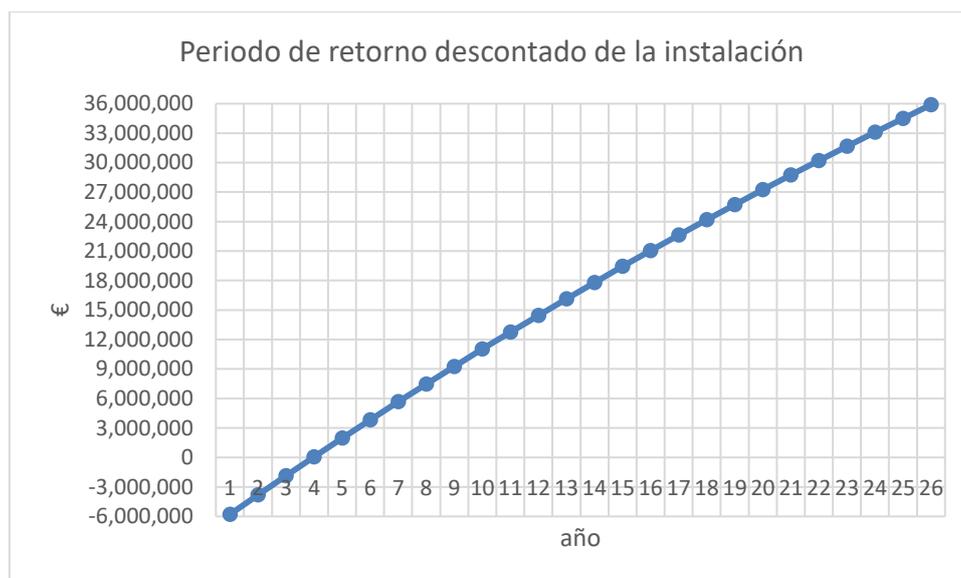


Tabla 32. Periodo de retorno descontado de la instalación Caso 5

Como se podía esperar, un aumento en el precio del OMIP de 73,57 a 150 €/MWh hace que una instalación fotovoltaica sea más rentable. Este aumento de precio hace que:

- El VAN se vea aumentado con respecto al Caso 1 un 247,3%.
- El TIR se vea aumentado con respecto al Caso 1 un 210,3%.
- El periodo de retorno descontado se vea reducido 3,27 años con respecto al Caso 1.

Con esta información se quiere llegar a la conclusión de que, teniendo en cuenta el aumento progresivo de los precios de la electricidad, cada vez resulta más atractivo tanto, económica como energéticamente hablando, la instalación de fotovoltaica en el sector terciario y doméstico. El resumen de resultados del Caso 5 se recogen en la siguiente tabla.

RESUMEN CASO 5	
Número de módulos	10.590
Potencia pico de la instalación (MW)	6,3
Autoconsumo anual (kWh/año)	10.617.099
Energía excedentaria anual (kWh/año)	870.722
Energía vertida a red anual (kWh/año)	0
% E. excedentaria / Demanda total (%)	2,25
% E. excedentaria / Autoconsumo (%)	8,20
% Autoconsumo / Demanda total (%)	27,47
Ahorro CO ₂ anual (t CO ₂ /año)	1455,7
Inversión inicial (€)	5.791.765
Coste por kW pico (€/kW)	919,33
VAN (€) [25 años]	35.888.336
TIR (%) [25 años]	34,7
Periodo de retorno simple (años)	2,88
Periodo de retorno descontado (años)	2,97

Tabla 33. Resumen resultados Caso 5

7.6. CASO 6

El objetivo de este Caso es analizar, al igual que en el Caso 5, el aumento de la viabilidad económica de la instalación debido a un aumento en el precio de la electricidad. Concretamente en este Caso el aumento del precio es debido a la nueva tarifa eléctrica contratada para el año 2022.

Como ocurría en el Caso 3 y 5, la producción de energía sería la misma que en el Caso 1.

Seguidamente, se analiza la viabilidad económica de la inversión, teniendo en cuenta los costes expuestos y el ahorro energético producido por la instalación.

Concepto	Valor
VAN (€)	21.385.942
Tasa interna de retorno (TIR)	22,50%
Periodo de retorno simple (años)	4,42
Periodo de retorno descontado (años)	4,61

Tabla 34. Parámetros inversión económica Caso 6

A continuación se muestra cómo evolucionan los costes/ ahorros descontados durante la vida útil de la instalación.

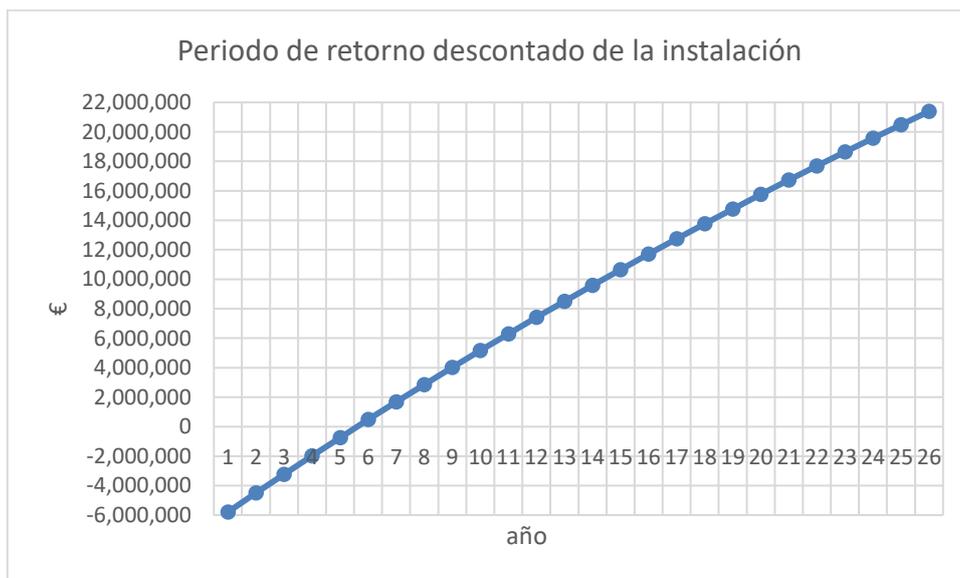


Ilustración 32. Periodo de retorno descontado de la instalación Caso 6

Como se podía esperar, un aumento en el precio en los precios de la tarifa eléctrica hace que una instalación fotovoltaica sea más rentable. Este aumento de precio hace que:

- El VAN se vea aumentado con respecto al Caso 1 un 147,37%.
- El TIR se vea aumentado con respecto al Caso 1 un 136,36%.
- El periodo de retorno descontado se vea reducido 1,63 años con respecto al Caso 1.

Con esta información se quiere llegar a la conclusión de que, teniendo en cuenta el aumento progresivo de los precios de la electricidad, cada vez resulta más atractivo tanto, económica como energéticamente hablando, la instalación de fotovoltaica en el sector terciario y

doméstico. Destacar que en este escenario, aunque se produzca un aumento considerable del precio de la electricidad, este es menor que el considerado para el Caso 5.

El resumen de resultados del Caso 6 se recogen en la siguiente tabla.

RESUMEN CASO 6	
Número de módulos	10.590
Potencia pico de la instalación (MW)	6,3
Autoconsumo anual (kWh/año)	10.617.099
Energía excedentaria anual (kWh/año)	870.722
Energía vertida a red anual (kWh/año)	0
% E. excedentaria / Demanda total (%)	2,25
% E. excedentaria / Autoconsumo (%)	8,20
% Autoconsumo / Demanda total (%)	27,47
Ahorro CO₂ anual (t CO₂/año)	1455,7
Inversión inicial (€)	5.791.765
Coste por kW pico (€/kW)	919,33
VAN (€) [25 años]	21.385.942
TIR (%) [25 años]	22,50%
Periodo de retorno simple (años)	4,42
Periodo de retorno descontado (años)	4,61

Tabla 35. Resumen resultados Caso 6

7.7. COMPARACIÓN DE CASOS

A continuación, se adjunta una tabla comparativa de todos los Casos analizados en el presente proyecto.

Parámetros analizados	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6
Potencia pico instalada (W)	6,3	4,0	6,3	7,875	6,3	6,3
Autoconsumo anual (kWh/año)	10.617.099	6.741.004	10.617.099	12.685.138	10.617.099	10.617.099
Energía excedentaria anual (kWh/año)	870.722	75.064	870.722	1.479.429	870.722	870.722
Ahorro CO ₂ anual (t CO ₂ /año)	1455,7	924,26	1455,7	1739,25	1455,7	1455,7
Inversión inicial (€)	5.791.765	3.677.311	5.791.765	7.239.706	5.791.765	5.791.765
Coste por kW pico (€/kW)	919,33	919,33	919,33	919,33	919,33	919,33
VAN (€) [25 años]	14.511.859	10.430.453	15.840.503	15.622.164	35.888.336	21.385.942
TIR (%) [25 años]	16,50	18,50	18,00	15,20	34,7	22,50
Periodo de retorno simple (años)	5,92	5,41	5,55	6,57	2,88	4,42
Periodo de retorno descontado (años)	6,24	5,68	5,84	6,96	2,97	4,61

Tabla 36. Resumen comparativo de los resultados obtenidos en Casa caso

CAPÍTULO 8. PLAN DE IMPLANTACIÓN

El objetivo de los planes de implantación, a 5 y a 10 años, es ofrecer un orden prioritario de los edificios del Campus de Vera más prometedores para la instalación de fotovoltaica, con el fin de que, si en algún momento la Universitat Politècnica de València se decidiese a aprovechar las cubiertas del Campus para la instalación de fotovoltaica, se supiera qué cubiertas tienen espacio para una mayor capacidad fotovoltaica y por tanto, producirían una mayor cantidad de electricidad renovable.

En este plan de implantación, como se ha dicho, se propone comenzar a instalar fotovoltaica en las cubiertas que tienen una mayor capacidad fotovoltaica. Esto es así, debido a que si en algunos de los años en los que se estuviera construyendo estas instalaciones renovables, el Campus no tuviera suficiente presupuesto para seguir financiándolo, serían las cubiertas con menos potencial fotovoltaico las que se quedarían sin construir.

Por tanto, en este plan de implantación una vez estimado la capacidad a instalar de fotovoltaica en cada cubierta de los edificios, estas se han ordenado de manera descendente. Tras ello, se ha calculado el presupuesto de cada instalación. Estos aparecen recogidos en los Anexos. Posteriormente, se ha calculado el presupuesto si se decidiese instalar toda la capacidad fotovoltaica del Campus para luego calcular el presupuesto anual de inversión como, la división del presupuesto total entre los 5 o 10 años de duración del plan de implantación.

8.1. PLAN DE IMPLANTACIÓN A 5 AÑOS

La siguiente tabla muestra el presupuesto total si se decidiese instalar toda la capacidad fotovoltaica y, el presupuesto anual de inversión, considerando que este se completaría en una duración de 5 años.

Presupuesto	Millones de euros (M€)
Instalación de toda la capacidad FV (5 años)	6,9526
Instalación de FV (anual)	1,3905

Tabla 37. Presupuestos, generales y anuales, para el plan de implantación

Estimado dicho presupuesto anual y siguiendo un orden descendente, de más a menos prometedoras, se ha visto cuántas instalaciones se podrían llegar a construir el primer año, sin llegar a sobrepasar el presupuesto anual establecido. Una vez que este ha sido superado, dicha instalación se ha considerado que se construiría el siguiente año. Este procedimiento se ha seguido durante los 5 años de duración del plan de implantación.

A continuación, se adjunta en la siguiente tabla los edificios en los que se instalaría fotovoltaica y el presupuesto anual de cada año del plan de implantación.

Diseño de un plan de implantación progresiva de instalaciones fotovoltaicas en las cubiertas del Campus de Vera de la Universitat Politècnica de València

Plan de implantación	Edificios	Potencia instalada (MW)	Presupuesto (M€)	% Presupuesto total	% Potencia total
Año 1	1B, 3N, 2F, 5O	1,319	1,4240	20,48%	21,02%
Año 2	8H, 8E, 3P, 9A, 4D, 6F, 7B	1,251	1,3583	19,54%	19,94%
Año 3	9B, 8G, 1G, 4P, 5E, 4G, 3M, 5G, 8K, 6G, 4F, 4J	1,251	1,3765	19,80%	19,94%
Año 4	2A, 1E, 7I, 2C, 9D, 8B, 9C, 2D, 5N, 5K, 4N, 8P, 2E, 1F, 5H, 5J, 7E, 4A, 2B	1,254	1,3965	20,09%	19,99%
Año 5	3I, 3C, 1H, 4L, 3B, 3F, 5F, 1D, 1A, 4E, 4H, 3H, 3Q, 3K, 3G, 5B, 3J, 5L, 4M, 5C, 8N, 3A, 2G, 4K, 6C, 6E, 3D, 5I, 5M, 4I, 6D, 5Q, 7J, 9F, 1C, 7G, 9H, 9I, 1C, 7G, 9H, 9I, 9J, 8D, 9G, 8C, 7C, 7D, 7K, 7A	1,199	1,3973	20,10%	19,11%
TOTAL	-	6,274	6,9526	100%	100%

Tabla 38. Resumen plan de implantación a 5 años

En la tabla anterior, se observa como en los primeros años de implantación, se instala fotovoltaica en menos edificios que en los años posteriores. Esto es debido a que durante los primeros años se ha decidido que se construyan las instalaciones fotovoltaicas más grandes, las cuales tienen un coste más elevado al tener una mayor potencia instalada. Para hacerse una idea de esto, el primer año, aunque únicamente se instalaría fotovoltaica en el 5 edificios, la potencia instalada sería de 1,319 MWp, en cambio en el año 5, aunque se instalaría fotovoltaica en 46 edificios, la potencia instalada es año sería de 1,199 MWp. Además, se observa que con respecto al año 1 de la implantación, el precio por MW de potencia instalada del último año es el 8% superior. Esto es debido a que a mayor potencia de una instalación fotovoltaica, menor es el coste por watio pico.

8.2. PLAN DE IMPLANTACIÓN A 10 AÑOS

La siguiente tabla muestra el presupuesto total si se decidiese instalar toda la capacidad fotovoltaica y, el presupuesto anual de inversión, considerando que este se completaría en una duración de 10 años.

Presupuesto	Millones de euros (M€)
Instalación de toda la capacidad FV (10 años)	6,9526
Instalación de FV (anual)	0,6953

Tabla 39. Presupuestos, generales y anuales, para el plan de implantación

Estimado dicho presupuesto anual y siguiendo un orden descendente, de más a menos prometedora, se ha visto cuántas instalaciones se podrían llegar a construir el primer año, sin llegar a sobrepasar el presupuesto anual establecido. Una vez que este ha sido superado, dicha instalación se ha considerado que se construiría el siguiente año. Este procedimiento se ha seguido durante los 10 años de duración del plan de implantación.

A continuación, se adjunta en la siguiente tabla los edificios en los que se instalaría fotovoltaica y el presupuesto anual de cada año del plan de implantación.

Diseño de un plan de implantación progresiva de instalaciones fotovoltaicas en las cubiertas del Campus de Vera de la Universitat Politècnica de València

Plan de implantación	Edificios	Potencia instalada (kW)	Presupuesto (M€)	% Presupuesto total	% Potencia total
Año 1	1B	0.531	0.5712	8.22%	8.46%
Año 2	3N, 2F	0.572	0.6200	8.92%	9.11%
Año 3	5O, 8H, 8E	0.623	0.6712	9.65%	9.92%
Año 4	3P, 9A, 4D, 6F	0.696	0.7587	10.91%	11.10%
Año 5	7B, 9B, 8G, 1G, 4P	0.674	0.7350	10.57%	10.74%
Año 6	5E, 4G, 3M, 5G, 8K, 6G, 4F	0.648	0.7159	10.30%	10.33%
Año 7	4J, 2A, 1E, 7I, 2C, 9D, 8B, 9C, 2D	0.665	0.7482	10.76%	10.61%
Año 8	5N, 5K, 4N, 8P, 2E, 1F, 5H, 5J, 7E, 4A, 2B	0.666	0.7350	10.57%	10.62%
Año 9	3I, 3C, 1H, 4L, 3B, 3F, 5F, 1D, 1A, 4E, 4H, 3H, 3Q, 3K, 3G	0.669	0.7602	10.93%	10.66%
Año 10	5B, 3J, 5L, 4M, 5C, 8N, 3A, 2G, 4K, 6C, 6E, 3D, 5I, 5M, 4I, 6D, 5Q, 7J, 9F, 1C, 7G, 9H, 9I, 1C, 7G, 9H, 9I, 9J, 8D, 9G, 8C, 7C, 7D, 7K, 7A	0.530	0.6371	9.16%	8.45%
TOTAL	-	6,274	6,9526	100%	100%

Tabla 40. Resumen plan de implantación

En la tabla anterior, se observa como en los primeros años de implantación, se instala fotovoltaica en menos edificios que en los años posteriores. Esto es debido a que durante los primeros años se ha decidido que se construyan las instalaciones fotovoltaicas más grandes, las cuales tienen un coste más elevado al tener una mayor potencia instalada. Para hacerse una idea de esto, el primer año, aunque únicamente se instalaría fotovoltaica en el edificio 1B, la potencia instalada sería de 530,6 kWp, en cambio en el año 10, aunque se instalaría fotovoltaica en 30 edificios, la potencia instalada es año sería de 530,1 kWp. Además, se observa que aunque la potencia instalada estos 2 años (año 1 y año 10) son casi idénticas, el presupuesto del año 1 es el 10,3% más bajo. Esto es debido a que, a mayor potencia de una instalación fotovoltaica, menor es el coste por watio pico.

CAPÍTULO 9. DISEÑO DETALLADO DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS UBICADAS EN LOS EDIFICIOS 7B Y 7E

Las instalaciones solares fotovoltaicas aprovechan la energía contenida en la radiación solar y la convierten en electricidad gracias al fenómeno físico conocido como efecto fotoeléctrico.

Una instalación fotovoltaica está formada principalmente por los siguientes componentes: módulos fotovoltaicos, inversores, estructuras para fijar los módulos fotovoltaicos, conductores y elementos de protección. Ciertamente, también pueden contar con un sistema de almacenamiento, el cual está formado por baterías y reguladores de carga.

La tecnología fotovoltaica tiene una gran dependencia de las condiciones climáticas, ya sea por irradiancia o temperatura, lo que dificulta una buena estimación de la producción. Con este objetivo, se utilizan softwares específicos como: System Advisor Model (SAM), PVSyst, Trnsys, HOMER, etc. En este proyecto, el software escogido para el diseño detallado de las instalaciones fotovoltaicas será SAM. En concreto se utilizará el modelo *Detailed Photovoltaic Model*.

Los edificios escogidos para el diseño detallado de las instalaciones fotovoltaicas son los edificios 7B y 7E. Se han escogido estos edificios debido a que son los que tienen una mayor superficie disponible sin tener en su cubierta obstáculos significativos. La explicación en detalle del software SAM para el modelado de las instalaciones fotovoltaicas de los edificios 7B y 7E se encuentra en el ANEXO V.

9.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

El módulo fotovoltaico seleccionado es el que ya se comentó en el apartado 6.3, el modelo TSM-DE20 585-605 W de Trina Solar. Las principales características de este son:

Marca	Trina Solar
Modelo	TSM-DE20 585-605 W
Tecnología	Monocristalina
V_{mpp} (V)	34,2
I_{mpp} (A)	17,40
P. pico (Wp)	595
V_{oc} (V)	41,3

Isc (A)	18,47
Eficiencia (%)	21,00
Coste sin IVA (€/W)	0,30
Dimensiones (mm)	2172x1303x35
Peso (kg)	30,9

Tabla 41. Características técnicas módulo fotovoltaico TSM-DE20 585-605 W

9.2. DISPOSICIÓN DE LOS MÓDULOS EN LAS CUBIERTAS

A la hora de elegir la inclinación de los módulos, se ha elegido la que permita una mayor producción de energía anual por módulo, es decir, la reciba más radiación solar anual. Esta inclinación es diferente según la ubicación donde se sitúe la instalación. Para saber cuál es la inclinación óptima para el Campus de Vera, se ha usado la herramienta PVGIS [22]. En ella se obtuvo que el ángulo que generaba más energía a lo largo del año es de 37°.

Como se comentó anteriormente, el azimut que se ha elegido es de 19° debido a que es el que tienen los edificios del campus. Con este azimut, aunque no es el que conseguiría una mayor producción de energía por módulo anualmente, aprovecha más la superficie disponible de las cubiertas y, por tanto con él, se podría instalar una mayor potencia.

Finalmente, teniendo en cuenta dicho ángulo y azimut y, la distancias a dejar entre filas y otros obstáculos expuestas en el apartado 0 de este documento, la implantación en los edificios 7B y 7E sería la que aparece representada en las siguientes ilustraciones.

Las imágenes 3D de las siguientes ilustraciones se han creado en SAM en el apartado *Shading and Layout*, concretamente en *3D Shade Calculator*, el cual permite generar automáticamente la información del sombreado de la instalación a partir del dibujo de los arrays y los elementos existentes que generan sombras a su alrededor.

9.2.1. Edificio 7B



Ilustración 33. Edificio 7B actualmente [23]

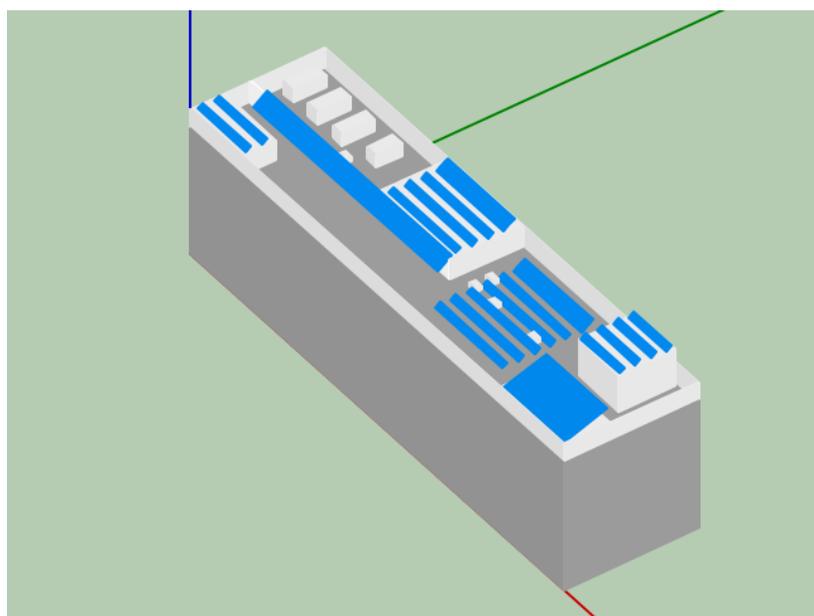


Ilustración 34. Disposición de módulos propuesta para el edificio 7B creada en SAM [15]

Con esta configuración, la potencia pico que es posible instalar en el edificio 7B es de 65,46 kWp.

9.2.2. Edificio 7E



Ilustración 35. Edificio 7E actualmente [23]

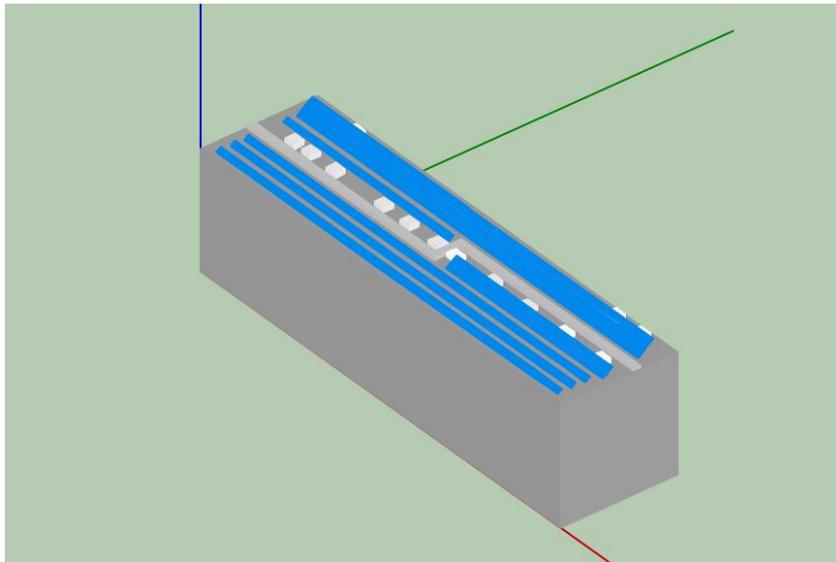


Ilustración 36. Disposición de módulos propuesta para el edificio 7E creada en SAM [15]

Con esta configuración, la potencia pico que es posible instalar en el edificio 7E es de 163,03 kWp.

9.3. INVERSOR

La corriente demandada por el Campus de Vera es en alterna y, debido a que los módulos fotovoltaicos generan la corriente en continua, será necesario el uso de inversores para transformar dicha corriente de continua a alterna. Además, en el caso de que la instalación esté conectada a red, estos inversores deben de ser trifásicos para poder así verter la energía excedentaria.

Debido a que en las cubiertas existen obstáculos que generen sombras, interesa que los inversores tengan el máximo número de entradas MPPT para reducir así las pérdidas por sombreado.

Con el objetivo de elegir el mejor inversor, se han comparado tres inversores por potencia nominal. Los parámetros que se han comparado han sido: el rendimiento máximo, el nº de MPPT, el precio por kW, el tipo de protección y, el consumo nocturno.

A la hora de dimensionar un inversor, interesa que estos tengan una potencia de entorno el 90% de la potencia pico instalada debido a que, el inversor reduce su rendimiento a medida que se reduce la potencia a la que está funcionando y, rara vez la instalación fotovoltaica funciona a su potencia nominal.

Con objeto de reducir los costes, se ha analizado si el precio por kW del inversor se ve reducido al aumentar la potencia. Se han buscado los precios para 7 potencias diferentes (5, 10, 20, 50, 60, 70 y 100 kW) de 3 de los mayores fabricantes de inversores del mundo (Fronius, Huawei Y SMA). Con dichos datos se ha realizado el siguiente gráfico.

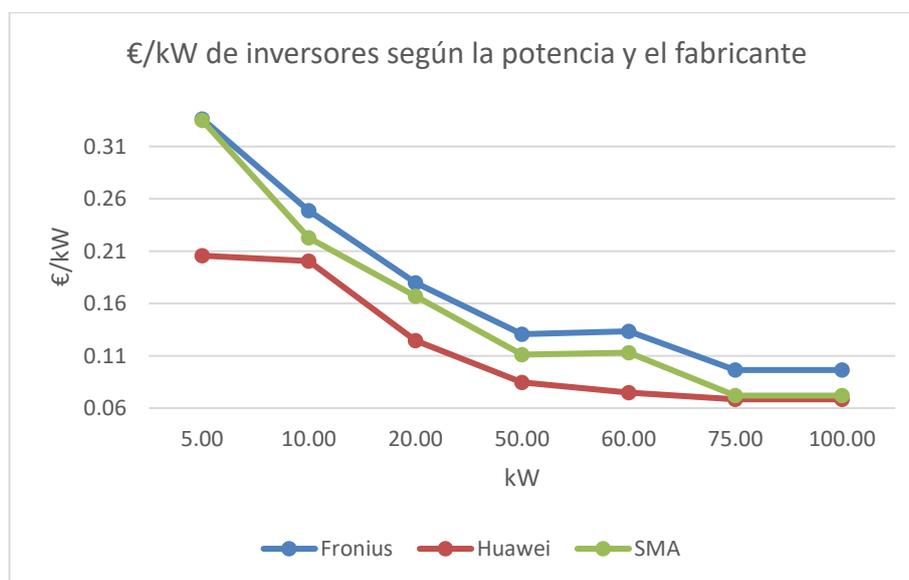


Ilustración 37. €/kW de inversores según la potencia y el fabricante

En el gráfico anterior se confirma que el coste por KW se ve reducido a medida que aumenta la potencia. Es por ello por lo que en el proyecto se ha optado por instalar pocos inversores de gran potencia en vez de muchos con poca.

Teniendo en cuenta todo ello, los inversores seleccionados para los edificios 7B y 7E son:

9.3.1. Edificio 7B

Teniendo en cuenta la máxima potencia pico a instalar en su cubierta (163,03 kWp) y, las consideraciones mencionadas en este punto, la potencia del inversor seleccionado debe ser de 75 kW, por lo que será necesario instalar 2 inversores en el edificio 7E. Una vez elegida esta potencia, se han comparado 3 modelos de diferentes fabricantes: Huawei, SMA y ABB.

Criterios	Unidad	Huawei	SMA	Fronius
		SUN2000-75KTL-C1	SUNNY HIGHPOWER PEAK1	Fronius Agilo 75.0-3
Potencia nominal	kW	75	75	75
Máximo rendimiento	%	99,00	98,80	97,30
Nº de MPPT	-	6	1	1
Precio	€	6586,23	7729,62	9523
Precio	€/W	0,09	0,10	0,13
Temperatura máxima	°C	-25 / 60	-25 / 60	-25 / 50
Tipo de protección	IP	65	65	54
Coefficiente de distorsión no lineal	%	3	1	3
Consumo nocturno	W	2	3	36

Tabla 42. Comparación de modelos de inversores de 75 kW

El inversor que mejor se ajusta a las necesidades del proyecto es el modelo SUN2000 75KTL -C1 debido a que: es el que tiene un mayor rendimiento, tiene el mayor nº de MPPT, es el más económico y, es el que tiene un menor consumo nocturno.

9.3.2. Edificio 7E

Teniendo en cuenta la máxima potencia pico a instalar en su cubierta (65,46 kWp) y, las consideraciones mencionadas en este punto, la potencia del inversor seleccionado debe ser de 60 kW. Una vez elegida esta potencia, se han comparado 3 modelos de diferentes fabricantes: Huawei, SMA y ABB.

Criterios	Unidad	Huawei	SMA	ABB
		SUN2000 -60KTL -M0	Sunny Tripower 60	PVS-60-TL-US
Potencia nominal	kW	60	60	60
Máximo rendimiento	%	98,90	98,80	98,50
Nº de MPPT	-	6	1	3
Precio	€	4500	6786,49	10488,00
Precio	€/W	0,08	0,11	0,17
Tipo de protección	IP	65	65	65
Coefficiente de distorsión no lineal	%	3	3	3
Consumo nocturno	W	2	3	5

Tabla 43. Comparación de modelos de inversores de 60 kW

El inversor que mejor se ajusta a las necesidades del proyecto es el modelo SUN2000 -60KTL - M0 debido a que: es el que tiene un mayor rendimiento, tiene el mayor nº de MPPT, es el más económico y, es el que tiene un menor consumo nocturno.

9.4. DIMENSIONADO INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

En este subapartado se va a elegir la configuración eléctrica idónea de la instalación en función de los voltajes, tanto de los módulos como de los inversores.

9.4.1. Temperaturas de las células máxima y mínima

Para la realización de cálculos posteriores es importante conocer las temperaturas extremas, ya que estas condicionarán la distribución de los paneles. La temperatura es un factor importante en la eficiencia de los módulos puesto que afecta directamente a la tensión de estos.

En primer lugar, para calcular las temperaturas que se pueden alcanzar en los módulos, es necesario conocer las temperaturas máximas y mínimas de la zona en la que se encuentra el parque fotovoltaico. Para ello, se utilizan los datos recogidos por la herramienta PVGIS [22]. Escogido un periodo de años desde 2006 hasta 2017, la temperatura mínima ha sido de 2,6°C y la temperatura máxima de 37,84°C.

Para calcular la temperatura de las células solares en funcionamiento, hay que aplicar la siguiente ecuación. Con el valor de la máxima temperatura y un valor de irradiancia de 1000 W/m², se obtiene la temperatura máxima de las células y con el valor mínimo de temperatura y una irradiancia de 100 W/m², el valor mínimo:

$$T_{c,mín} = T_{amb,mín} + I_{mín} \cdot \left(\frac{TONC - 20}{800} \right)$$

Ecuación 8. Temperatura de la células mínima

$$T_{c,máx} = T_{amb,máx} + I_{máx} \cdot \left(\frac{TONC - 20}{800} \right)$$

Ecuación 9. Temperatura de las células máxima

Aplicando dichas fórmulas, se obtienen los siguientes resultados.

T_{c,mín} (°C)	5,48
T_{c, máx} (°C)	66,59

Tabla 44. Temperatura de las células máxima y mínima

Según la ficha técnica del módulo seleccionado, el rango de temperaturas de operación es desde -40°C hasta 85°C, luego se encuentran dentro de lo permitido.

9.4.2. Tensión máxima y mínima de los módulos

Conocidas la temperatura máxima y mínima de las células fotovoltaicas, a continuación se calculan los valores de tensión mínima y máxima correspondientes, considerando para ello, una temperatura ambiente de 25°C. El cálculo de dichas tensiones se utilizará posteriormente para el cálculo de número de módulos en serie.

$$V_{módulo} = V_{MPP} + (T_{módulo} - T_{amb}) \cdot \beta$$

Ecuación 10. Tensión de los módulos en función de la temperatura

Siendo β el coeficiente de temperatura de V_{oc} expresado en $V/^{\circ}C$. Para el equipo elegido este parámetro es $-0,10325 V/^{\circ}C$.

Aplicando la fórmula anterior se obtiene:

Vmódulo, mín (V)	29,91
Vmódulo, máx (V)	36,22

Tabla 45. Tensión máxima y mínima de los módulos

9.4.3. Número de módulos en serie

En las instalaciones fotovoltaicas los módulos se conectan en serie formando filas, para posteriormente conectarse, en paralelo, con otras filas. Para conocer el número mínimo y máximo de módulos que podrán estar conectados en serie, hay que realizar unos cálculos en función del rango de tensiones de en corriente continua del inversor. El número mínimo de módulos en serie tiene lugar cuando existe una mayor radiación, ya que implica una alta temperatura de operación de la célula, lo que supone una disminución de la tensión de salida del módulo. El número máximo y mínimo de módulos a conectar en serie se calcula a partir de las siguientes ecuaciones:

$$N^{\circ} \text{ mínimo módulos en serie} = \frac{V_{\text{mín, inversor}}}{V_{\text{mín, módulo}}}$$

Ecuación 11. N° mínimo de módulos en serie

$$N^{\circ} \text{ máximo módulos en serie} = \frac{V_{\text{máx, inversor}}}{V_{\text{máx, módulo}}}$$

Ecuación 12. N° máximo de módulos en serie

Aplicando las fórmulas anteriores se obtiene para ambos edificios (7B y 7E):

N° mínimo de módulos en serie	6
N° máximo de módulos en paralelo	27

Ecuación 13. N° mínimo y máximo de módulos en serie

Se obtienen los mismos valores debido a que tienen el mismo rango de tensiones en corriente continua.

Finalmente, considerando el nº de módulos fotovoltaicos que se pueden instalar en cada cubierta y, el rango de módulos en serie que se pueden instalar se ha decidido que:

- Edificio 7B: Se instalen 23 módulos en serie por string.
- Edificio 7E: Se instalen 22 módulos en serie por string.

Se ha decidido una configuración con un alto número de módulos en serie debido a que es muy beneficioso al minimizar el número de strings y, se disminuye la cantidad de cable.

Además, es necesario realizar una última comprobación para contrastar que la tensión de circuito abierto del conjunto de módulos en serie es menor que la tensión máxima del inversor en corriente continua:

$$N^{\circ} \text{ de módulos en serie} \cdot V_{oc}(2,6^{\circ}C) < V_{inv,máx \text{ en CC}}$$

Ecuación 14. Comprobación de la configuración seleccionada de módulos en función de V_{oc}

Aplicando la fórmula anterior se obtiene para:

Edificio 7B	851,13 V < 1000 V
Edificio 7E	814,13 V < 1000 V

Ecuación 15. Resultados de la comprobación de la configuración seleccionada de módulos en función de V_{oc}

9.4.4. Número de strings en paralelo

Otra de las condiciones impuestas por el inversor es el nº máximo de strings en paralelo, que depende de la intensidad máxima admisible por el inversor en CC. Según dicho criterio, hay que comprobar que la intensidad suministrada por los módulos no excede la máxima que puede admitir el inversor, y en los módulos la intensidad máxima tiene lugar en cortocircuito. Al aumentar la temperatura de las células, aumenta la intensidad, y utilizando el coeficiente de temperatura de I_{sc} (α) se calcula la intensidad de cortocircuito máxima:

$$I_{sc,máx} = I_{sc} + [(T_{amb,máx} - T_{amb}) \cdot \alpha \cdot \frac{I_{sc}}{100}]$$

Ecuación 16. Intensidad de cortocircuito máxima

De la ecuación anterior se obtiene que $I_{sc,máx}$ tiene un valor de 18,78 A. Con dicho valor se obtiene el nº máximo de strings en paralelo utilizando la siguiente ecuación.

$$N^{\circ} \text{ maximo de strings en paralelo} = \frac{I_{máx,inv}}{I_{sc,máx}}$$

Ecuación 17. Nº máximo de strings en paralelo

Aplicando la fórmula anterior se obtiene que:

Nº máximo de strings	Edificio 7B	7
	Edificio 7E	7

Ecuación 18. Nº máximo de strings en paralelo en Edificios 7B y 7E

9.4.5. Configuración seleccionada

Conociendo todas las limitaciones impuestas por el inversor, se escoge una configuración de módulos para ser distribuidos sobre las cubiertas. En el Edificio 7B la instalación fotovoltaica tiene 274 módulos y, en el Edificio 7E, tiene 110. Finalmente las configuraciones elegidas son:

- Edificio 7B: 2 inversores de 75 kW con 6 strings por inversor con 23 módulos cada string.
- Edificio 7E: 1 inversores de 60 kW con 5 strings por inversor con 22 módulos cada string.

9.5. ESTRUCTURAS DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Las estructuras sobre las que se situarán los módulos fotovoltaicos cumplen una triple función:

- Facilitar a los módulos una consistencia mecánica adecuada y un buen sistema de anclaje.
- Facilitar la orientación e inclinación elegidas para la aplicación.

- Repartir las cargas sobre la cubierta donde se instalarán los módulos.

Debido a que en ambas cubiertas habrá dos configuraciones diferentes, de 1 fila de módulos o de 2, será necesario dos modelos de estructuras diferentes.

Para el caso en el que la estructura soporte tenga una única fila, el modelo seleccionado es Estructura triangular Veleta cerrada TV2010A, para disposición horizontal. En el caso de que la estructura soporte dos filas de módulos, el modelo seleccionado es Estructura super triángulo Mulhacén. Ambas estructuras irán ancladas a la cubierta para dar más estabilidad y altura a la instalación, con lo que se evitaría que a los módulos les llegase agua en caso de inundación.



Ilustración 38. Estructura triangular Veleta cerrada [24]

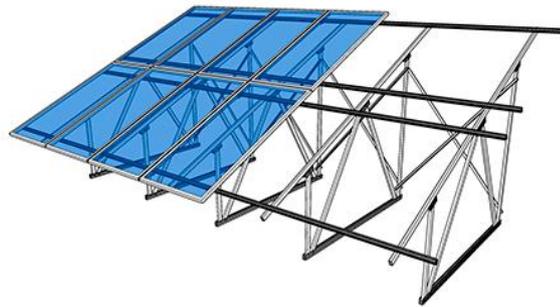


Ilustración 39. Estructura Super Triángulo Mulhacén [25]

A continuación, se muestran los cálculos realizados para verificar la solidez estructural de la instalación. Para este estudio se han considerado las siguientes cargas:

- Peso de los módulos fotovoltaicos y de la estructura soporte.
- Carga del viento.

Se estima que la carga que podrá soportar los edificios 7B y 7E será de 300-400 kg/m². A continuación, se realiza un análisis estructural de las cargas máximas que soportará la cubierta, las cuales se sitúan en la superficie bajo la instalación fotovoltaica, para comprobar que no superan la carga límite soportada por las cubiertas. Lo primero que se calcula es la sobrecarga por unidad de superficie bajo cubierta por los elementos situados sobre ellas.

$$P_{\text{módulos}} = n^{\circ} \text{ módulos por cubierta} \cdot \text{peso de cada módulo}$$

Ecuación 19. Peso módulos

$$P_{\text{estructura}} = \text{Peso por m de estructura} \cdot m \text{ de estructura por cubierta}$$

Ecuación 20. Peso estructuras

$$Carga_{\text{elementos sobre cubierta}} = \frac{\text{Peso total}}{\text{Superficie cubierta bajo la instalación fotovoltaica}}$$

Ecuación 21. Carga de elementos sobre cubierta

A dichas cargas hay que sumarle la producida por el viento la cual, será igual en ambos edificios debido a que están ubicados muy próximos entre ellos, tienen la misma altura y dirección. Para

estimar dicha carga se seguirá el procedimiento del documento básico del Documento Básico SE-AE Seguridad Estructural Acciones en la edificación [26], para las acciones del viento sobre la estructura de una instalación fotovoltaica.

Se parte de la siguiente información:

- Ubicación en zona A según el mapa de vientos y zona urbana.
- Altura de las cubiertas: 23 m.
- Dimensión de los módulos: 2,172 x 1,303 m.
- Peso de cada módulo: 30,9 kg.
- Cubierta plana.
- Ángulo de inclinación de las estructuras: 37°.

La acción del viento o presión estática, q_e puede expresarse como:

$$q_e = q_b \cdot c_e \cdot c_p$$

Ecuación 22. Presión estática

Siendo:

- q_b : la presión dinámica del viento.
- c_e : el coeficiente de exposición.
- c_p : el coeficiente eólico o de presión exterior.

La presión dinámica del viento se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$q_b = 0,5 \cdot \delta \cdot v_b^2$$

Ecuación 23. Presión dinámica del viento

Siendo:

- δ : la densidad del aire, la cual se ha considerado que tiene un valor de 1,25 kg/m³.
- v_b^2 : el valor básico de la velocidad del viento en cada localidad. Según el CTE DB SE-AE [27] la presión dinámica para la zona A, que es donde se ubica Valencia es 0,42 kN/m².

El coeficiente de exposición depende del entorno, por lo que es un efecto más local que la presión dinámica del viento. Este coeficiente se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$c_e = F \cdot (F + 7k)$$

Ecuación 24. Coeficiente de exposición

Siendo F el grado de aspereza del entorno, el cual se calcula con la siguiente ecuación:

$$F = k \cdot \ln \left(\frac{\text{máximo}(z, Z)}{L} \right)$$

Ecuación 25. Grado de aspereza del entorno

Siendo k, L y Z parámetros característicos de cada tipo de entorno. Estos se obtienen a partir de la siguiente tabla:

Tabla D.2 Coeficientes para tipo de entorno

Grado de aspereza del entorno	Parámetro		
	k	L (m)	Z (m)
I Borde del mar o de un lago, con una superficie de agua en la dirección del viento de al menos 5 km de longitud	0,156	0,003	1,0
II Terreno rural llano sin obstáculos ni arbolado de importancia	0,17	0,01	1,0
III Zona rural accidentada o llana con algunos obstáculos aislados, como árboles o construcciones pequeñas	0,19	0,05	2,0
IV Zona urbana en general, industrial o forestal	0,22	0,3	5,0
V Centro de negocios de grandes ciudades, con profusión de edificios en altura	0,24	1,0	10,0

Tabla 46. Coeficientes para tipo de entorno [14]

Considerando que los edificios de la UPV se encuentran en un entorno IV, los parámetros k, L y Z toman un valor de 0,22, 0,3 m y 0,5 m respectivamente.

A partir de dichos valores se obtiene un valor de F de 0,95 y, con este un valor de c_e de 2,38.

El coeficiente eólico o de presión exterior, dependen de: la dirección relativa del viento, el área de influencia, la forma del edificio, la posición de elemento considerado y su área de influencia. Teniendo en cuenta que en Valencia la dirección de viento predominante es al Oeste [28], el ángulo con respecto al edificio es de 71° . Con este dato, el grado de inclinación de los módulos y a partir de la siguiente tabla, se obtiene que el valor de c_p es -1,3.

Por tanto la presión estática o la acción global del viento tiene un valor de $1,31 \text{ kN/m}^2$ o $133,39 \text{ kg/m}^2$.

Calculadas ya todas las cargas que inciden sobre la cubierta por separado, la carga máxima soportada por la cubierta se calcula como:

$$Q_{cubierta} = Carga_{elementos\ sobre\ cubierta} + Carga_{viento}$$

Ecuación 26. Carga máxima soportada por la cubierta

9.5.1. Edificio 7B

	Peso unitario (kg/ud o kg/m)	Unidad/m	Peso o Carga
Módulo	30,9	274	8.466,60 kg
Estructura simple	3,16	280,21	885,46 kg
Estructura doble	4,74	117,29	555,95 kg
Carga del viento	-	-	$133,39 \text{ kg/m}^2$
Total			$149,39 \text{ kg/m}^2$

Tabla 47. Cargas máximas soportada por la cubierta en el Edificio 7B

9.5.2. Edificio 7E

	Peso unitario (kg/ud o kg/m)	Unidad/m	Peso o Carga
Módulo	30,9	103	3182,70 kg
Estructura simple	3,16	179,95	568,65 kg
Estructura doble	4,74	30,78	145,90 kg
Carga del viento	-	-	133,39 kg/m ²
Total			150,13 kg/m ²

Tabla 48. Cargas máximas soportada por la cubierta en el Edificio 7E

En ambos casos, la carga máxima soportada por metro cuadrado de cubierta queda muy lejos del límite establecido, por lo que finalmente se considera que los edificios pueden soportar la sobrecarga producida por la instalación.

9.6. INSTALACIÓN ELÉCTRICA

Los generadores fotovoltaicos irán conectados al inversor con la configuración descrita en el punto 9.4.5. Los tres inversores se situarán en la sala V.7E.0.046 del edificio 7E. Dicha sala es donde se encuentran los cuadros eléctricos de los edificios 7B y 7E y por tanto, donde se ubica la CGBT donde se conectarán ambas instalaciones. Se ha decidido ubicarlos en el interior para que no se vean afectados por las condiciones atmosféricas exteriores. A continuación, se adjunta una imagen de la ubicación de la sala.

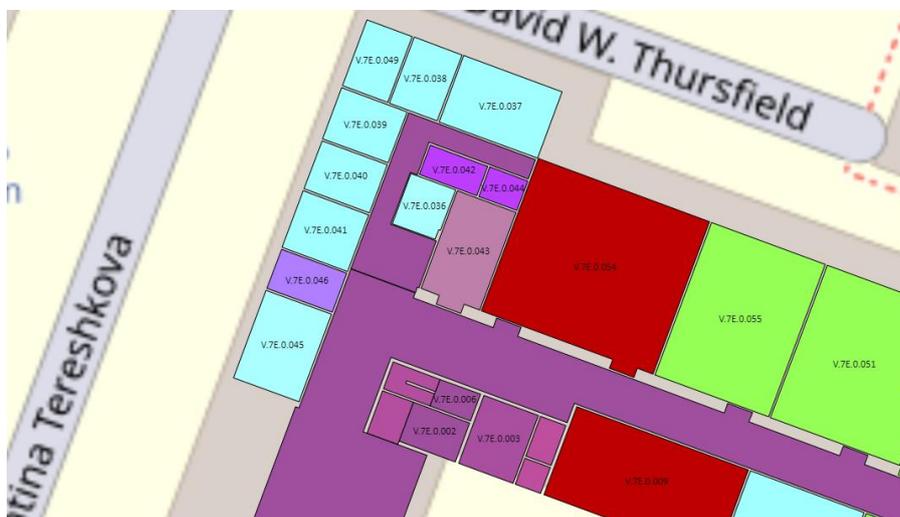


Ilustración 40. Ubicación sala V.7E.0.046

Se ha comprobado que existe potencia disponible para conectar el inversor a dicho cuadro eléctrico comprobando los esquemas unifilares del edificio realizados por Elecnor.

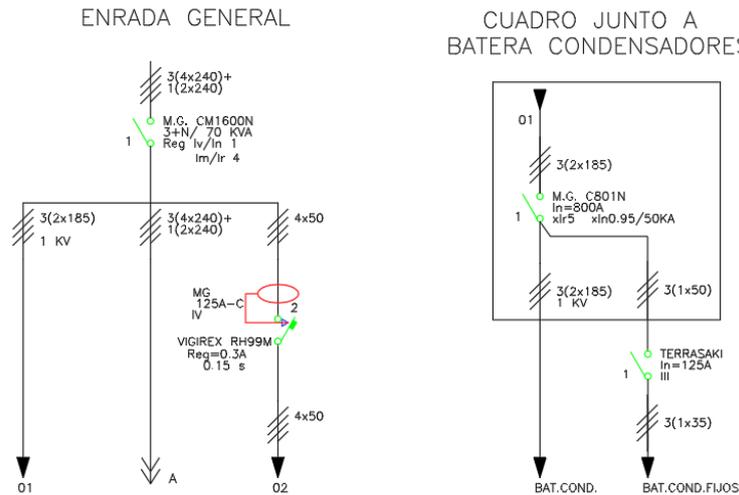


Ilustración 41. Esquema unifilar consejería-Panel 3. Edificio 7B-7E

Teniendo en cuenta que la sección del cableado es de 240 mm² y, que la instalación está formada por tres ternas, la potencia disponible se calcula como:

$$P_{disponible} = 3 \cdot \sqrt{3} \cdot I_{admisible} \cdot V \cdot \cos\varphi = 3 \cdot \sqrt{3} \cdot 520 \cdot 230 \cdot 0,9 = 559,31 \text{ kW}$$

Ecuación 27. Potencia disponible

Teniendo en cuenta que la potencia actual es de 70 kVA (63 kW si se considera un factor de potencia de 0,9), estaría disponible una potencia de 489,31 kW. Debido a que la suma de potencia de ambas instalaciones fotovoltaicas es de 228,49 kWp, existiría capacidad disponible en el cuadro eléctrico del Edificio 7E para la conexión de ambas instalaciones.

Para el diseño de la instalación eléctrica se ha tenido en cuenta el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y las Instrucciones Técnicas Complementarias.

9.6.1. Conductores

Existen distintas zonas en la instalación en relación con el cableado utilizado: el cableado que va en CC desde los módulos hasta los inversores y, el cableado en CA, que va desde los inversores hasta el punto de conexión del sistema que, en este caso se hará en el cuadro general de baja tensión del Edificio 7E.

La ITC-BT-40 recomienda que la caída de tensión sea inferior al 1,5% entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública y que los cables de conexión estén dimensionados para una intensidad 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública.

9.6.1.1. Conductores de corriente continua

La siguiente tabla muestra la potencia y la sección de los strings de corriente continua asignada a cada inversor.

Diseño de un plan de implantación progresiva de instalaciones fotovoltaicas en las cubiertas del Campus de Vera de la Universitat Politècnica de València

Edificio	Inversor	String	Potencia (kWp)	Sección (mm ²)
7B	Inversor 1	FV1	13,685	4
		FV2	13,685	4
		FV3	13,685	4
		FV4	13,685	4
		FV5	13,685	4
		FV6	13,685	4
	Inversor 2	FV7	13,685	4
		FV8	13,685	4
		FV9	13,685	4
		FV10	13,685	4
		FV11	13,685	4
		FV12	13,685	4
7E	Inversor 3	FV13	13,090	4
		FV14	13,090	4
		FV15	13,090	4
		FV16	13,090	4
		FV17	13,090	4

Ecuación 28. Conductores de corriente continua Edificios 7B y 7E

La siguiente tabla muestra las características del cableado seleccionado.

Conductor	K
Aislamiento	Z2
Cubierta	Z2
Tensión nominal	0,6/1kV
Rango de temperaturas	-40°C a 90°C
Intensidad admisible al aire libre (A)	55
Intensidad admisible sobre una superficie (A)	52
Sección (mm²)	4

Tabla 49. Características técnicas del cableado de continua

La conexión entre módulos se realiza a través de los propios conductores de los módulos, de sección 4mm². Dicho cableado está compuesto por dos conductores, el polo positivo y el negativo. La conexión entre los módulos fotovoltaicos y los inversores se realizará con conductores de cobre H1Z2Z2-K, los cuales son específicos para instalaciones fotovoltaicas y, pueden utilizarse tanto en instalaciones exteriores como interiores.

9.6.1.2. Conductores de corriente alterna

Se utilizarán dos cable diferentes, el primero el que conectará el inversor a la unión del embarrado común y, el segundo que unirá la unión del embarrado común con la CGBT. Este segundo tramo será de tipología unipolar. La siguiente tabla muestra la potencia transportada y la sección de cada una de estas secciones descritas para las instalaciones de los edificios 7B y 7E.

Edificio	Tramo	Identificación	Potencia (kWp)	Sección (mm ²)
7B	Inversor 1 -Punto conexión	FV18	82,11	50
	Inversor 2 -Punto conexión	FV19	82,11	50
	Punto de conexión - CGBT	FV20	164,22	185
7E	Inversor 3 -CGBT	FV21	65,45	35

Tabla 50. Conductores de corriente alterna Edificio 7B y 7E

El cableado utilizado en ambos caso es RZ1-K(AS). Este tiene las siguientes características.

Conductor	K
Aislamiento	Z
Cubierta	Z1
Tensión nominal	0,6/1kV
Rango de temperaturas	-40°C a 90°C
Sección (mm²)	35/ 50/ 185
Intensidad admisible al aire 30°C (A)	153/ 188/ 460

Tabla 51. Características técnicas del cableado de alterna

9.6.2. Protecciones

En este subapartado se describen las medidas adoptadas en las instalaciones de análisis para la protección de las personas y la protección contra sobretensiones y cortocircuitos.

Todas las instalaciones que transforman cualquier tipo de energía en electricidad deben cumplir, con lo estipulado en la ITC BT-40.

9.6.2.1. Protecciones en continua

Con objeto de proteger frente a sobretensiones en el lado de continua de ambos edificios, se instalará un fusible por string de corriente nominal 25 A. El fusible seleccionado es el modelo 491650 gPV CILINDROS de DF Electric.

Para protección frente a sobretensiones en continua en la instalación fotovoltaica se ha escogido un DPS Tipo 2, el cual es un sistema basado en varistores o diodos Zener, en los que la impedancia decrece gradualmente cuando el voltaje aumenta. El modelo seleccionado es DEHNgard SE H 1000 FM de la marca DEHN.

9.6.2.2. Protecciones en alterna

Por cada inversor existirán las siguientes protecciones:

- Interruptor magnetotérmico: Para la protección de la instalación frente a cortocircuitos y sobrecargas. La protección seleccionada es el modelo C120N 4P 125A de SCHNEIDER para el Edificio 7B y el modelo Acti 9 C120 para el Edificio 7E.
- Interruptor diferencial: Para la detección de derivaciones y proteger a las personas frente a contactos indirectos. El interruptor diferencial elegido será un interruptor de 4 polos, con una sensibilidad baja de 300 mA tipo A y una corriente nominal de 200 A en el Edificio 7B y, de 160 A en el Edificio 7E, ya que, es recomendable que la que sea superior a $1.45 \cdot I_n$ del interruptor magnetotérmico aguas arriba.
- Dispositivo de protección contra sobretensiones. Es dispositivo seleccionado será el mismo que para el lado de continua.

- Seguidamente, a las protecciones por inversor existirá un interruptor automático general situado en el embarrado principal que, permitirá el corte de toda la instalación y un seccionador. La protección seleccionada es el modelo VL630H en el Edificio 7B y el modelo A9N18374 Schneider en el Edificio 7E.

9.6.3. Puesta a tierra

La puesta a tierra es un elemento imprescindible debido a que protegen tanto a las personas como a los equipos del riesgo eléctrico. Su funciones principales son limitar la tensión de las masas metálicas con respecto a tierra, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar el riesgo debido a una avería en los materiales eléctricos utilizados.

A continuación, se adjunta en la siguiente tabla las características principales de la puesta a tierra de ambos edificios. En los ANEXOS se encuentran los cálculos realizadas para el dimensionamiento de las puestas a tierra.

Características		
Conductores de protección	Unión Panel – Estructura	RZ1 – K (AS) 0,6/1 kV, Cu, 1 x 25mm ²
Conductores de equipotencialidad	Estructura	RZ1 – K (AS) 0,6/1 kV, Cu, 1 x 50 mm ²
	Inversor	RZ1 – K (AS) 0,6/1 kV, Cu, 1 x 16 mm ²
Conductores de puesta a tierra	Unión Borne – Toma	Protegido contra la corrosión, cobre, 25 mm ²
Electrodos		Pica para toma de tierra, recubierta de cobre, 0,8 m, 2 ud

Tabla 52. Características de la puesta a tierra de las instalaciones FV de los edificios 7B y 7E

9.7. ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA GENERADA

Para calcular la producción de dichas instalaciones, se ha utilizado, como ya se ha dicho, el modelo de SAM llamado Detailed PV model. En dicho modelo se calcula la producción indicando las características tanto de la ubicación como de los componentes de la instalación. En los ANEXOS se incluye el procedimiento seguido para diseñar las instalaciones fotovoltaicas de los Edificios 7B y 7E.

9.7.1. Edificio 7B

La instalación propuesta para la cubierta del edificio 7B, tendría las características mostradas en la siguiente tabla:

	Valores
Energía anual (año 1)	259.905 kWh
Factor de capacidad (año 1)	18,10%
Rendimiento energético (año 1)	1.582 kWh/kW
Rendimiento de la instalación (año 1)	0,83
LCOE (nominal)	1,53 c€/kWh
LCOE (real)	1,24 c€/kWh
Factura de electricidad sin sistema (año 1)	5.184.583 €
Factura de electricidad con sistema (año 1)	5.151.402 €
Ahorro neto con sistema (año 1)	33.180 €
Valor actual neto (VAN)	210.821 €
Período de amortización simple	3,8 años
Período de amortización con descuento	4,5 años
Costo de capital neto	151.287 €

Tabla 53. Principales características de la instalación FV del Edificio 7B

Destacar que la diferencia entre periodo de amortización simple y periodo de amortización con descuento es que el primero hace referencia a la cantidad de tiempo requerido para recuperar el coste de una inversión considerando que el coste del dinero se mantiene constante a lo largo de los años, mientras que el descontado, se refiere a la cantidad de tiempo requerido para recuperar el costo de una inversión teniendo en cuenta los efectos del paso del tiempo en el dinero.

Destacar que la reducción de la factura es solo un pequeño porcentaje debido a que se ha considerado como demanda la total del campus de Vera.

El periodo de amortización es relativamente bajo, de 3,8 años, debido a que se ha considerado el precio medio de la energía (OMIP) del año 2021 a fecha del mes de noviembre, el cual, como se dijo anteriormente es 73,57 €/MWh. Si se considerase el aumento del precio de la electricidad que se está dando estos días, el periodo de retorno se vería reducido.

A continuación, se muestra, en el próximo gráfico, la producción de energía mensual estimada por SAM.

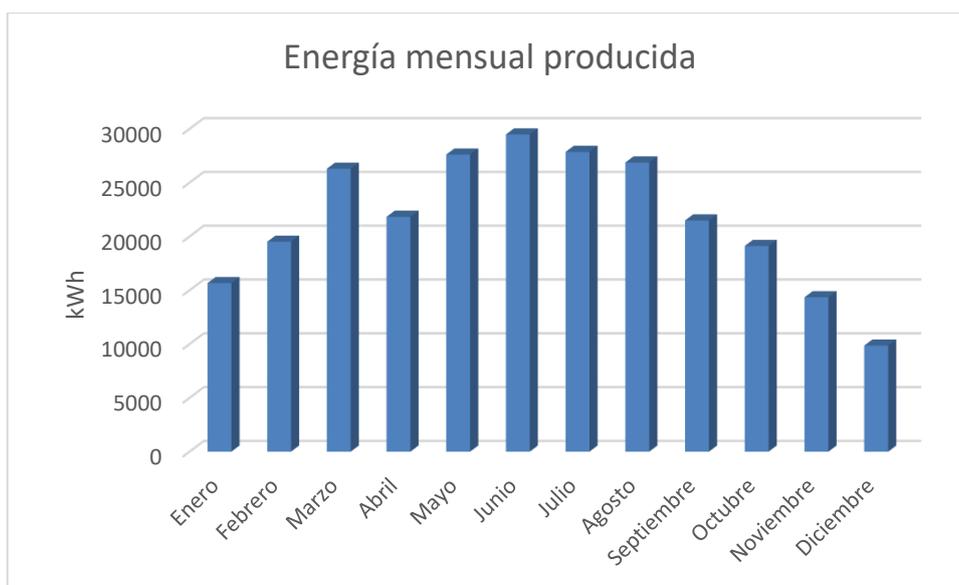


Ilustración 42. Energía producida en kWh Edificio 7B [15]

Según el gráfico anterior, el mes con mayor producción es el mes de junio con un valor cercano a los 29,5 MWh, seguido de los meses de julio y mayo, lo cual tiene sentido ya que son los meses en los que Valencia recibe mayor radiación solar diaria. El mes con menor producción es diciembre con un valor de 9,9 MWh, seguido de noviembre y enero que, contrariamente a los 3 meses anteriores, son los que menor radiación solar diaria reciben.

El siguiente gráfico observa la producción de energía anual estimada por SAM que tendría la instalación FV durante su vida útil (25 años). Se observa como con el paso de los años la producción se ve disminuida como consecuencia de la degradación progresiva de los módulos. Comparando el año 1 con respecto al año 25, la producción de energía se vería reducida un 11,34%.

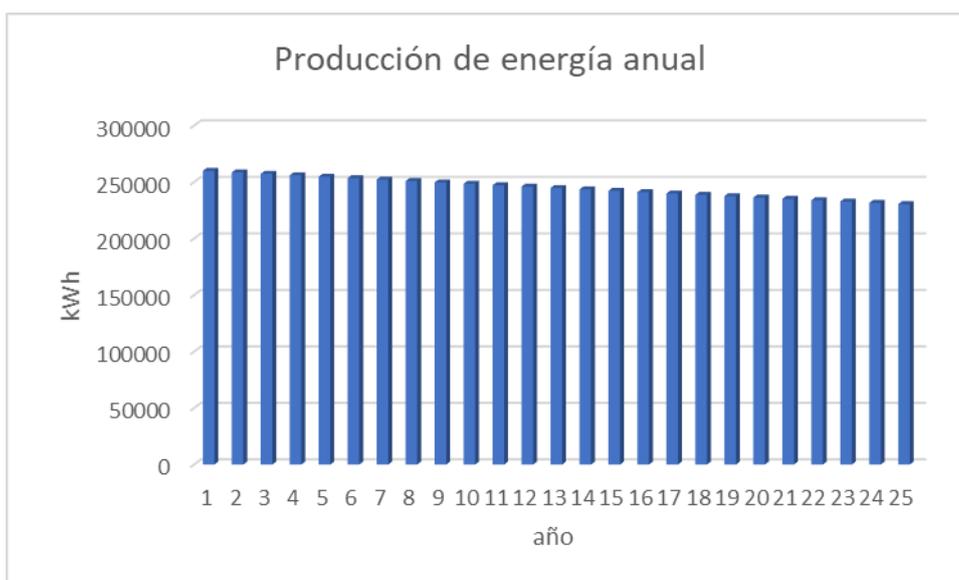


Ilustración 43. Producción de energía anual Edificio 7B [15]

9.7.2. Edificio 7E

La instalación propuesta para la cubierta del edificio 7B, tendría las características mostradas en la siguiente tabla:

	Valores
Energía anual (año 1)	104.020 kWh
Factor de capacidad (año 1)	18,10%
Rendimiento energético (año 1)	1.589 kWh/kW
Rendimiento de la instalación (año 1)	0,82
LCOE (nominal)	1,50 c€/kWh
LCOE (real)	1,22 c€/kWh
Factura de electricidad sin sistema (año 1)	5.184.583 €
Factura de electricidad con sistema (año 1)	5.171.482 €
Ahorro neto con sistema (año 1)	13.100 €
VAN	83.277 €
Período de amortización simple	3,7 años
Período de amortización con descuento	4,4 años
Costo de capital neto	58.172 €

Tabla 54. Principales características de la instalación FV del Edificio 7E

Destacar que la reducción de la factura es solo un pequeño porcentaje debido a que se ha considerado como demanda la total del campus de Vera.

El periodo de amortización es relativamente bajo, de 3,7 años, debido a que se ha considerado el precio medio de la energía (OMIP) del año 2021 a fecha del mes de noviembre, el cual, como se dijo anteriormente es 73,57 €/MWh. Si se considerase el aumento del precio de la electricidad que se está dando estos días, el periodo de retorno se vería reducido.

A continuación, se muestra, en el próximo gráfico, la producción de energía mensual estimada por SAM.

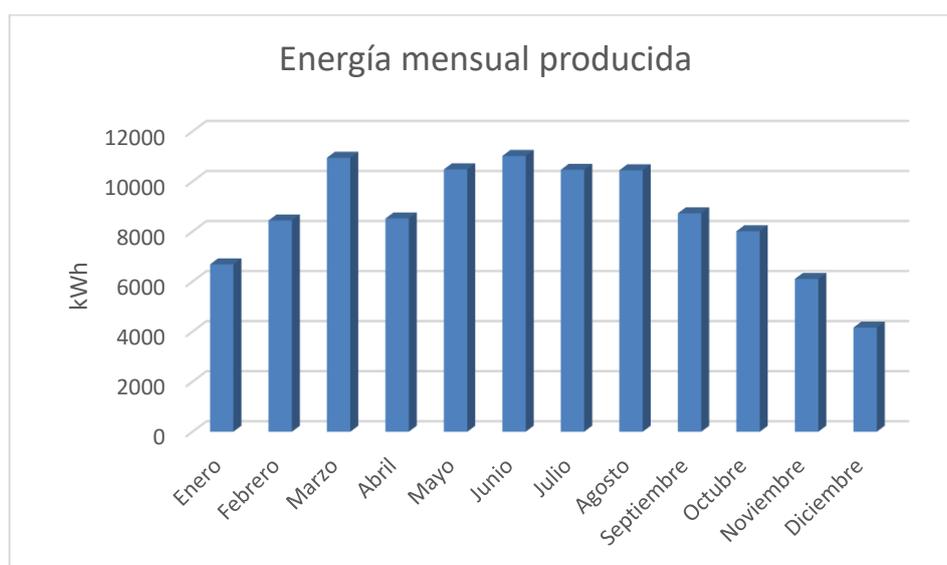


Ilustración 44. Energía mensual producida Edificio 7E [15]

Según el gráfico anterior, el mes con mayor producción es el mes de junio con un valor cercano a los 11,0 MWh, seguido de los meses de marzo y julio. El mes con menor producción es diciembre con un valor de 4,2 MWh, seguido de noviembre y enero.

El siguiente gráfico observa la producción de energía anual estimada por SAM que tendría la instalación FV durante su vida útil (25 años). Se observa como con el paso de los años la producción se ve disminuida como consecuencia de la degradación progresiva de los módulos. Comparando el año 1 con respecto al año 25, la producción de energía se vería reducida un 11,34%.

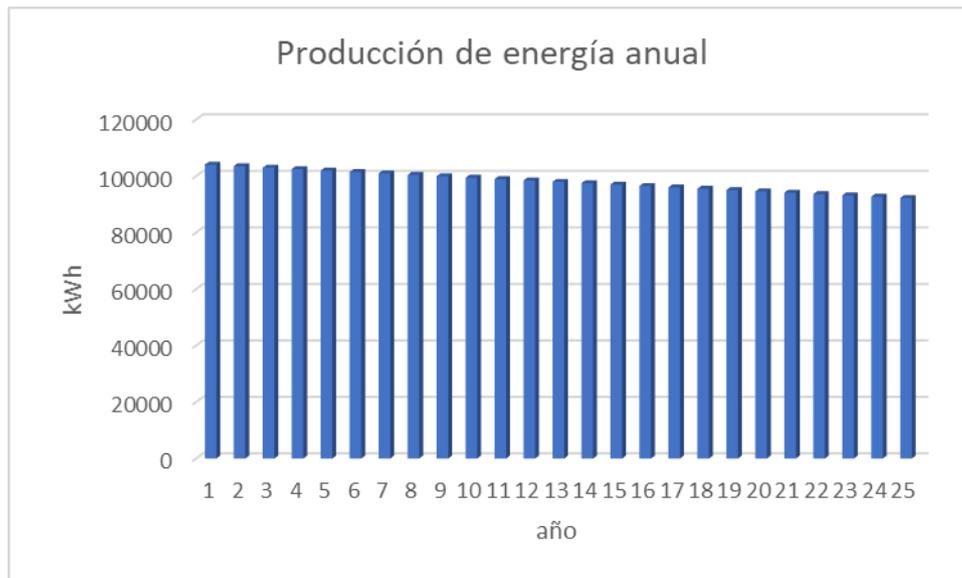


Ilustración 45. Producción de energía anual Edificio 7E [15]

CAPÍTULO 10. CONCLUSIONES

En el presente Trabajo de Fin de Máster, se ha evaluado para el Campus de Vera, perteneciente a la Universidad Politécnica de Valencia, el potencial fotovoltaico de las cubiertas, las cuales podrían utilizarse para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. De entre los 101 edificios que alberga el campus, la superficie total disponible para la instalación de fotovoltaica, tras descartar la superficie ocupada por otros elementos y las sombras generadas por estos mismos y por los edificios colindantes, es de 69.950 m².

Actualmente la Universidad cuenta con un consumo muy elevado de electricidad, de aproximadamente 38 GWh anuales, por lo que la instalación de fotovoltaica en los espacios disponibles en las cubiertas del Campus lograría una gran reducción de la factura eléctrica anual. Además, como consecuencia de la visibilidad pública que tiene la Universidad Politécnica de Valencia, la instalación de renovables en sus edificios serviría de ejemplo para la sociedad, tanto a los ciudadanos en sus propias viviendas, como a otras universidades.

En este proyecto se ha analizado la viabilidad técnico-económica de varios escenarios de sistemas fotovoltaicos. Los principales escenarios de sistema fotovoltaico considerados han sido que el sistema sea de autoconsumo con o sin excedentes. En el escenario en que el sistema sea de autoconsumo sin excedentes, este se ha dimensionado para no producir excedentes ya que, estos se desperdiciarían. En este caso la potencia instalada sería de 4 MW, con la que se obtendría una generación de 6,741 GWh anuales, su inversión sería de 3,677 M€ y, tendría un payback de 5,68 años. Hay que destacar además que su instalación supondría una reducción de la electricidad demandada a la red del 17,8% en el Campus. Por otro lado, en el escenario en que el sistema es de autoconsumo con excedentes, se ha utilizado todas las cubiertas disponibles para instalar en ellas fotovoltaica debido a que todo el excedente de electricidad producido se venderá, obteniendo con ello un beneficio económico. En este caso se obtendría que la potencia a instalar sería de 6,3 MW que, supondría una generación de 10,617 GWh anuales, su inversión sería de 5,792 M€ y, tendría un payback de 5,84 años. Destacar además que su instalación supondría una reducción de la electricidad demandada a la red del 27,47% en el Campus. El inconveniente de que la instalación sea de autoconsumo con excedentes es que, debido a la elevada potencia del sistema fotovoltaico, la tramitación administrativa es mucha más compleja y, es posible que no se le conceda un punto de conexión al no haber potencia disponible en las subestaciones cercanas.

Aunque la energía fotovoltaica es hoy en día una tecnología muy consolidada, el

aumento del precio de la electricidad que se está viviendo actualmente, hace que este tipo de instalaciones sean aún más rentables. Para tener en cuenta este hecho, se ha analizado, como aumentaría la viabilidad económica de la instalación si el OMIP pasase de tener un valor de 73,57 €/MWh (valor medio agosto 2020-octubre 2021) a 150 €/MWh. Con este cambio se obtendría una reducción del payback de 1,63 años. Teniendo en cuenta el posible aumento del precio de la electricidad y las dificultades administrativas que puede conllevar verter los excedentes a red, se ha estudiado la opción de que el sistema tenga un sistema antivertido y se aproveche toda la superficie disponible. En este caso el sistema tendría un payback de 6,24 años, superior al caso de sistema de autoconsumo con excedentes, al no recibir compensación económica por los excedentes.

Todos estos escenarios se han analizado considerando una inclinación óptima de los módulos que, para la localización del Campus según PVGIS [22], es de 37°. En el caso de que los módulos tuviesen una inclinación de 15° la potencia que sería posible instalar sería mayor. En concreto, esta sería de 7,875 MW, un 25% superior a la que podría instalarse con una inclinación de 37°. Con esta inclinación y potencia disponible, considerando que no se obtienen beneficios de la energía vertida a la red, se obtendría una generación de 12,685 GWh anuales, su inversión sería de 7,240 M€ y, tendría un payback de 6,96 años. Destacar además que su instalación supondría una reducción de la electricidad demandada a la red del 32,3% en el Campus.

Como diseño final se propone ocupar toda la superficie disponible en las cubiertas, es decir 69.950 m² para la instalación de 6,3 MW y, que en caso de existir capacidad disponible en el punto de conexión, el sistema sea de autoconsumo con excedentes, con objeto de recibir una compensación monetaria por la energía excedente vertida. Se ha elegido este escenario debido a que se espera que la demanda de electricidad aumente en los próximos años y es el escenario con mayor viabilidad económica.

Una vez se ha seleccionado el escenario que más interesaría para el Campus de Vera, se han realizado dos planos de implantación, uno a 5 y otro a 10 años. Con estos planes de implantación se ha querido dar un orden prioritario de los edificios del Campus más prometedores para la instalación de fotovoltaica, con el fin de que, si en algún momento la Universitat Politècnica de València se decidiese a aprovechar las cubiertas del Campus para la instalación de fotovoltaica, se supiera qué cubiertas tienen espacio para una mayor capacidad fotovoltaica y por tanto, producirían una mayor cantidad de electricidad renovable. En el plan de implantación a 5 años, la potencia a instalar sería de aproximadamente 1,25 MW (1,319 MW, 1251 MW, 1,251 MW, 1,254 MW y 1,199 MW) y la inversión anual de 1,15 M€. Por otro lado, en el plan de implantación a 10 años, la potencia a instalar sería de aproximadamente 600 kW (531 kW, 572 kW, 623 kW, 696 kW, 674 kW, 648 kW, 665 kW, 666 kW, 669 kW, 530 kW) y la inversión anual de 0,55 M€.

Finalmente, a partir de este proyecto se ha podido comprobar que las instalaciones de autoconsumo de gran envergadura son algo complejas debido a posibilidad de que en las cubiertas haya instalaciones y obstáculos existentes, los cuales generan sombras y

por tanto, reducen la superficie disponible para la instalación de fotovoltaica en ellas, pero factibles y rentables.

CAPÍTULO 11. BIBLIOGRAFÍA

1. BIBLIOGRAFÍA

- [1] M. p. I. T. E. y. e. R. Demográfico, «Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de marzo de 2021, por el que se adopta la versión final del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030,» 2021 marzo 2021. [En línea]. Available: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-5106. [Último acceso: 21 enero 2022].
- [2] I. K. A. J.-W. N. T. S. S. Katalin Bódis, «Una evaluación geoespacial de alta resolución del potencial solar fotovoltaico en los tejados de la Unión Europea,» octubre 2019. [En línea]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032119305179?via%3Dihub>. [Último acceso: 21 enero 2022].
- [3] M. y. A. U. Ministerio de Transportes, «ERESEE 2020,» junio 2020. [En línea]. Available: https://www.mitma.gob.es/recursos_mfom/paginabasica/recursos/es_ltrs_2020.pdf. [Último acceso: 21 enero 2022].
- [4] U. d. M. Ambiente, «Universidad Politècnica de València,» Febrero 2021. [En línea]. Available: http://www.upv.es/entidades/AMAPUOC/menu_urlc.html?https://intranet.upv.es/pls/soalu/ama_ceus.show_grupos_ed?P_VISTA=MSE&P_IDIOMA=c. [Último acceso: 2021 Noviembre 2021].
- [5] U. d. Jaén, «Proyecto de instalación para la producción de energía solar fotovoltaica 20/20,» Universidad de Jaén, 2020. [En línea]. Available: <https://www.ujaen.es/servicios/utecnica/proyecto-de-instalacion-para-la-produccion-de-energia-solar-fotovoltaica-2020>. [Último acceso: 2021 enero 2022].
- [6] EDIF, «EIDF SOLAR, ADJUDICATARIA DE SEIS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS EN LA UNIVERSIDAD DE VIGO,» EDIF, 6 noviembre 2019. [En línea]. Available: <https://www.eidsolar.es/edf-solar-adjudicataria-de-seis-instalaciones-fotovoltaicas-para-la-universidad-de-vigo/>. [Último acceso: 21 enero 2022].
- [7] S. S. Chilet, «Instalaciones Fotovoltaicas disponibles en la UPV,» Universitat Politècnica de València, 2020. [En línea]. Available:

- <https://www.cursofotovoltaica.com/instalaciones-solares-fotovoltaicas/>. [Último acceso: 2022 Agosto 26].
- [8] OMIE, «OMIE,» 15 Noviembre 2021. [En línea]. Available: <https://www.omie.es/es/publicaciones>. [Último acceso: 21 Noviembre 2021].
- [9] B. y. M. Españoles, «Precio cierre último día,» Agosto 2022. [En línea]. Available: <https://www.meff.es/esp/Derivados-Commodities/Precios-Cierre>. [Último acceso: 26 Agosto 2022].
- [10] HuellaSolar, «Huellasolar Aplicación Web,» 2022. [En línea]. Available: <http://www.huellasolar.com/>. [Último acceso: 8 Agosto 2022].
- [11] E. Commission, «PVGIS Photovoltaic Geographical Information System,» 2022. [En línea]. Available: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-photovoltaic-geographical-information-system_en. [Último acceso: 24 08 2022].
- [12] U. P. d. València, «UPV,» 21 Noviembre 2021. [En línea]. Available: <http://www.upv.es/plano/plano-2d-es.html>.
- [13] J. C. U. Lázaro, «Informe final de adjudicación expediente: MY20/00702/S/55 y propuesta de adjudicación,» Valencia, 2020.
- [14] M. y. A. U. Ministerio de Transporte, «Código Técnico de la Edificación,» Abril 2009. [En línea]. Available: <https://www.codigotecnico.org/pdf/Documentos/SE/DBSE-AE.pdf>. [Último acceso: 16 Enero 2022].
- [15] N. R. E. L. (NREL), *System Advisor Model (SAM)*, Golden, Colorado, 2022.
- [16] ENF, «Vertex TSM-DE20 585-605,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.enfsolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/48062>. [Último acceso: 1 Agosto 2022].
- [17] K. B. A. J.-W. F. M.-F. S. S. Ioannis Kougias, «Wiley Online Library,» 6 julio 2015. [En línea]. Available: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/pip.2640>. [Último acceso: 18 enero 2022].
- [18] N. R. E. Laboratory, *HOMER Energy*, Estados Unidos, 2022.
- [19] T. y. C. IDAE y Ministerio de Industria, «Plan de Energías Renovables 2011- 2020,» Madrid, 2011.
- [20] IDAE, «Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables,» Madrid, 2011.

- [21] R. E. d. España, «ESIOS. Sistema de información del operador del sistema,» 6 diciembre 2022. [En línea]. Available: <https://www.esios.ree.es/es/analisis>. [Último acceso: 6 diciembre 2022].
- [22] T. E. Commission's, «Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS),» 24 Marzo 2021. [En línea]. Available: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>. [Último acceso: 19 Diciembre 2021].
- [23] Google, «Google Earth,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.google.com/earth/versions/>. [Último acceso: 29 Agosto 2029].
- [24] Sunsupport, «Características estructura triangular velerta support,» [En línea]. Available: <https://www.sunsupport.es/2021/10/20/caracteristicas-estructura-triangular-veleta-de-sunsupport/>. [Último acceso: 29 Agosto 2022].
- [25] Sunsupport, «Triangular doble "Mulhacén",» [En línea]. Available: <https://www.sunsupport.es/produits/estructura-super-triangulo-mulhacen/>. [Último acceso: 29 Agosto 2022].
- [26] M. y. A. U. Ministerio de Transporte, «Código Técnico de la Edificación,» Abril 2009. [En línea]. Available: <https://www.codigotecnico.org/pdf/Documentos/SE/DBSE-AE.pdf>. [Último acceso: 16 Enero 2022].
- [27] M. y. A. U. Gobierno de España. Ministerio de Transporte, «Documento Básico SE-AE. Seguridad Estructural Acciones en la edificación,» 2009. [En línea]. Available: <https://www.codigotecnico.org/pdf/Documentos/SE/DBSE-AE.pdf>. [Último acceso: 24 12 2021].
- [28] Meteoblue, «Meteoblue weather close to you,» 2021. [En línea]. Available: https://www.meteoblue.com/es/tiempo/historyclimate/climatemodelled/valencia_esp%C3%B1a_2509954. [Último acceso: 24 12 2021].
- [29] A. A. y. g. energética, «Estudio Energético Implantación de energías renovables en las instalaciones pertenecientes a la Universitat Politècnica de València,» Valencia, 2020.
- [30] D. S. d. I. y. G. d. T. d. A. d. ENERAGEN, «Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía,» 10 2020. [En línea]. Available: <https://www.idae.es/publicaciones/guia-profesional-de-tramitacion-del-autoconsumo>. [Último acceso: 08 11 2021].
- [31] I. C. València, «Visor de Cartografía,» 2020. [En línea]. Available: <https://visor.gva.es/visor/>. [Último acceso: 08 11 2021].

- [32] U. N. España, «UNE Normalización España,» 11 2004. [En línea]. Available: <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma/?c=N0032340>. [Último acceso: 2021 Diciembre 2021].
- [33] B. d. España, «Tabla de tipos de interés, activos y pasivos, aplicados por las entidades,» diciembre 2021. [En línea]. Available: https://clientebancario.bde.es/pcb/es/menu-horizontal/productoservici/relacionados/tiposinteres/guia-textual/tiposinteresprac/Tabla_de_tipos__a0b053c69a40f51.html. [Último acceso: 23 enero 2022].
- [34] I. W. I. Data, «Inflacion de España 2021,» noviembre 2021. [En línea]. Available: <https://www.inflation.eu/es/tasas-de-inflacion/espana/inflacion-historica/ipc-inflacion-espana-2021.aspx>. [Último acceso: 23 enero 2022].
- [35] A. J. Martínez, «Viabilidad económica instalación solar fotovoltaica. Cálculo del VAN,» 13 agosto 2013. [En línea]. Available: <http://generaciondistribuida.blogspot.com/2013/08/viabilidad-economica-instalacion-solar.html>. [Último acceso: 23 enero 2022].
- [36] D. S. d. I. y. G. d. T. d. A. d. ENERAGEN, «Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía,» 10 2020. [En línea]. Available: <https://www.idae.es/publicaciones/guia-profesional-de-tramitacion-del-autoconsumo>. [Último acceso: 08 11 2021].
- [37] M. d. C. y. Tecnología, «http://www.uco.es/electrotecnia-etsiam/reglamentos/REBT/ITC_BT_40.pdf,» [En línea]. Available: http://www.uco.es/electrotecnia-etsiam/reglamentos/REBT/ITC_BT_40.pdf. [Último acceso: 26 Diciembre 2021].
- [38] U. d. Murcia, «Campus Sostenible Saludable,» Universidad de Murcia, 2016. [En línea]. Available: https://www.um.es/web/campusostenible/noticias/visualizador/-/asset_publisher/CEr0n5QYnn1j/content/la-fotovoltaica-ofrece-beneficios-ambientales-en-la-umu. [Último acceso: 2021 enero 2022].
- [39] I. W. I. Data, «Inflación de España en 2021,» noviembre 2021. [En línea]. Available: <https://www.inflation.eu/es/tasas-de-inflacion/espana/inflacion-historica/ipc-inflacion-espana-2021.aspx>. [Último acceso: 23 enero 2022].

PRESUPUESTO

1. PRESUPUESTO GENERAL CAMPUS DE VERA

Debido a la gran cantidad de edificios analizados en este trabajo, se ha decidido hacer un presupuesto extrapolado de los presupuestos específicos realizados en el punto 2 de este mismo Capítulo. Concretamente, lo que se ha hecho es poner el precio exacto de los principales elementos de la instalación, los módulos y los inversores y, estimar el de algunos elementos como los metros de cable, las protecciones, etc.

A continuación, se adjunta el precio de cada partida considerado para la realización del presupuesto de las cubiertas del Campus de Vera con potencial de instalación fotovoltaica:

- El precio del módulo fotovoltaico TSM-DE20 585-605 W es de 178,5 €, lo que supone un coste por watio de 0,3 €/Wp.
- Según la potencia del inversor, su precio variará. A continuación, se adjunta el presupuesto de cada modelo de inversor que se ha propuesto utilizar en este trabajo.

Potencia nominal	Marca	Modelo	Precio (€)
4	Huawei	SUN2000L-4KTL	1212,01
5	Huawei	SUN2000 -5KTL-L0	1028,5
6	Huawei	SUN2000-6KTL-L1 6000W	1327,96
7	Fronius	Symo 7-3-M light 7kW	2007
10	Huawei	SUN2000 -10KTL-M1	2005,4
12	Huawei	SUN2000-12KTL-M2 12kW	2096,18
15	Huawei	SUN2000-15KTL-M2 15kW	2403,44
20	Huawei	SUN2000 -20KTL-M1	2494,4
25	Huawei	SUN2000-25/30KTL	2560
30	Huawei	SUN2000-30KTL-M3	3106,45
36	Huawei	SUN2000-36KTL-M3	3201,66
40	Huawei	SUN2000-40KTL-M3	3670,09
45	Huawei	HUAWEI 45KTL 1500V System	4300
50	Huawei	SUN2000-50KTL-M0	4231,2
55	SolarEdge	SE55K	4674,21
60	Huawei	SUN2000 -60KTL -M0	4500
65	Huawei	SUN2000-65KTL-M0	5321,02
75	Huawei	SUN2000-75KTL-C1	6586,23
80	Deye	SUN-80K-G	6295,5
100	Huawei	SUN2000-100KTL-M1	6842,3

Tabla 55. Costes inversores

- Precio de labor de instalación. Este precio variará según la potencia instalada del sistema fotovoltaico. Según Iberdrola, los precios serían:
 - $P_{instalada} \geq 100$ kW: 0,085 €/W
 - 50 kW $\leq P_{instalada} < 100$ kW: 0,1 €/W
 - $P_{instalada} < 50$ kW: 0,115 €/W

Teniendo en cuenta todos los costes, se obtendría un presupuesto diferente según el tamaño de la instalación.

A continuación, se adjunta el presupuesto total de todas las instalaciones fotovoltaicas que se instalarán en el Campus.

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 01 - CAPTACIÓN SOLAR									
CAPFV595	Ud. PANEL FV 595WP MONOCRIST VERTEX TSM-DE20 585-605 Panel fotovoltaico Trina Solar monocristalino de 120 células modelo VERTEX TSM-DE20 585-605. Potencia pico del panel: 595W. Tensión de máxima potencia: 34,2V. Tensión en circuito abierto Voc: 41,3V. Intensidad de máxima potencia: 10,7A. Intensidad de cortocircuito Isc: 18,47A. Eficiencia de módulo: 21% Dimensiones del panel: 2172*1303*35mm. Peso: 30,9Kg.								
							10.545,00	178,50	1.882.282,50
ESTRURA	Ud. ESTRUCTURA FIJA PARA MÓDULOS Estructura de aluminio para soporte de paneles fotovoltaicos sobre techos y cubiertas inclinadas en chapa, en disposición horizontal o vertical, con disponibilidad de cualquier inclinación gradual, anclaje a hormigón y correas metálicas, doble perfil grande, con capacidad 4 módulos								
							2.637,00	249,15	657.008,55
CONECESTRUCT	Ud. Elementos de fijación, lastre y tornillería Elementos de fijación, lastre y tornillería para la unión entre las estructuras de aluminio								
							2.637,00	5,10	13.448,70
TOTAL CAPÍTULO 01 - CAPTACIÓN SOLAR.....									2.525.842,35
CAPÍTULO 02 - INVERSOR									
INV4KW	Ud. INVERSOR HUAWEI 4kW Inversor SUN2000L-4KTL de 98,4% de rendimiento, para 2 MPPT, con las siguientes características: ENTRADA - Tensión max. entrada. 600 V. - Corriente máx. por MPPT: 25 A. - Tensión nominal entrada: 90-560 V. SALIDA - Potencia activa: 4,4 kW. - Tensión nominal salida: 220/400V.								
							1,00	1.212,01	1.212,01
INV5KW	Ud. INVERSOR HUAWEI 5kW Inversor SUN2000 -5KTL-L0 de 98,4% de rendimiento, para 2 MPPT, con las siguientes características: ENTRADA - Tensión max. entrada. 600 V. - Corriente máx. por MPPT: 25 A. - Tensión nominal entrada: 90-560 V. SALIDA - Potencia activa: 5,0 kW. - Tensión nominal salida: 220/400V.								
							3,00	1.028,50	3.085,50
INV7KW	Ud. INVERSOR FRONIUS 7kW Inversor Symo 7-3-M light de 98% de rendimiento, para 2 MPPT, con las siguientes características: ENTRADA - Tensión max. entrada. 1.000 V. - Corriente máx. por MPPT: 16 A. - Tensión nominal entrada: 228-800 V. SALIDA - Potencia activa: 7,0 kW. - Tensión nominal salida: 220/400V.								
							2,00	2.007,00	4.014,00

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
INV10KW	<p>Ud. INVERSOR HUAWEI 10kW</p> <p>Inversor SUN2000 -10KTL-M1 de 98,6% de rendimiento, para 2 MPPT, con las siguientes características:</p> <p>ENTRADA</p> <ul style="list-style-type: none"> - Tensión max. entrada. 1.100 V. - Corriente máx. por MPPT: 11 A. - Tensión nominal entrada: 140-980 V. <p>SALIDA</p> <ul style="list-style-type: none"> - Potencia activa: 10,0 kW. - Tensión nominal salida: 220/400V. 								
							9,00	2.005,40	18.048,60
INV15KW	<p>Ud. INVERSOR HUAWEI 15kW</p> <p>Inversor SUN2000-15KTL-M2 de 98,65% de rendimiento, para 2 MPPT, con las siguientes características:</p> <p>ENTRADA</p> <ul style="list-style-type: none"> - Tensión max. entrada. 1.080 V. - Corriente máx. por MPPT: 22 A. - Tensión nominal entrada: 160-950 V. <p>SALIDA</p> <ul style="list-style-type: none"> - Potencia activa: 15,0 kW. - Tensión nominal salida: 220/400V. 								
							1,00	2.403,44	2.403,44
INV20KW	<p>Ud. INVERSOR HUAWEI 20kW</p> <p>Inversor SUN2000 -20KTL-M2 de 98,65% de rendimiento, para 2 MPPT, con las siguientes características:</p> <p>ENTRADA</p> <ul style="list-style-type: none"> - Tensión max. entrada. 1.080 V. - Corriente máx. por MPPT: 22 A. - Tensión nominal entrada: 160-950 V. <p>SALIDA</p> <ul style="list-style-type: none"> - Potencia activa: 20,0 kW. - Tensión nominal salida: 220/400V. 								
							4,00	2.494,40	9.977,60
INV25KW	<p>Ud. INVERSOR HUAWEI 25kW</p> <p>Inversor SUN2000-25/30KTL de 98,6 % de rendimiento, para 3 MPPT, con las siguientes características:</p> <p>ENTRADA</p> <ul style="list-style-type: none"> - Tensión max. entrada. 1.000 V. - Corriente máx: 75 A. - Tensión nominal entrada: 250-950 V. <p>SALIDA</p> <ul style="list-style-type: none"> - Potencia activa: 27,5 kW. - Tensión nominal salida: 480V. 								
							6,00	2.560,00	15.360,00
INV30KW	<p>Ud. INVERSOR HUAWEI 30kW</p> <p>Inversor SUN2000-30KTL-M3 de 98,7 % de rendimiento, para 4 MPPT, con las siguientes características:</p> <p>ENTRADA</p> <ul style="list-style-type: none"> - Tensión max. entrada. 1.100 V. - Corriente máx por MPPT: 26 A. - Tensión nominal entrada: 200-1.000 V. <p>SALIDA</p> <ul style="list-style-type: none"> - Potencia activa: 30,0 kW. - Tensión nominal salida: 230/400 V. 								
							5,00	3.106,45	15.532,25

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
INV36KW	<p>Ud. INVERSOR HUAWEI 36kW</p> <p>Inversor SUN2000-36KTL-M3 de 98,7 % de rendimiento, para 4 MPPT, con las siguientes características:</p> <p>ENTRADA</p> <ul style="list-style-type: none"> - Tensión max. entrada. 1.100 V. - Corriente máx por MPPT: 26 A. - Tensión nominal entrada: 200-1.000 V. <p>SALIDA</p> <ul style="list-style-type: none"> - Potencia activa: 36,0 kW. - Tensión nominal salida: 230/400 V. 						27,00	3.201,66	86.444,82
INV40KW	<p>Ud. INVERSOR HUAWEI 40kW</p> <p>Inversor SUN2000-40KTL-M3 de 98,7 % de rendimiento, para 4 MPPT, con las siguientes características:</p> <p>ENTRADA</p> <ul style="list-style-type: none"> - Tensión max. entrada. 1.100 V. - Corriente máx por MPPT: 26 A. - Tensión nominal entrada: 200-1.000 V. <p>SALIDA</p> <ul style="list-style-type: none"> - Potencia activa: 40,0 kW. - Tensión nominal salida: 230/400 V. 						6,00	3.670,09	22.020,54
INV45KW	<p>Ud. INVERSOR HUAWEI 45kW</p> <p>Inversor SUN2000-40KTL-M3 de 98,7 % de rendimiento, para 4 MPPT, con las siguientes características:</p> <p>ENTRADA</p> <ul style="list-style-type: none"> - Tensión max. entrada. 1.500 V. - Corriente máx por MPPT: 22 A. - Tensión nominal entrada: 600-1.450 V. <p>SALIDA</p> <ul style="list-style-type: none"> - Potencia activa: 45,0 kW. - Tensión nominal salida: 600 V. 						7,00	4.300,00	30.100,00
INV50KW	<p>Ud. INVERSOR HUAWEI 50kW</p> <p>Inversor SUN2000-50KTL-M0 de 98,7 % de rendimiento, para 6 MPPT, con las siguientes características:</p> <p>ENTRADA</p> <ul style="list-style-type: none"> - Tensión max. entrada. 1.100 V. - Corriente máx: 132 A. - Tensión nominal entrada: 200-1.000 V. <p>SALIDA</p> <ul style="list-style-type: none"> - Potencia activa: 50,0 kW. - Tensión nominal salida: 380 V. 						6,00	4.231,20	25.387,20
INV55KW	<p>Ud. INVERSOR SolarEdge 55kW</p> <p>Inversor SE55K de 98,3 % de rendimiento, para 1 MPPT, con las siguientes características:</p> <p>ENTRADA</p> <ul style="list-style-type: none"> - Tensión max. entrada. 1.000 V. - Corriente máx: 132 A. <p>SALIDA</p> <ul style="list-style-type: none"> - Potencia activa: 55,0 kW. - Tensión nominal salida: 230/400 V. 						4,00	4.674,21	18.696,84

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
INV60KW	<p>Ud. INVERSOR HUAWEI 60kW</p> <p>Inversor SUN2000 -60KTL-M0 de 98,9 % de rendimiento, para 6 MPPT, con las siguientes características:</p> <p>ENTRADA</p> <ul style="list-style-type: none"> - Tensión max. entrada. 1.100 V. - Corriente máx por MPPT: 22 A. - Tensión nominal entrada: 200-1.000 V. <p>SALIDA</p> <ul style="list-style-type: none"> - Potencia activa: 60,0 kW. - Tensión nominal salida: 230/400 V. 								
							12,00	4.500,00	54.000,00
INV65KW	<p>Ud. INVERSOR HUAWEI 65kW</p> <p>Inversor SUN2000-65KTL-M0 de 98,9 % de rendimiento, para 6 MPPT, con las siguientes características:</p> <p>ENTRADA</p> <ul style="list-style-type: none"> - Tensión max. entrada. 1.100 V. - Corriente máx: 132 A. - Tensión nominal entrada: 200-1.000 V. <p>SALIDA</p> <ul style="list-style-type: none"> - Potencia activa: 65,0 kW. - Tensión nominal salida: 480 V. 								
							6,00	5321,02	31.926,12
INV75KW	<p>Ud. INVERSOR HUAWEI 75kW</p> <p>Inversor SUN2000-75KTL-C1 de 98,9 % de rendimiento, para 6 MPPT, con las siguientes características:</p> <p>ENTRADA</p> <ul style="list-style-type: none"> - Tensión max. entrada. 1.100 V. - Corriente máx por MPPT: 22 A. - Tensión nominal entrada: 200-1.000 V. <p>SALIDA</p> <ul style="list-style-type: none"> - Potencia activa: 75,0 kW. - Tensión nominal salida: 288/500 V. 								
							5,00	6.586,23	32.931,15
INV80KW	<p>Ud. INVERSOR DEYE 80kW</p> <p>Inversor SUN-80K-G de 98,7 % de rendimiento, para 4 MPPT, con las siguientes características:</p> <p>ENTRADA</p> <ul style="list-style-type: none"> - Tensión max. entrada. 1.000 V. - Corriente máx por MPPT: 40 A. - Tensión nominal entrada: 200-850 V. <p>SALIDA</p> <ul style="list-style-type: none"> - Potencia activa: 80,0 kW. - Tensión nominal salida: 400 V. 								
							6,00	6.295,50	37.773,00
INV100KW	<p>Ud. INVERSOR HUAWEI 100kW</p> <p>Inversor SUN2000-100KTL-M1 de 98,8 % de rendimiento, para 20 MPPT, con las siguientes características:</p> <p>ENTRADA</p> <ul style="list-style-type: none"> - Tensión max. entrada. 1.100 V. - Corriente máx por MPPT: 26 A. - Tensión nominal entrada: 200-1.000 V. <p>SALIDA</p> <ul style="list-style-type: none"> - Potencia activa: 100,0 kW. - Tensión nominal salida: 400 V. 								
							13,00	6.842,30	88.949,9

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
MEENERGIA	Ud. MEDIDOR ENERGIA TRIFASICO Medidor de energía trifásico, tipo HUAWEI DTSU666-H, para inversor trifásico SUN2000-75KTL, con función antivertido y para monitorización de la instalación, incluso trafos de medida, colocado, conexionado, programado y funcionando								
							88,00	313,00	27.5400,00
	TOTAL CAPÍTULO 02 - INVERSOR.....								525.406,97

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 03 - INSTALACIÓN ELÉCTRICA									
CONDCC4NEGRO	Ud. CABLE SOLAR 1x4mm ² H1Z2Z2-K NEGRO								
	Línea de 1x4 mm ² a base de conductores de cobre aislado tipo H1Z2Z2-K 0,6/1 KV de 1.000 V. de nivel de aislamiento; especial para instalaciones solares fotovoltaicas, según norma UNE EN 50618, con cubierta de color negro para conexión(+), instalado sobre bandeja, canal o tubo.								
							26.345,00	1,33	35.038,85
CONDCC4ROJO	Ud. CABLE SOLAR 1x4mm ² H1Z2Z2-K ROJO								
	Línea de 1x50 mm ² a base de conductores de cobre aislado tipo RZ1-K (AS) - libre de halógenos 0,6/1 KV de 1.000 V. de nivel de aislamiento; especial para circuitos eléctricos en locales de pública concurrencia y otras instalaciones donde exista un alto riesgo de incendio, instalado sobre bandeja, canal o tubo.								
							26.345,00	1,33	35.038,85
CONDAC50	Ud. CABLE RZ1-K (AS)								
	Línea de 1x50 mm ² a base de conductores de cobre aislado tipo RZ1-K (AS) - libre de halógenos 0,6/1 KV de 1.000 V. de nivel de aislamiento; especial para circuitos eléctricos en locales de pública concurrencia y otras instalaciones donde exista un alto riesgo de incendio, instalado sobre bandeja, canal o tubo.								
							959,00	5,57	5.341,63
TUBCORRUG	Ud. Tubo corrugado PVC 40/33 mm								
	Tubo vacío resistente a los rayos UV para instalación fotovoltaica de instalaciones solares fotovoltaicas, 25 m, 40 mm de diámetro, 40/33, tubo corrugado con alambre de tracción 1997								
							6.710,00	1,88	12.614,80
CONECT4M	Ud. Conector MC4 Macho								
	Conector MC4 macho para la conexión rápida, segura, estanca y hermética de módulos fotovoltaicos. Para cable solar de 4-6mm ²								
							10.065,00	1,82	18.318,30
CONECT4H	Ud. Conector MC4 Hembra								
	Conector MC4 hembra para la conexión rápida, segura, estanca y hermética de módulos fotovoltaicos. Para cable solar de 4-6mm ²								
							10.065,00	1,82	18.318,30
TOTAL CAPÍTULO 03 CAPÍTULO 03 - INSTALACIÓN ELÉCTRICA									124.670,73

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 04 - PROTECCIONES Y PUESTA A TIERRA									
FUSIBLECC	Ud. Fusible unipolar Fusible unipolar para C.C. hasta 1.000 V. CC.						480,00	9,80	4.704,00
DST2CC	Ud. Descargador sobretensiones Tipo 2 Descargador de sobretensiones tripolar Tipo 2, corriente nominal de descarga 20 kA (8/20), corriente máxima de descarga 40 kA, nivel de protección < 1 kV. Modelo DEHNguard SE H 1000 FM de la marca DEHN o similar						288,00	95,70	27.561,60
IM4P125A10KAC	Ud. Interruptor magnetotérmico Interruptor magnetotérmico, 4P, tensión de empleo 230/400 V CA, poder de corte 10 KA, curva C.						123,00	646,39	79.505,97
IDIF200A300MA	Ud. Interruptor diferencial Interruptor diferencial modular, con sensibilidad baja de 300 mA						123,00	563,70	69.335,10
DST2AC	Ud. Descargador sobretensiones Tipo 2 Descargador de sobretensiones tripolar Tipo 2, corriente nominal de descarga 20 kA (8/20), corriente máxima de descarga 40 kA, nivel de protección < 1 kV. Modelo DEHNguard SE H 1000 FM de la marca DEHN o similar						123,00	95,70	11.771,10
IA4P315A70KAA	Ud. Interruptor automático Interruptor automático magnetotérmico, 4P, tensión de empleo 230/400 V CA.						88,00	205,94	18.122,72
PTIERRA	Ud. Puesta a tierra Red de tierra de instalación fotovoltaica, con una pica de cobre de 1,8 metros, conductores de protección de las masas al conductor de tierra de 25 mm ² , conductores de equipotencialidad de 12,5 mm ² y conexión a la puesta a tierra del edificio con conectores de 25 mm ²						88,00	2.077,23	182.796,24
TOTAL CAPÍTULO 04 CAPÍTULO 04 - PROTECCIONES Y PUESTA A TIERRA.....									393.796,73

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 05 - MONTAJE DE LA INSTALACIÓN									
MANOOBRA	Ud. Mano de obra								
							1,00	594.192,64	594.192,64
PMARCHAMONI	Ud. Prueba, puesta en marcha y monitorización								
							88,00	300,00	26.400,00
TOTAL CAPÍTULO 05 CAPÍTULO 05 - MONTAJE DE LA INSTALACIÓN									620.592,64
CAPÍTULO 06 - GASTOS GENERALES E INGENIERÍA									
PINGENIERÍA	Ud. Proyecto técnico de ingeniería								
							1,00	439.164,68	439.164,68
EBSS	Ud. Estudio básico de Seguridad y Salud								
							1,00	111.811,03	111.811,03
CCALIDAD	Ud. Control de Calidad								
							1,00	42.488,19	42.488,19
GGSS	Ud. Gestión de Residuos								
							1,00	44.724,41	44.724,41
TOTAL CAPÍTULO 06 CAPÍTULO 06 - GASTOS GENERALES E INGENIERÍA									638.188,31
TOTAL									4.828.497,73

RESUMEN DE PRESUPUESTO

CAPITULO	RESUMEN	EUROS	%
01	CAPÍTULO 01 – CAPTACIÓN SOLAR	2.525.842,35	52,31
02	CAPÍTULO 02 - INVERSOR.....	525.406,97	10,88
03	CAPÍTULO 03 - INSTALACIÓN ELÉCTRICA.....	124.670,73	2,58
04	CAPÍTULO 04 - PROTECCIONES Y PUESTA A TIERRA.....	393.796,73	8,16
05	CAPÍTULO 05 - MONTAJE DE LA INSTALACIÓN	620.592,64	12,85
06	CAPÍTULO 06 - GASTOS GENERALES E INGENIERÍA.....	638.188,31	13,21
	TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL	4.828.497,73	
	13,00 % Gastos generales.....	627.704,70	
	6,00 % Beneficio industrial.....	289.709,86	
	SUMA DE G.G. y B.I.	917.414,56	
	21,00 % I.V.A.	1.013.984,52	
	TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA	6.952.553,88	
	TOTAL PRESUPUESTO GENERAL	6.952.553,88	

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de SEIS MILLONES NOVECIENTOS CIENTO Y MIL QUINIENTOS CIENTO Y TRES EUROS con OCHEINTA Y OCHO CENTIMOS

, a 6 de agosto de 2022.

El promotor

La dirección facultativa

2. PRESUPUESTO DETALLADO EDIFICIO 7B Y 7E

Debido a que para estos dos edificios si se ha hecho un análisis más detallado, para ellos si se va a realizar un presupuesto más detallado.

2.2. PRESUPUESTO EDIFICIO 7B

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 01 - CAPTACIÓN SOLAR									
CAPFV595	Ud. PANEL FV 595WP MONOCRIST VERTEX TSM-DE20 585-605 Panel fotovoltaico Trina Solar monocristalino de 120 células modelo VERTEX TSM-DE20 585-605. Potencia pico del panel: 595W. Tensión de máxima potencia: 34,2V. Tensión en circuito abierto Voc: 41,3V. Intensidad de máxima potencia: 10,7A. Intensidad de cortocircuito Isc: 18,47A. Eficiencia de módulo: 21% Dimensiones del panel: 2172*1303*35mm. Peso: 30,9Kg.						274,00	178,50	48.909,00
ESTRUCVELETA	Ud. ESTRUCTURA TRIANGULAR VELETA CERRADA TV2010A Estructura de aluminio para soportación de paneles fotovoltaicos sobre techos y cubiertas inclinadas en chapa, en disposición horizontal o vertical, con disponibilidad de cualquier inclinación gradual, anclaje a hormigón y correas metálicas, doble perfil grande, con capacidad para 2 módulos						65,00	249,15	16.194,75
ESTMULHACEN	Ud. ESTRUCTURA SÚPER TRIANGULO MULHACÉN Estructura de aluminio para soportación de paneles fotovoltaicos sobre techos y terrenos, en disposición horizontal o vertical, con disponibilidad de cualquier inclinación gradual, anclaje a hormigón, doble perfil grande, con capacidad para 4 módulos						37,00	487,20	18.026,40
CONECESTRUCT	Ud. Elementos de fijación, lastre y tornillería Elementos de fijación, lastre y tornillería para la unión entre las estructuras de aluminio						102,00	5,10	520,20
TOTAL CAPÍTULO 01 - CAPTACIÓN SOLAR.....									83.650,35
CAPÍTULO 02 - INVERSOR									
INV75KW	Ud. INVERSOR HUAWEI 75kW-400V Inversor HUAWEI SUN2000-75 KTL de 99% de rendimiento, para 6 MPPT, y 12 entradas, con las siguientes características: ENTRADA - Tensión max. entrada. 1.100 V. - Corriente máx. por MPPT: 30 A. - Tensión nominal entrada: 200-1.000 V. SALIDA - Potencia activa: 75 kW. - Tensión nominal salida: 220/400V.						2,00	6.586,23	13.172,46
SMARTLOGGER	Ud. ACCESORIO COM.INVERSOR SMARTLOGGER SL3000A Accesorio para comunicación y control de Inversor trifásico, en app (DATTALOGGER), tipo HUAWEI Smartlogger SL3000A de 1000 A, con función antivertido, para conexión con programa mediante red Ethernet, colocado, conexionado, programado y funcionando						2,00	722,00	1.444,00
MEDENERGIA	Ud. MEDIDOR ENERGIA TRIFASICO Medidor de energía trifásico, tipo HUAWEI DTSU666-H, para inversor trifásico SUN2000-75KTL, con función antivertido y para monitorización de la instalación, incluso trafos de medida, colocado, conexionado, programado y funcionando						2,00	313,00	626,00
TOTAL CAPÍTULO 02 - INVERSOR.....									15.242,46

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 03 - INSTALACIÓN ELÉCTRICA									
CONDCC4NEGRO	Ud. CABLE SOLAR 1x4mm ² H1Z2Z2-K NEGRO Línea de 1x4 mm ² a base de conductores de cobre aislado tipo H1Z2Z2-K 0,6/1 KV de 1.000 V. de nivel de aislamiento; especial para instalaciones solares fotovoltaicas, según norma UNE EN 50618, con cubierta de color negro para conexión(+), instalado sobre bandeja, canal o tubo.						1.050,56	1,33	1.397,24
CONDCC4ROJO	Ud. CABLE SOLAR 1x4mm ² H1Z2Z2-K ROJO Línea de 1x4 mm ² a base de conductores de cobre aislado tipo RZ1-K (AS) - libre de halógenos 0,6/1 KV de 1.000 V. de nivel de aislamiento; especial para circuitos eléctricos en locales de pública concurrencia y otras instalaciones donde exista un alto riesgo de incendio, instalado sobre bandeja, canal o tubo.						1.050,56	1,33	1.397,24
CONDAC50	Ud. CABLE 1x50 mm ² RZ1-K (AS) Línea de 1x50 mm ² a base de conductores de cobre aislado tipo RZ1-K (AS) - libre de halógenos 0,6/1 KV de 1.000 V. de nivel de aislamiento; especial para circuitos eléctricos en locales de pública concurrencia y otras instalaciones donde exista un alto riesgo de incendio, instalado sobre bandeja, canal o tubo.						20,00	7,83	156,60
CONDAC185	Ud. CABLE 1x185 mm ² RZ1-K (AS) Línea de 1x185 mm ² a base de conductores de cobre aislado tipo RZ1-K (AS) - libre de halógenos 0,6/1 KV de 1.000 V. de nivel de aislamiento; especial para circuitos eléctricos en locales de pública concurrencia y otras instalaciones donde exista un alto riesgo de incendio, instalado sobre bandeja, canal o tubo.						10,00	27,30	273,00
TUBCORRUG	Ud. Tubo corrugado PVC 40/33 mm Tubo vacío resistente a los rayos UV para instalación fotovoltaica de instalaciones solares fotovoltaicas, 25 m, 40 mm de diámetro, 40/33, tubo corrugado con alambre de tracción 1997						150,00	1,88	282,00
CONECT4M	Ud. Conector MC4 Macho						265,00	1,82	482,30
CONECT4H	Ud. Conector MC4 Hembra Conector MC4 hembra para la conexión rápida, segura, estanca y hermética de módulos fotovoltaicos. Para cable solar de 4-6mm ²						265,00	1,82	482,30
TOTAL CAPÍTULO 03 - INSTALACIÓN ELÉCTRICA.....									4.470,68

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 04 - PROTECCIONES Y PUESTA A TIERRA									
CMODCC	Ud. Caja modular CC Caja modular con puerta opaca para colocación en superficie, construido en material plástico, IP40 e IK09, con capacidad hasta 150 módulos, para alojamiento de protecciones de 6 Strings de módulos fotovoltaicos						1,00	315,80	315,80
FUSIBLECC	Ud. Fusible 491650 gPV CILINDROS, DF Electric Fusible unipolar para C.C. hasta 1.000 V. CC de corriente asignada 25 A. modelo 491650 gPV CILINDROS de DF Electric o similar, medidas cartucho fusible tamaño (14,3x51)						12,00	9,80	117,60
DST2CC	Ud. Descargador sobretensiones Tipo 2 Descargador de sobretensiones tripolar Tipo 2, corriente nominal de descarga 20 kA (8/20), corriente máxima de descarga 40 kA, nivel de protección < 1 kV. Modelo DEHNguard SE H 1000 FM de la marca DEHN o similar						6,00	95,70	574,20
CMODAC	Ud. Caja modular AC Cuadro eléctrico con grado de protección IP64, suministrado para la instalación de 2 interruptores magnetotérmicos 125A, 2 interruptores diferenciales 200 A e interruptor automático 315 A						1,00	584,90	584,90
IM4P125A10KAC	Ud. Interruptor magnetotérmico 4P/125A/10kA/C Interruptor magnetotérmico de 125 A, 4P, tensión de empleo 230/400 V CA, poder de corte 10 KA, curva C, modelo C120N 4P 125A de SCHNEIDER o similar.						2,00	646,39	1.292,78
IDIF200A300MA	Ud. Interruptor diferencial 4P/200A/IV/300 mA Interruptor diferencial modular de 200 A, 4P, con sensibilidad baja de 300 mA						2,00	563,70	1.127,40
DST2AC	Ud. Descargador sobretensiones Tipo 2 Descargador de sobretensiones tripolar Tipo 2, corriente nominal de descarga 20 kA (8/20), corriente máxima de descarga 40 kA, nivel de protección < 1 kV. Modelo DEHNguard SE H 1000 FM de la marca DEHN o similar						2,00	95,70	191,40
IA4P315A70KAA	Ud. Interruptor automático 4P/315A/70kA Interruptor automático magnetotérmico de 315 A, 4P, tensión de empleo 230/400 V CA, poder de corte 70 KA, modelo VL630H o similar.						1,00	2.359,29	2.359,29
PTIERRA	Ud. Puesta a tierra Red de tierra de instalación fotovoltaica, con una pica de cobre de 1,8 metros, conductores de protección de las masas al conductor de tierra de 25 mm ² , conductores de equipotencialidad de 12,5 mm ² y conexión a la puesta a tierra del edificio con conectores de 25 mm ²						1,00	3.077,23	3.077,23
TOTAL CAPÍTULO 04 - PROTECCIONES Y PUESTA A TIERRA									9.640,60

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 05 - MONTAJE DE LA INSTALACIÓN									
MANOOBRA	Ud. Mano de obra						1,00	13.857,55	13.857,55
PMARCHAMONI	Ud. Prueba, puesta en marcha y monitorización						1,00	300,00	300,00
TOTAL CAPÍTULO 05 - MONTAJE DE LA INSTALACIÓN.....								14.157,55	
CAPÍTULO 06 - GASTOS GENERALES E INGENIERÍA									
PIGENIERÍA	Ud. Proyecto técnico de ingeniería						1,00	11.412,10	11.412,10
EBSS	Ud. Estudio básico de Seguridad y Salud						1,00	2.825,03	2.825,03
CCALIDAD	Ud. Control de Calidad						1,00	1.073,51	1.073,51
GGSS	Ud. Gestión de Residuos						1,00	1.130,01	1.130,01
TOTAL CAPÍTULO 06 - GASTOS GENERALES E INGENIERÍA.....								16.440,65	
TOTAL								143.602,29	

RESUMEN DE PRESUPUESTO

CAPITULO	RESUMEN	EUROS	%
01	CAPÍTULO 1 – CAPTACIÓN SOLAR	83.650,35	58,25
02	CAPÍTULO 02 - INVERSOR.....	15.242,46	10,61
03	CAPÍTULO 03 - INSTALACIÓN ELÉCTRICA.....	4.470,68	3,11
04	CAPÍTULO 04 - PROTECCIONES Y PUESTA A TIERRA.....	9.640,60	6,71
05	CAPÍTULO 05 - MONTAJE DE LA INSTALACIÓN	14.157,55	9,86
06	CAPÍTULO 06 - GASTOS GENERALES E INGENIERÍA.....	16.440,65	11,45
	TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL	143.602,29	
	13,00 % Gastos generales.....	18.668,30	
	6,00 % Beneficio industrial.....	8.616,14	
	SUMA DE G.G. y B.I.	27.284,44	
	21,00 % I.V.A.	30.156,48	
	TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA	206.772,74	
	TOTAL PRESUPUESTO GENERAL	206.772,74	

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de DOSCIENTOS SEIS MIL SETECIENTOS SETENTA Y DOS EUROS con SETENTA Y CUATRO CÉNTIMOS

, a 16 de enero de 2022.

El promotor

La dirección facultativa

2.3. PRESUPUESTO EDIFICIO 7E

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 01 - CAPTACIÓN SOLAR									
CAPFV595	Ud. PANEL FV 595WP MONOCRIST VERTEX TSM-DE20 585-605 Panel fotovoltaico Trina Solar monocristalino de 120 células modelo VERTEX TSM-DE20 585-605. Potencia pico del panel: 595W. Tensión de máxima potencia: 34,2V. Tensión en circuito abierto Voc: 41,3V. Intensidad de máxima potencia: 10,7A. Intensidad de cortocircuito Isc: 18,47A. Eficiencia de módulo: 21% Dimensiones del panel: 2172*1303*35mm. Peso: 30,9Kg.						110,00	178,50	19.635,00
ESTRUCVELETA	Ud. ESTRUCTURA TRIANGULAR VELETA CERRADA TV2010A Estructura de aluminio para soportación de paneles fotovoltaicos sobre techos y cubiertas inclinadas en chapa, en disposición horizontal o vertical, con disponibilidad de cualquier inclinación gradual, anclaje a hormigón y correas metálicas, doble perfil grande, con capacidad para 2 módulos						41,00	249,15	10.215,15
ESTMULHACEN	Ud. ESTRUCTURA SÚPER TRIANGULO MULHACÉN Estructura de aluminio para soportación de paneles fotovoltaicos sobre techos y terrenos, en disposición horizontal o vertical, con disponibilidad de cualquier inclinación gradual, anclaje a hormigón, doble perfil grande, con capacidad para 4 módulos						7,00	487,20	3.410,40
CONECESTRUCT	Ud. Elementos de fijación, lastre y tornillería Elementos de fijación, lastre y tornillería para la unión entre las estructuras de aluminio						48,00	5,10	244,80
TOTAL CAPÍTULO 01 - CAPTACIÓN SOLAR.....									33.505,35
CAPÍTULO 02 - INVERSOR									
INV75KW	Ud. INVERSOR HUAWEI 60kW-400V Inversor HUAWEI SUN2000-60KTL-C1 de 98,7% de rendimiento, para 6 MPPT, y 12 entradas, con las siguientes características: ENTRADA - Tensión max. entrada. 1.100 V. - Corriente máx. por MPPT: 22 A. - Tensión nominal entrada: 200-1.000 V. SALIDA - Potencia activa: 60 kW. - Tensión nominal salida: 220/400V.						1,00	4.500,00	4.500,00
SMARTLOGGER	Ud. ACCESORIO COM.INVERSOR SMARTLOGGER SL3000A Accesorio para comunicación y control de Inversor trifásico, en app (DATTALOGGER), tipo HUAWEI Smartlogger SL3000A de 1000 A, con función antivertido, para conexión con programa mediante red Ethernet, colocado, conexionado, programado y funcionando						1,00	722,00	722,00
MEDENERGIA	Ud. MEDIDOR ENERGIA TRIFASICO Medidor de energía trifásico, tipo HUAWEI DTSU666-H, para inversor trifásico SUN2000-75KTL, con función antivertido y para monitorización de la instalación, incluso trafos de medida, colocado, conexionado, programado y funcionando						1,00	313,00	313,00
TOTAL CAPÍTULO 02 - INVERSOR.....									5.535,00

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 03 - INSTALACIÓN ELÉCTRICA									
CONDCC4NEGRO	Ud. CABLE SOLAR 1x4mm ² H1Z2Z2-K NEGRO								
	Línea de 1x4 mm ² a base de conductores de cobre aislado tipo H1Z2Z2-K 0,6/1 KV de 1.000 V. de nivel de aislamiento; especial para instalaciones solares fotovoltaicas, según norma UNE EN 50618, con cubierta de color negro para conexión (+), instalado sobre bandeja, canal o tubo.								
							274,84	1,33	365,54
CONDCC4ROJO	Ud. CABLE SOLAR 1x4mm ² H1Z2Z2-K ROJO								
	Línea de 1x4 mm ² a base de conductores de cobre aislado tipo RZ1-K (AS) - libre de halógenos 0,6/1 KV de 1.000 V. de nivel de aislamiento; especial para circuitos eléctricos en locales de pública concurrencia y otras instalaciones donde exista un alto riesgo de incendio, instalado sobre bandeja, canal o tubo.								
							274,84	1,33	365,54
CONDAC50	Ud. CABLE 1x35 mm ² RZ1-K (AS)								
	Línea de 1x35 mm ² a base de conductores de cobre aislado tipo RZ1-K (AS) - libre de halógenos 0,6/1 KV de 1.000 V. de nivel de aislamiento; especial para circuitos eléctricos en locales de pública concurrencia y otras instalaciones donde exista un alto riesgo de incendio, instalado sobre bandeja, canal o tubo.								
							10,00	5,57	55,70
TUBCORRUG	Ud. Tubo corrugado PVC 40/33 mm								
	Tubo vacío resistente a los rayos UV para instalación fotovoltaica de instalaciones solares fotovoltaicas, 25 m, 40 mm de diámetro, 40/33, tubo corrugado con alambre de tracción 1997								
							70,00	1,88	131,60
CONECT4M	Ud. Conector MC4 Macho								
							105,00	1,82	191,10
CONECT4H	Ud. Conector MC4 Hembra								
	Conector MC4 hembra para la conexión rápida, segura, estanca y hermética de módulos fotovoltaicos. Para cable solar de 4-6mm ²								
							105,00	1,82	191,10
TOTAL CAPÍTULO 03 - INSTALACIÓN ELÉCTRICA.....									1.300,58

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 04 - PROTECCIONES Y PUESTA A TIERRA									
CMODCC	Ud. Caja modular CC Caja modular con puerta opaca para colocación en superficie, construido en material plástico, IP40 e IK09, con capacidad hasta 150 módulos, para alojamiento de protecciones de 6 Strings de módulos fotovoltaicos						1,00	315,80	315,80
FUSIBLECC	Ud. Fusible 491650 gPV CILINDROS, DF Electric Fusible unipolar para C.C. hasta 1.000 V. CC de corriente asignada 25 A. modelo 491650 gPV CILINDROS de DF Electric o similar, medidas cartucho fusible tamaño (14,3x51)						5,00	9,80	49,00
DST2CC	Ud. Descargador sobretensiones Tipo 2 Descargador de sobretensiones tripolar Tipo 2, corriente nominal de descarga 20 kA (8/20), corriente máxima de descarga 40 kA, nivel de protección < 1 kV. Modelo DEHNgard SE H 1000 FM de la marca DEHN o similar						3,00	95,70	287,10
CMODAC	Ud. Caja modular AC Cuadro eléctrico con grado de protección IP64, suministrado para la instalación de 2 interruptores magnetotérmicos 125A, 2 interruptores diferenciales 200 A e interruptor automático 315 A						1,00	412,21	412,21
IM4P100A10KAC	Ud. Interruptor magnetotérmico 4P/100A/10kA/C Interruptor magnetotérmico de 100 A, 4P, tensión de empleo 230/400 V CA, poder de corte 10 kA, curva C, modelo Acti 9 C120N SCHNEIDER o similar.						1,00	466,12	466,12
IDIF160A300MA	Ud. Interruptor diferencial 4P/160A/IV/300 mA Interruptor diferencial modular de 160 A, 4P, con sensibilidad baja de 300 mA						1,00	314,18	314,18
DST2AC	Ud. Descargador sobretensiones Tipo 2 Descargador de sobretensiones tripolar Tipo 2, corriente nominal de descarga 20 kA (8/20), corriente máxima de descarga 40 kA, nivel de protección < 1 kV. Modelo DEHNgard SE H 1000 FM de la marca DEHN o similar						1,00	95,70	95,70
IA4P100A10KAA	Ud. Interruptor automático 4P/100A/10kA Interruptor automático magnetotérmico de 10 A, 4P, tensión de empleo 230/400 V CA, poder de corte 10 KA, modelo A9N18374 Schneider o similar.						1,00	205,94	205,94
PTIERRA	Ud. Puesta a tierra Red de tierra de instalación fotovoltaica, con una pica de cobre de 1,8 metros, conductores de protección de las masas al conductor de tierra de 25 mm ² , conductores de equipotencialidad de 12,5 mm ² y conexión a la puesta a tierra del edificio con conectores de 25 mm ²						1,00	3.077,23	3.077,23
TOTAL CAPÍTULO 04 - PROTECCIONES Y PUESTA A TIERRA									5.223,28

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 05 - MONTAJE DE LA INSTALACIÓN									
MANOOBRA	Ud. Mano de obra								
	Gastos derivados del montaje de los módulos fotovoltaicos, estructuras, inversores, cuadro de conexiones, protecciones, cableado y puesta a tierra de la instalación								
							1,00	6.545,00	6.545,00
PMARCHAMONI	Ud. Prueba, puesta en marcha y monitorización						1,00	300,00	300,00
TOTAL CAPÍTULO 05 - MONTAJE DE LA INSTALACIÓN.....									6.845,00
CAPÍTULO 06 - GASTOS GENERALES E INGENIERÍA									
PINGENIERÍA	Ud. Proyecto técnico de ingeniería								
							1,00	4.581,50	4.581,50
EBSS	Ud. Estudio básico de Seguridad y Salud								
							1,00	1.139,34	1.139,34
CCALIDAD	Ud. Control de Calidad								
							1,00	432,95	432,95
GGSS	Ud. Gestión de Residuos								
							1,00	455,74	455,74
TOTAL CAPÍTULO 06 - GASTOS GENERALES E INGENIERÍA.....									6.609,53
TOTAL									59.018,74

RESUMEN DE PRESUPUESTO

CAPITULO	RESUMEN	EUROS	%
06	CAPÍTULO 01 - CAPTACIÓN SOLAR	33.505,35	56,77
02	CAPÍTULO 02 - INVERSOR.....	5.535,00	9,38
03	CAPÍTULO 03 - INSTALACIÓN ELÉCTRICA.....	1.300,58	2,20
04	CAPÍTULO 04 - PROTECCIONES Y PUESTA A TIERRA.....	5.223,28	8,85
05	CAPÍTULO 05 - MONTAJE DE LA INSTALACIÓN	6.845,00	11,60
06	CAPÍTULO 06 - GASTOS GENERALES E INGENIERÍA.....	6.609,53	11,20
	TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL	59.018,74	
	13,00 % Gastos generales.....	7.672,44	
	6,00 % Beneficio industrial.....	3.541,12	
	SUMA DE G.G. y B.I.	12.393,94	
	21,00 % I.V.A.	8.027,52	
	TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA	84.981,07	
	TOTAL PRESUPUESTO GENERAL	84.981,07	

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de OCHEINTA Y CUATRO MIL NOVECIENTOS OCHEINTA Y UN EUROS con SIETE CÉNTIMOS

, a 16 de enero de 2022.

El promotor

La dirección facultativa

ANEXOS

ANEXO I LISTADO DE EDIFICIOS EN EL CAMPUS DE VERA

Edificio	Código	Superficie cubierta (m²)
Escuela Técnica Superior Ingeniería de Edificación	1A	545
Escuela Técnica Superior Ingeniería de Edificación	1B	20906
Escuela Técnica Superior Ingeniería de Edificación	1C	1400
Escuela Técnica Superior Ingeniería de Edificación	1D	579
Escuela Técnica Superior de Ingeniería Informática	1E	1620
Dpto. de Sistemas Informáticos y Computación	1F	1600
Escuela Técnica Superior de Ingeniería Informática	1G	3220
Escuela Técnica Superior de Ingeniería Informática	1H	1203
Escuela Técnica Superior de Arquitectura	2A	1534
Escuela Técnica Superior de Arquitectura	2B	1498
Escuela Técnica Superior de Arquitectura	2C	1568
Escuela Técnica Superior de Arquitectura	2D	1531
Escuela de Doctorado	2E	2088
Vicerrectorado, Gerencia y Servicios Centrales	2E	2088
Escuela Técnica Superior de Arquitectura	2F	5682
Bankia, EMT València	2G	820
Vicerrectorado, Gerencia y Servicios Centrales	3A	1264
Escuela Técnica Superior de Ingeniería Agronómica y del Medio Natural	3B	891
Escuela Técnica Superior de Ingeniería Agronómica y del Medio Natural	3C	1153
Papelería y Tarongería	3D	1122
Escuela Técnica Superior de Ingeniería Agronómica y del Medio Natural	3F	1201
Escuela Técnica Superior de Ingeniería Agronómica y del Medio Natural	3G	832
Escuela Técnica Superior de Ingeniería Agronómica y del Medio Natural	3H	1327
Escuela Técnica Superior de Ingeniería Agronómica y del Medio Natural	3I	756
Escuela Técnica Superior de Ingeniería Agronómica y del Medio Natural	3J	1249
Escuela Técnica Superior de Ingeniería Agronómica y del Medio Natural	3K	1236
Facultad de Bellas Artes	3M	2971
Facultad de Bellas Artes	3N	7782
Escuela Técnica Superior de Ingeniería Agronómica y del Medio Natural	3P	4583

Diseño de un plan de implantación progresiva de instalaciones fotovoltaicas en las cubiertas del Campus de Vera de la Universitat Politècnica de València

Edificio	Código	Superficie cubierta (m²)
Alumni UPV		
Servicio de Promoción y Normalización Lingüística	3Q	713
Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Caminos, Canales y Puertos	4A	1285
Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Telecomunicación	4D	3492
Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Caminos, Canales y Puertos	4E	901
Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Caminos, Canales y Puertos	4F	1216
Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Caminos, Canales y Puertos	4G	2626
Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Caminos, Canales y Puertos	4H	1202
Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Caminos, Canales y Puertos	4I	774
Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Caminos, Canales y Puertos	4J	1225
La Casa del Alumno	4K	1263
Biblioteca	4L	2857
Banco Santander		
Librería Inter Técnica, S.L.	4M	715
Edificio ICITECH	4N	1188
Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Telecomunicación	4P	1946
Cafetería Pizzería, Farmacia, Óptica	5B	1136
Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales	5C	1165
Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales	5D	1011
Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales	5E	2618
Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales	5F	1313
Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales	5G	1184
Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales	5H	1389
Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales	5I	410
Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales	5J	1262
Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales	5K	1206
Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales	5L	619
Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales	5M	1202
Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales	5N	1357
Seguridad, Servicio de Mantenimiento	5O	2764
Invernaderos	5P	6296
Seguridad	5Q	425
Área de Deportes	5R	668
Gradas Comerciales	5S	0
Pabellón Polideportivo	6A	4488
IDI1	6C	1502
IDI2	6D	1669
Gabinete Médico	6E	525
Piscina	6F	2762
I1 + I2	6G	2583

Diseño de un plan de implantación progresiva de instalaciones fotovoltaicas en las cubiertas del Campus de Vera de la Universitat Politècnica de València

Edificio	Código	Superficie cubierta (m²)
I3	7A	484
Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Diseño	7B	2535
Edificio de Deportes	7C	1891
Dpto. Organización de Empresas	7D	484
Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Diseño	7E	3190
Dpto. de Ingeniería Electrónica	7F	484
Dpto. de Ciencia Animal	7G	481
Granjas	7H	2050
Escuela Técnica Superior de Ingeniería Geodésica, Cartográfica y Topográfica	7I	2886
Facultada de Administración y Dirección de Empresas	7J	3857
Invernadero COMAV	7K	1832
Laboratorio Pedro Duque	7L	1146
Cubo ITE	8A	213
IDI5 (Fase 3)	8B	2558
Cubo ITQ	8C	216
Microscopía Electrónica	8D	202
IDI5 (Fase 3)	8E	4518
Nanofotónica	8F	986
IDI5 (Fase 1)	8G	2132
Edificio Polivalente I	8H	2247
Invernaderos IBMCP	8I	1651
Invernadero	8J	1154
Edificio Polivalente II	8K	1643
Cafetería Terrasseta	8N	798
Aeronáutica	8P	1684
Lab. de Invest. en Plantas Propulsivas de los Sist. de Transporte	8R	1689
Área de Deportes	9A	2199
IDI4	9B	1877
Instituto Universitario de Ingeniería Mecánica y Biomédica	9C	1572
Cafetería El Trinquet	9D	1277
Fundación CEDAT	9E	464
Nave Artes Escénicas	9F	291
Nave Empresas Externas	9G	155
Nave AAGG	9H	180
Nave AAGG/Mantenimiento	9I	206
Nave Publicaciones	9J	181

Tabla 56. Listado de edificios en el Campus de Vera [29]

ANEXO II TRAMITACIÓN DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

2.1.HITOS GENERALES EN LA TRAMITACIÓN ADMINISTRATIVA DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

En la siguiente ilustración, se encuentran recogidos los hitos generales de la tramitación administrativa para las instalaciones de autoconsumo, sin tener en cuenta que en ciertas de sus modalidades y rangos de potencia, algunos de estos hitos no son de aplicación [30].

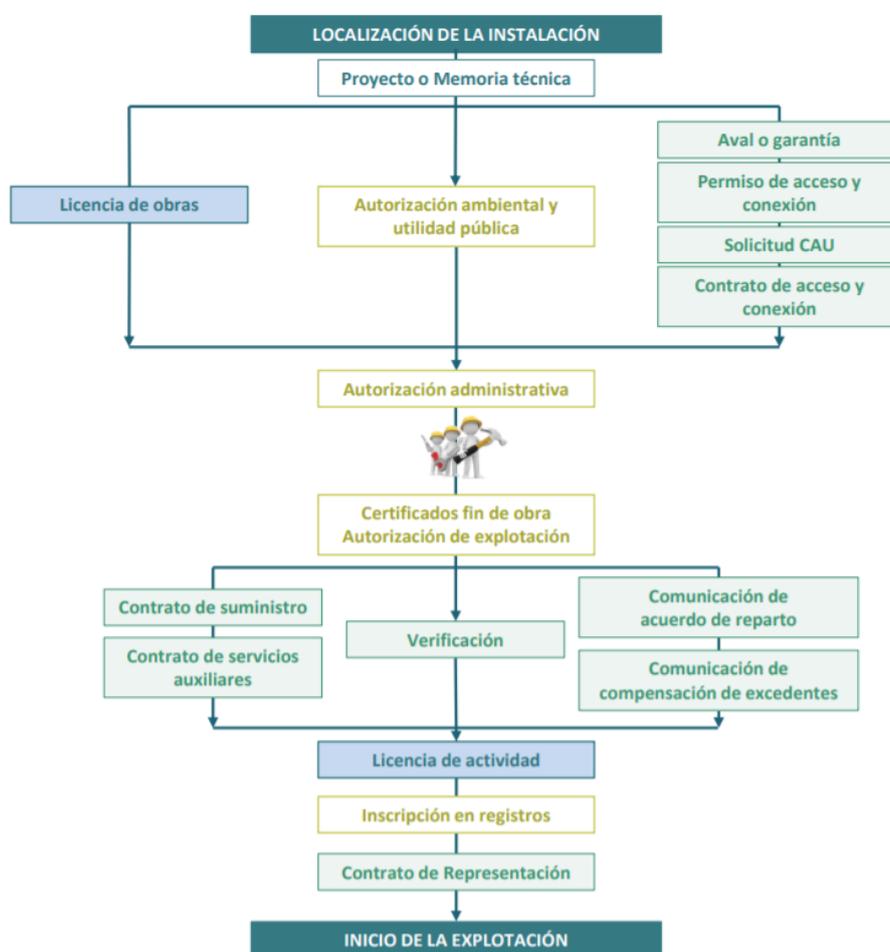


Ilustración 46. Hitos en las instalaciones de autoconsumo [30]

4.2. ANEXO URBANÍSTICO

Con anterioridad a iniciar la tramitación administrativa necesaria para la construcción de una instalación de autoconsumo, sería conveniente asegurarse de que dichas instalaciones y sus correspondiente consumidores cumplen los términos exigidos para acogerse a alguna modalidades existentes de autoconsumo. Igualmente, sería necesario la comprobación de que la construcción de la instalación podría realizarse siguiendo los requisitos de calidad y seguridad industrial de aplicación y, que la construcción de la instalación en el emplazamiento seleccionado no esté afectada por ningún impedimento legal [30]. A este respecto, se ha consultado si existe alguna restricción por parte del Departamento de Urbanismo del municipio Valencia, en el Campus de Vera, emplazamiento en donde se quieren situar las respectivas instalaciones de autoconsumo. Para ello se ha consultado en el Visor de Cartografía del Institut Cartogràfic Valencià de la Generalitat Valenciana las siguientes capas [31]:

- Ordenación de territorio y Urbanismo: Capacidad Planeamiento Urbanístico → Clasificación



Ilustración 47. Ordenación de territorio y Urbanismo: Capacidad Planeamiento Urbanístico → Clasificación [31]

El objetivo de esta capa es mostrar el tipo de suelo del Campus de Vera. Como se observa en la ilustración anterior, esta se encuentra en Suelo Urbano por lo que el procedimiento a seguir será más sencillo al no necesitar las autorizaciones recogidas en el Capítulo II del Decreto Ley 14/2020.

- Ordenación de territorio y Urbanismo: Capacidad Planeamiento Urbanístico → Zonificación



**Ilustración 48. Ordenación de territorio y Urbanismo: Capacidad Planeamiento Urbanístico
→ Zonificación [21]**

	Zona urbanizada residencial
	Zona de nuevo desarrollo residencial
	Zona urbanizada núcleo histórico tradicional
	Zona urbanizada industrial
	Zona de nuevo desarrollo industrial
	Zona urbanizada terciaria
	Zona de nuevo desarrollo terciario
	Zona rural común agropecuaria
	Zona rural común de explotación de recursos naturales
	Zona rural común forestal
	Zona rural protegida legislación medioambiental (Espacios Naturales, PATs)
	Zona rural protegida municipal (forestal, paisajística, medioambiental)
	Zona rural protegida agrícola
	Zona rural protegida cauces (dominio público)
	Zona rural protegida costas (dominio público)
	Zona rural protegida carreteras (dominio público)
	Zona rural protegida ferrocarriles (dominio público)
	Zona rural protegida patrimonio cultural, arqueológico, paisajístico o etnológico
	Zona rural protegida otras (tendidos eléctricos, gaseoductos, etc...)
	Zona rural protegida dominio pecuario
	Zona rural protegida riesgos
	Dotaciones red primaria/secundaria zonas verdes
	Dotaciones red primaria/secundaria docente
	Dotaciones red primaria/secundaria cultural
	Dotaciones red primaria/secundaria deportivo
	Dotaciones red primaria/secundaria deportivo golf
	Dotaciones red primaria/secundaria recreativo
	Dotaciones red primaria/secundaria sanitario
	Dotaciones red primaria/secundaria asistencial
	Dotaciones red primaria/secundaria administrativo-institucional
	Dotaciones red primaria/secundaria residencial
	Dotaciones red primaria/secundaria múltiple
	Dotaciones red primaria/secundaria infraestructuras genérico
	Dotaciones red primaria/secundaria infraestructuras hidráulicas
	Dotaciones red primaria/secundaria infraestructuras de transportes
	Dotaciones red primaria/secundaria infraestructuras servicios urbanos
	Dotaciones red primaria/secundaria infraestructuras tratamiento de residuos
	Dotaciones red primaria/secundaria infraestructuras de seguridad
	Dotaciones red primaria/secundaria comunicaciones red viaria (dominio público)
	Dotaciones red primaria/secundaria comunicaciones aparcamientos
	Dotaciones red primaria/secundaria comunicaciones ferrocarril (dominio público)
	Sin planeamiento
	Afectado por sentencia

**Ilustración 49. Ordenación de territorio y Urbanismo: Capacidad Planeamiento Urbanístico
→ Zonificación (Leyenda) [21]**

El objetivo de esta capa es mostrar las diferentes zonas ocupadas por el Campus de Vera. Estos son: Dotaciones de red primaria docente, Dotaciones de red primaria zonas verdes y Dotaciones de red primaria deportivo.

- Medio Ambiente: Paisajes Protegidos → Red Natura 2000

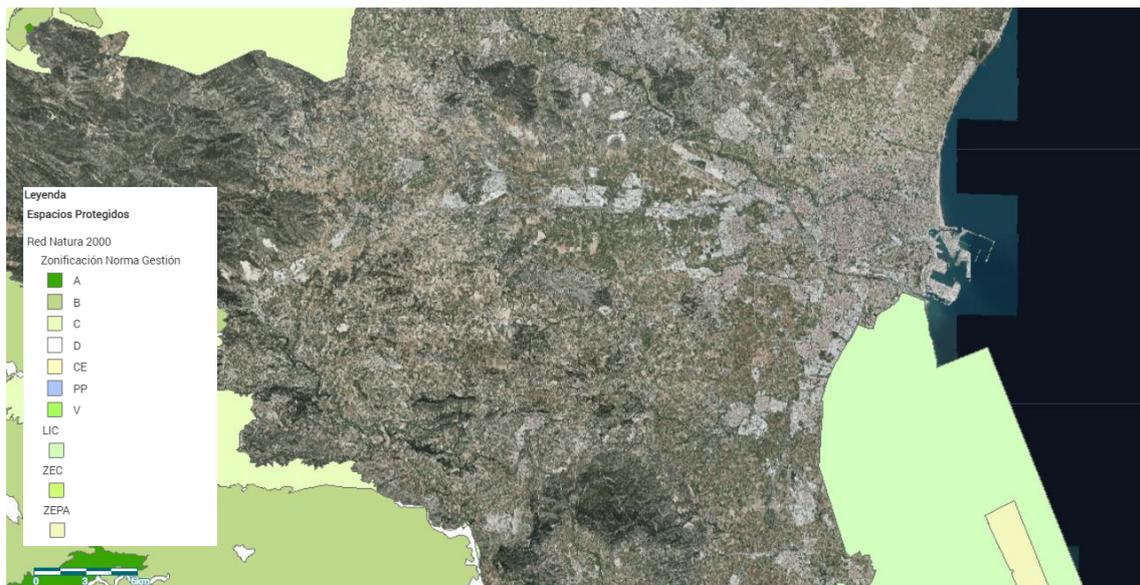


Ilustración 50. Medio Ambiente: Paisajes Protegidos → Red Natura 2000 [31]

El objetivo de mostrar esta capa es comprobar que se cumplen los criterios específicos para la implantación de plantas solares fotovoltaicas en las áreas sujetas a protección medioambiental que, como se muestran en la ilustración anterior, el Campus de Vera no estaría situado sobre ningún de estos espacio protegidos.

- Ordenación de territorio y Urbanismo: Energías Renovables → ER Fotovol artículo 10



Ilustración 51. Ordenación de territorio y Urbanismo: Energías Renovables → ER Fotovol artículo 10 [31]

El objetivo de mostrar esta capa es comprobar que se cumplen los criterios territoriales y paisajísticos específicos para la implantación de plantas solares fotovoltaicas recogidos en el Artículo 10 del Decreto Ley 14/2020, cosa que ocurre a excepción del apartado e, *“Utilizar el menor suelo posible de alto valor agrológico, no pudiendo implantarse en los suelos de muy alta*

capacidad agrológica, salvo mejor conocimiento científico”, aunque debido a que dichas instalaciones estarían situadas en las cubiertas de los edificios, no se reduciría el área disponible de este tipo de terrenos.

Teniendo en cuenta lo expuesto en este punto, se ha comprobado que las instalaciones fotovoltaicas cumplirían con las condiciones requeridas para acogerse a alguna de las modalidades existentes de autoconsumo.

4.3. TRAMITACIÓN ADMINISTRATIVA INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

La tramitación administrativa de las instalaciones de autoconsumo puede requerir trámites a nivel estatal, autonómico y local, además de trámites con la empresa distribuidora.

Según la potencia de la instalación, la modalidad de autoconsumo, el tipo de conexión, algunas instalaciones estarán exentas de algunas partes de esta tramitación. [30]

4.3.1. Tramitación administrativa instalaciones sin excedentes

El siguiente esquema resume los pasos que habría que seguir para la tramitación ante las administraciones, a nivel estatal, autonómico y local y con la compañía distribuidora y, contempla las diferentes posibilidades de conexión de las instalaciones sin excedentes. Dependiendo de la potencia, la instalación podría no tener que realizar algunos pasos.

Instalaciones en autoconsumo SIN EXCEDENTES		
1. Diseño de la instalación		
BT – P≤10 kW Memoria técnica	BT – P>10 kW Proyecto técnico	AT Proyecto técnico
		Distribuidora
Exentas del permiso. Necesario solicitar CAU		
3. Autorizaciones ambientales y de utilidad pública		
BT – P≤100 kW Consultar CC.AA	BT – P>100 kW Consultar CC.AA	AT Consultar CC.AA
		Admón. autonómica
4. Autorización administrativa previa y de construcción		
BT – P≤100 kW Exentas	BT – P>100 kW Consultar CC.AA.	AT Consultar CC.AA.
		Admón. autonómica
5. Licencia de obras		
Consultar la normativa particular del Ayuntamiento del emplazamiento elegido		
6. Ejecución de la instalación		
7. Inspección inicial e inspecciones periódicas		
BT – P≤100 kW Consultar CC.AA	BT – P>100 kW Consultar CC.AA	AT Consultar CC.AA
		Admón. autonómica
8. Certificados de instalación y/o certificados fin de obra		
BT – P≤10 kW Certificado instalación	BT – P>10 kW Certificado instalación Certificado fin de obra	AT Documentación puesta en servicio AT según el Reglamento AT
		Admón. autonómica
9. Autorización explotación		
BT – P≤100 kW No necesita trámite Certificado instalación	BT – P>100 kW Consultar CC.AA	AT Consultar CC.AA
		Distribuidora o Comercializadora
10. Contrato de acceso		
BT – P<100 kW Exentas – Comunicación modificación contrato a través de las CC.AA	BT – P≥100 kW Exentas – Comunicación cambio contrato	AT Exentas – Comunicación cambio contrato
		Distribuidora o Comercializadora
11. Contrato de suministro de energía servicios auxiliares		
Exentas		
		Admón. local
12. Licencia de actividad		
Exentas. Consultar normativa particular del Ayuntamiento del emplazamiento elegido		
13. Acuerdo de reparto y Contrato compensación excedentes		
Individual	No aplica	
Colectiva	No existe contrato. Notificación a la ED del acuerdo de reparto y compensación	
		Distribuidora o Comercializadora
14. Inscripción en el Registro Autonómico de Autoconsumo		
BT – P<100 kW Trámite de oficio en las CC.AA. donde exista	BT – P≥100 kW Sí, si existe	AT Sí, si existe
		Admón. autonómica
15. Inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo de energía eléctrica		
BT – P≤100 kW	BT – P>100 kW	AT
Trámite de oficio realizado a través de las CC.AA., que enviarán la información al Ministerio por vía telemática		
		Admón. autonómica
16. Inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones Productoras de Energía Eléctrica (RAIPRE)		
No aplica		
		Comercializadora
17. Contrato de representación en mercado		
No aplica		

Ilustración 52. Resumen de los trámites SIN excedentes [30]

4.3.2. Tramitación administrativa instalaciones con excedentes

En este tipo de instalaciones, la excedentes de energía serán vendidos en el mercado eléctrico, a los que se le aplicarán el Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica del 7%.

El siguiente esquema resume los pasos a seguir en la tramitación, contemplando las distintas posibilidades de conexión de las instalaciones con excedentes. Dependiendo de la potencia, la instalación podría no tener que realizar algunos pasos.

Instalaciones en autoconsumo CON EXCEDENTES					
1. Diseño de la instalación					
BT – P≤10 kW	BT – P>10 kW	AT			
Memoria técnica	Proyecto técnico	Proyecto técnico			
					Distribuidora
2. Permisos de acceso y conexión / Aavales o garantías					
Siempre debe solicitarse el CAU					
Suelo urbano con dotaciones y servicios requeridos por la legislación			Otra tipología de suelo		
Permiso de acceso y conexión					
BT – P≤15 kW	BT – P>15 kW	AT	BT	AT	
Exentas	Sí	Sí	Sí	Sí	
Aavales o garantías – 40 €/kW					
BT – P≤15 kW	BT – P>15 kW	AT	BT – P≤10 kW	BT – P>10 kW	AT
Exentas	Sí	Sí	Exentas	Sí	Sí
Tramitación de acceso y conexión para aquellas instalaciones que lo precisen					
BT – P≤15 kW	BT – 15 kW<P<100kW	AT			
RD 1699/2011	RD 1699/2011	RD 1955/2000 - RD 1699/2011			
					Admón. autonómica
3. Autorizaciones ambientales y de utilidad pública					
BT – P≤100 kW	BT – P>100 kW	AT			
Consultar CC.AA	Consultar CC.AA	Consultar CC.AA			
					Admón. autonómica
4. Autorización administrativa previa y de construcción					
BT – P≤100 kW	BT – P>100 kW	AT			
Exentas	Sí	Sí			
					Admón. local
5. Licencia de obras					
Consultar la normativa particular del Ayuntamiento del emplazamiento elegido					
					Admón. autonómica
6. Ejecución de la instalación					
7. Inspección inicial e inspecciones periódicas					
BT – P≤100 kW	BT – P>100 kW	AT			
Consultar CC.AA	Consultar CC.AA	Consultar CC.AA			
					Admón. autonómica
8. Certificados de instalación y/o certificados fin de obra					
BT – P≤10 kW	BT – P>10 kW	AT			
Certificado instalación	Certificado instalación Certificado fin de obra	Documentación puesta en servicio AT según el Reglamento AT			
					Admón. autonómica
9. Autorización explotación					
BT – P≤10 kW	BT – P>10 kW	AT			
No necesita trámite Certificado instalación	Sí Consultar CC.AA	Sí Consultar CC.AA			

Ilustración 53. Resumen de los trámites CON excedentes [30]

10. Contrato de acceso			
BT – P<100 kW	BT – P≥100 kW	AT	
Exentas – Comunicación modificación contrato a través de las CC.AA	Exentas – Comunicación cambio contrato	Exentas – Comunicación cambio contrato	
			Distribuidora o Comercializadora
11. Contrato de suministro de energía servicios auxiliares			
Obligatorio salvo los casos donde los servicios auxiliares se consideren despreciables. Se pueden unificar con el contrato de consumo en ciertos casos			
12. Licencia de actividad			Admón. local
Acogidas a COMPENSACIÓN	Exentas. Consultar normativa Ayuntamiento		
No acogidas a COMPENSACIÓN	Sí. Consultar normativa Ayuntamiento		Distribuidora o Comercializadora
13. Acuerdo de reparto y Contrato compensación excedentes			
Individuales	Acogidas a COMPENSACIÓN	Contrato de compensación de excedentes	
	No acogidas a COMPENSACIÓN	No aplica	
Colectivas	Acogidas a COMPENSACIÓN	Acuerdo de reparto + Contrato compensación	
	No acogidas a COMPENSACIÓN	Acuerdo de reparto	
14. Inscripción en el Registro Autonómico de Autoconsumo			Admón. autonómica
BT – P<100 kW	BT – P≥100 kW	AT	
Trámite de oficio en las CC.AA. donde exista	Sí, si existe	Sí, si existe	
15. Inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo de energía eléctrica			Admón. autonómica
BT – P≤100 kW	BT – P>100 kW	AT	
Trámite de oficio realizado a través de las CC.AA., que enviarán la información al Ministerio por vía telemática			
16. Inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones Productoras de Energía Eléctrica (RAIPRE)			Admón. autonómica
Acogidas a COMPENSACIÓN	No aplica		
No acogidas a COMPENSACIÓN	Sí. Para P≤100 kW trámite de oficio por el Ministerio		
17. Contrato de representación en mercado			Comercializadora
Acogidas a COMPENSACIÓN	No aplica		
No acogidas a COMPENSACIÓN	Sí.		

Ilustración 54. Resumen de los trámites CON excedentes 2 [30]

Con lo anterior expuesto, los trámites que se ahorraría una instalación fotovoltaica en función de si se tratase de una instalación sin excedentes o de una instalación con excedentes son:

- Permiso de acceso y conexión.
- Dependiendo de la comunidad autónoma, puede que no sea necesario de una autorización administrativa previa y de construcción para las instalaciones.
- Contrato de suministro de energía de servicios auxiliares.
- Licencia de actividad.
- Inscripción en el registro administrativo de instalaciones productoras de energía eléctrica (RAIPRE).
- Contrato de representación en mercado.

A lo largo de la tramitación administrativa de las instalaciones en autoconsumo, existen una serie de trámites los cuales deben realizarse a través de la comunidad autónoma en la que esté ubicada la instalación. En el apartado 5.12 de la Guía Profesional de Tramitación del

Autoconsumo del IDAE se recogen los detalles del procedimiento específico para autoconsumo de la Comunidad Valenciana.

ANEXO III CÁLCULOS ELÉCTRICOS

El objeto de este anexo es la realización de los cálculos eléctricos de la instalación solar fotovoltaica (dimensionado de los conductores y protecciones y, el cálculo de la puesta a tierra) una vez determinada sus dimensiones.

1. CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN

Para realizar el dimensionamiento de la instalación eléctrica, son necesarias las características eléctricas de los principales equipos que forman parte de esta, tales como los módulos fotovoltaicos y los inversores, que aparecen recogidas en las siguientes dos tablas.

Marca	Trina Solar
Modelo	TSM-DE20
V_{mpp} (V)	34,2
I_{mpp} (A)	17,4
P_{pico} (W)	595
V_{oc} (V)	41,3
I_{sc} (A)	18,47

Tabla 57. Características del módulos fotovoltaico TSM-DE20

Marca	Huawei
Modelo	SUN2000-75KTL-C1
Potencia de salida (kW)	75
Rango de tensión MPP (V)	200-1000
Corriente admisible (A)	150
Tensión de salida (V)	288
Corriente de salida (A)	95,3

Tabla 58. Características del inversor SUN2000-75KTL-C1

2. CABLEADO

En este apartado se va a realizar el dimensionamiento de los cables de baja tensión de la instalación. Este proceso se ha realizado cumpliendo el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Para determinar las secciones de los conductores, primero hay que determinar los factores enumerados a continuación:

- Tipo de conductor: Cobre (Cu) según lo indicado en la ITC-BT-40.
- Aislamiento: Tensión 0,6/1 kV con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE).

- Tipo de instalación: Cables multiconductores en tubos en montaje superficial o empotrados en obra (B2).

Para el dimensionamiento de los conductores de la instalación, se utilizó los siguientes tres criterios: el criterio térmico, el criterio de caída de tensión y el criterio de la intensidad de cortocircuito. Bien es cierto que posteriormente, cuando se han dimensionado las protecciones, se han aumentado algunas secciones al no existir protecciones normalizadas para el rango de valores de intensidad nominal que debían tomar estas.

3. CRITERIO TÉRMICO

El criterio térmico limita la intensidad máxima admisible por el cable en régimen permanente. Según la ITC-BT 40, "los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador".

Una vez determinada la intensidad máxima admisible, se determinará la sección utilizando la Tabla 1 de la ITC-BT-19, escogiendo la sección inferior del tipo de instalación B2, tripolar y, aislamiento XLPE, que soporte dicha corriente.

4. CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN

Como consecuencia a que la corriente que circula por los cables, además de producir una pérdida de potencia, también produce una caída de tensión a lo largo de la línea. En el artículo 5 de la ITC-BT 40, se pone de manifiesto que la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no debe ser superior al 1,5%, para la intensidad nominal.

Para el cálculo de la sección en función de la caída de tensión, se utilizan las siguientes ecuaciones. La Ecuación 29 se utiliza para los conductores en continua y la Ecuación 30 para los conductores en alterna.

$$Sección (mm^2) = \frac{I_N \cdot L}{\Delta V \cdot V \cdot k}$$

Ecuación 29. Sección conductores CC según el criterio de caída de tensión

$$Sección (mm^2) = \frac{\sqrt{3} \cdot I_N \cdot L}{\Delta V \cdot V \cdot k}$$

Ecuación 30. Sección conductores CA según el criterio de caída de tensión

Siendo:

- I_n : Intensidad nominal de la línea (A)
- L: longitud de la línea (m)
- k: Conductividad del cobre: $\rho=56 \text{ m/mm}^2\Omega$
- ΔV : Caída de tensión: 1,5% (V)

5. CRITERIO DE LA INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO

Al producirse en los cables un cortocircuito o sobreintensidad de corta duración, la temperatura de este se eleva pero, esta no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible de corta duración (máximo de 5 segundos) asignada al material utilizado para el aislamiento del cable (XLPE). En el caso de análisis, los cables seleccionados tienen aislamiento termoestable y por tanto, la temperatura máxima admisible es de 250°C.

La intensidad máxima de los conductores se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$Sección (mm^2) = \frac{I_{cc} \cdot k}{\sqrt{t}}$$

Ecuación 31. Sección según el criterio de intensidad de cortocircuito

Siendo:

- k: coeficiente de pendiente del tipo de aislamiento y del conductor. Para conductores de cobre y aislamiento XLPE es de 143.
- t = duración del cortocircuito en segundos. Se ha considerado un valor de 0,1 s.

En la siguientes tablas se especifican las características que se han tenido en cuenta para calcular las secciones de las líneas en CC y en CA.

	Tensión (V)	Corriente (A)	Corriente de cortocircuito (A)
String 23 módulos (Edificio 7B)	786,6	17,4	18,47
String 22 módulos (Edificio 7E)	752,4	17,4	18,47

Tabla 59. Características líneas de continua (Generador - Inversor)

	Tensión (V)	Corriente (A)
Inversor – Punto de conexión	288	95,3
Punto de conexión - CGBT	288	190,6

Tabla 60. Características líneas de alterna Edificio 7B

6. RESULTADO DE SECCIONES

6.1. CONTINUA

6.1.1. Edificio 7B

Tramo	Ramal	I _b (A)	S. Criterio térmico (mm ²)	Longitu d (m)	S. Nominal ΔV (mm ²)	S. Criterio I _{cc} (mm ²)	Sección (mm ²)	Caída de tensión (%)
Gen-Inv 1	FV1	21,75	2,5	106,72	4	4	4	1,31
Gen-Inv 1	FV2	21,75	2,5	95,44	4	4	4	1,17
Gen-Inv 1	FV3	21,75	2,5	73,72	2,5	2,5	4	0,91
Gen-Inv 1	FV4	21,75	2,5	121,13	4	4	4	1,49
Gen-Inv 1	FV5	21,75	2,5	71,15	2,5	2,5	4	0,87
Gen-Inv 1	FV6	21,75	2,5	111,41	4	4	4	1,37
Gen-Inv 2	FV7	21,75	2,5	63,85	2,5	2,5	4	0,7

Tramo	Ramal	Ib (A)	S. Criterio térmico (mm ²)	Longitu d (m)	S. Nominal ΔV (mm ²)	S. Criterio Icc (mm ²)	Sección (mm ²)	Caída de tensión (%)
Gen-Inv 2	FV8	21,75	2,5	104,74	4	4	4	1,29
Gen-Inv 2	FV9	21,75	2,5	75,45	2,5	2,5	4	0,93
Gen-Inv 2	FV10	21,75	2,5	60,76	2,5	2,5	4	0,75
Gen-Inv 2	FV11	21,75	2,5	106,99	4	4	4	1,32
Gen-Inv 2	FV12	21,75	2,5	59,20	2,5	2,5	4	0,73

Tabla 61. Resultados cálculos de las secciones Edificio 7B CC

6.1.2. Edificio 7E

Tramo	Ramal	Ib (A)	S. Criterio térmico (mm ²)	Longitud (m)	S. Nominal ΔV (mm ²)	S. Criterio Icc (mm ²)	Sección (mm ²)	Caída de tensión (%)
Gen-Inv 3	FV1	21,75	2,5	68,65	2,5	2,5	4	1,41
Gen-Inv 3	FV2	21,75	2,5	66,48	2,5	2,5	4	1,37
Gen-Inv 3	FV3	21,75	2,5	68,65	2,5	2,5	4	1,41
Gen-Inv 3	FV4	21,75	2,5	55,60	2,5	2,5	4	1,14
Gen-Inv 3	FV5	21,75	2,5	19,43	1,5	2,5	4	0,40

Tabla 62. Resultados cálculos de las secciones Edificio 7E CC

6.2. ALTERNA

6.2.1. Edificio 7B

Tramo	Ramal	Ib (A)	S. Criterio térmico (mm ²)	Longitud (m)	S. Nomina I ΔV (mm ²)	Sección (mm ²)	Caída de tensión (%)
Inversor 1- Punto conexión	FV18	130,5	50	10	10	50	0,059
Inversor 2- Punto conexión	FV19	130,5	50	10	10	50	0,059
Punto de conexión - CGBT	FV20	261	150	10	25	185	0,039

Tabla 63. Resultados cálculos de las secciones Edificio 7B CA

6.2.2. Edificio 7E

Tramo	Ramal	Ib (A)	S. Criterio térmico (mm ²)	Longitud (m)	S. Nomina I ΔV (mm ²)	Sección (mm ²)	Caída de tensión (%)
Inversor-CGBT	FV21	108,75	35	10	10	35	0,074

Tabla 64. Resultados cálculos de las secciones Edificio 7E CA

7. PROTECCIONES

En la presente sección se describen las medidas adoptadas en la instalación de análisis para la protección de las personas y la protección contra sobrecargas y cortocircuitos.

Las instalaciones que transforman energía no eléctrica en energía eléctrica deberán cumplir con lo establecido en la ITC BT-40.

Para dimensionar las protecciones, se deben de cumplir dos condiciones:

1. $I_b \leq I_n \leq I_z$

Siendo:

- I_b : Corriente para la que se dimensiona el circuito
- I_n : Corriente asignada al circuito de protección
- I_z : Capacidad de corriente admisible por el cable

La inecuación anterior hace referencia a que la protección debe dejar pasar la corriente necesaria para que la instalación funcione en condiciones normales, pero no debe permitir que se alcancen corrientes que puedan deteriorar el cable.

2. $I_2 \leq 1,45 \cdot I_z$

Siendo:

- I_f : Corriente que garantiza el funcionamiento efectivo de la protección

El valor que toma I_2 es igual a I_f en el caso de que la protección se trate de un fusible. El valor de I_f es función de la I_n , como se muestra a continuación:

I_n (A)	Tiempo convencional (h)	I_f (A)
$I_n \leq 4$	1	$2,1 \cdot I_n$
$4 \leq I_n \leq 16$	1	$1,9 \cdot I_n$
$16 \leq I_n \leq 63$	1	$1,6 \cdot I_n$
$63 \leq I_n \leq 160$	2	$1,6 \cdot I_n$
$160 \leq I_n \leq 400$	3	$1,6 \cdot I_n$
$400 \leq I_n$	4	$1,6 \cdot I_n$

Tabla 65. Valor de I_f para un fusible [32]

Para protecciones a partir de interruptores magnetotérmicos, I_2 será igual a $1,45 \cdot I_n$ según la UNE 20460 [32].

Esta inecuación expresa que los cables eléctricos son capaces de soportar sobrecargas transitorias sin deteriorarse de hasta un 145% de la intensidad máxima admisible y estos sólo han de actuar (fundirse) cuando durante el tiempo estipulado, se mantiene la corriente de fusión.

7.1. PROTECCIONES DE CONTINUA

La protección contra sobrecargas en el lado de corriente continua se instalará un magnetotérmico. Los criterios seguidos para el dimensionamiento de los fusibles son los siguientes:

- Edificio 7B
 - $21,75 \leq I_n \leq 30$
 - $34,8 \leq 43,5$
- Edificio 7B
 - $21,75 \leq I_n \leq 30$
 - $34,8 \leq 43,5$

Teniendo en cuenta dichos criterios y los valores normalizados de los fusibles que aparecen en la siguiente tabla, el fusible elegido tiene una corriente nominal de valor 25 A.

2	4	6	10	16	20	25	35
40	50	63	80	100	125	160	200
250	315	400	425	500	630	800	1000

Tabla 66. Intensidades nominales normalizadas de los fusibles de BT [32]

El fusible seleccionado es el modelo 491650 gPV CILINDROS de DF Electric. Este tiene las siguientes características:

Modelo	491650 gPV CILINDROS
Corriente asignada (A)	25
Tensión asignada (V)	1000
Medidas	14,3·51·13
Potencias disipadas (W @ 0,7 I_n)	1,6
Potencias disipadas (W @ 0,7 I_n)	3,8
I_{2t} Prearco	275
I_{2t} Total	650

Tabla 67. Fusible 491650 gPV CILINDROS

Para la protección contra sobretensiones en continua de la instalación fotovoltaica se escoge un DPS Tipo 2, el cual es un sistema basado en varistores o diodos Zener, en los que la impedancia decrece gradualmente cuando el voltaje aumenta. El modelo seleccionado es DEHNguard SE H 1000 FM de la marca DEHN.

SPD según EN 61643-11 / IEC 61643-11	Tipo 2 / Clase II
Tensión máxima permisible de servicio AC	1000 V
Intensidad nominal de descarga	20 kA
Intensidad máxima de descarga	40 kA
Nivel de protección	≤ 4,5 kV
Fusible previo máximo	100 A gG

Tabla 68. Descargador de sobretensiones DEHNguard SE H 1000 FM

7.2. PROTECCIONES EN ALTERNA

Por cada inversor existirán las siguientes protecciones:

- Interruptor magnetotérmico: para la protección de la instalación frente a cortocircuitos y sobrecargas. Los criterios seguidos para el dimensionamiento de los interruptores magnetotérmicos son los siguientes:

- Edificio 7B
 - $95,3 \leq I_n \leq 133$
 - $138,185 \leq 192,85$
- Edificio 7E
 - $95,3 \leq I_n \leq 110$
 - $138,185 \leq 159,5$

Teniendo en cuenta dichos criterios y los valores normalizados de los interruptores magnetotérmico, la protección seleccionada es el modelo C120N 4P 125A de SCHNEIDER, para el Edificio 7B y, Acti 9 C120, para el Edificio 7E. Estos tienen las siguientes características:

Modelo	C120N 4P 125A
Fases	4P
Calibre (A)	125
Poder de corte (kA)	10
Curva	C
Tensión de empleo máxima (V)	440

Tabla 69. Interruptor magnetotérmico C120N 4P 125A

Modelo	Acti 9 C120N
Fases	4P
Calibre (A)	100
Poder de corte (kA)	10
Curva	C
Tensión de empleo máxima (V)	440

Tabla 70. Interruptor magnetotérmico Acti 9 C120N

- Interruptor diferencial: para la detección de derivaciones y protección de las personas frente a contactos indirectos.
 - Edificio 7B: El interruptor diferencial elegido será un interruptor de 4 polos, con una sensibilidad baja de 300 mA tipo A y una corriente nominal de 200 A ya que, es recomendable que la que sea superior a $1,45 \cdot I_n$ del interruptor magnetotérmico aguas arriba.
 - Edificio 7E: El interruptor diferencial elegido será un interruptor de 4 polos, con una sensibilidad baja de 300 mA tipo A y una corriente nominal de 160 A ya que, es recomendable que la que sea superior a $1,45 \cdot I_n$ del interruptor magnetotérmico aguas arriba.
- Dispositivo de protección contra sobretensiones. Es dispositivo seleccionado será el mismo que para el lado de continua.
- Seguidamente, a las protecciones por inversor existirá un interruptor automático general situado en el embarrado principal que permitirá el corte de toda la instalación y un seccionador. Los criterios seguidos para el dimensionamiento del interruptor son los siguientes:

- Edificio 7B
 - $261 \leq I_n \leq 317$
 - $417,6 \leq 459,65$

Teniendo en cuenta dichos criterios y los valores normalizados de los interruptores magnetotérmico, la protección seleccionada es el modelo VL630H. Este tiene las siguientes características:

Modelo	VL630H
Descripción de los polos	4P
Corriente nominal (A)	315
Poder de corte (kA)	70
Tensión de funcionamiento nominal (V)	415

Tabla 71. Interruptor automático VL630H

- Edificio 7E
 - $95,3 \leq I_n \leq 110$
 - $152,48 \leq 159,5$

Teniendo en cuenta dichos criterios y los valores normalizados de los interruptores magnetotérmico, la protección seleccionada es el modelo A9N18374 Schneider. Este tiene las siguientes características:

Modelo	A9N18374 Schneider
Descripción de los polos	4P
Corriente nominal (A)	100
Poder de corte (kA)	10
Tensión de funcionamiento nominal (V)	415

Tabla 72. Interruptor automático A9N18374 Schneider

8. PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra es un elemento imprescindible debido a que protegen tanto a las personas como a los equipos del riesgo eléctrico. Su funciones principales son limitar la tensión de las masas metálicas con respecto a tierra, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar el riesgo debido a una avería en los materiales eléctricos utilizados.

La conexión a tierra se define como la unión eléctrica directa, sin ninguna protección o fusibles, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo a través de una toma de tierra con un grupo de electrodos enterrados en el suelo. La finalidad de la instalación es lograr que en el conjunto de instalaciones no aparezcan diferencias de potencial, y que a su vez permita el paso a tierra de las corrientes de defecto y las de descarga.

8.1. RESISTENCIA DE LAS TOMAS DE TIERRA

El electrodo se dimensionará para que la resistencia de tierra no sea superior al valor especificado para el mismo.

La resistencia de un electrodo depende de sus dimensiones, de su forma y de la resistividad del terreno en el que se establece. La resistividad del terreno varía en función del tipo de suelo y la profundidad a la que esta es analizada.

En este proyecto no se ha realizado un estudio geológico del suelo sobre el cuál se asienta la planta fotovoltaica. Se ha considerado que el suelo es de tipo calizo, el cual tiene una resistividad media del terreno de 300 $\Omega \cdot m$.

El valor de resistencia de tierra será tal que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a:

- 24 V en local o emplazamiento conductor
- 50 V en los demás casos. El cual será el del caso de análisis.

La resistencia de tierra se calcula a partir de la Ley de Ohm.

$$R = \frac{\textit{Tensión máxima}}{\textit{Sensibilidad diferencial}}$$

Ecuación 32. Resistencia de tierra

Se obtiene un valor de 166,7 Ω para la instalación. Una vez se dispone de este valor y sabiendo que el electrodo será de tipo vertical, se calcula el número y dimensiones de estas. Según el tipo de electrodo la resistencia a tierra se calcula como aparece en la siguiente tabla.

Electrodo	Resistencia de tierra (Ω)
Placa enterrada	$R = \frac{0,8 \cdot r}{P}$
Pica vertical	$R = \frac{r}{L}$
Conductor enterrado horizontalmente	$R = 2 \cdot \frac{r}{L}$

Tabla 73. Resistencia de las tierras

A partir de la fórmula de la resistencia de puesta a tierra para picas verticales, se obtiene tiene una longitud de pica de 1,8 metros.

8.2. CONDUCTOR DE PROTECCIÓN

La función de los conductores de protección es unir eléctricamente las masas de una instalación a los conductores de tierra con el objetivo de asegurar la protección contra contactos indirectos. Estos deberán cumplir las condiciones de la ITC BT-18.

La sección de los conductores de protección se calcula siguiendo la siguiente tabla, o se obtendrá por cálculo conforme a lo indicado en la Norma UNE 20.460 -5-54 apartado 543.1.1.

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm^2)	Sección mínima de los conductores de protección Sp (mm^2)
S \leq 16	Sp=S
16 < S \leq 35	Sp=16
S > 35	Sp=S/2

Tabla 74. Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase

Para el cálculo de la sección de los conductores de protección se parte de la sección de salida de los inversores (50 mm² en el Edificio 7B y 35 mm² en el Edificio 7E). Teniendo esta sección en cuenta los conductores de protección tendrán las siguientes secciones.

Edificio	Sección de conductor de protección (mm ²)
7B	25
7E	17,5 (Normalizado 25)

Tabla 75. Sección de conductor de protección (mm²)

8.3. CONDUCTOR DE EQUIPOTENCIALIDAD

Los conductores de equipotencialidad deben tener una sección igual o superior a la de los conductores de protección según los especificado en la ITC BT-18. Considerando que los conductores de protección de ambos edificios tienen una sección de 25 mm², el conductor de equipotencialidad tendrá una sección como mínimo de 12,5 mm².

8.4. CONEXIONES DE PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra de toda la instalación fotovoltaica se conectará a la ya existente de los edificios. Con el criterio expuesto en la Tabla 74, la sección utilizada para la conexión será en ambos edificios de 25 mm². Este conector unirá las estructura y el marco de los módulos y otros elementos metálicos.

ANEXO IV CONTRATO ELÉCTRICO 2021

Al igual que en el año 2020, el Servicio de Contratación de la Universitat Politècnica de València somete a subasta la adjudicación del contrato de “Suministro de energía eléctrica para la UPV” cada año, al tratarse de un organismo público. Para la contratación del año 2021 se sometieron a concurso las siguientes empresas: EDP y ENDESA ENERGÍA S.A.U. En el Informe final de adjudicación expediente: MY21/00702/S/94, se muestra como ganadora la empresa ENDESA ENERGÍA S.A.U., al ofertar la energía al precio medio ponderado final más barato, con un valor de 0,210204 €/kWh.

Existen dos ofertas diferentes en función de la Tarifa que se trate. Estas son la tarifa 6.1TD y la tarifa 3.0TD. Para cada tipo de tarifa las empresas han ofertado un precio por kW de potencia contratada (término de potencia, TPI) y un precio por kWh de potencia consumida (término de energía, Qi).

Las potencias contratadas, los precios de los términos de potencia, los consumos de energía previstos y los precios de los términos de energía, en el Campus para el 2022 en cada periodo han sido los siguientes:

Tarif a 6.1	Potencia contratada Pci (kW)	Termino de potencia Tpi (€/kW)	Consumo de energía Qi (kWh)	Término de Energía TQi (€/kWh)
P1	11830	30,535795	5447000	0,222441
P2	11830	25,894705	5458000	0,232487
P3	11830	14,909149	3287000	0,193813
P4	11830	12,094449	4600000	0,165184
P5	11830	3,938660	5845000	0,157573
P6	11830	2,108693	14823000	0,136312

Tabla 76. Tarifa 6.1 año 2022

A dichos precios, habría que sumarle el término del IVA que corresponde al 21% del precio final obtenido.

ANEXO V DISEÑO SAM

Para el diseño de las instalaciones fotovoltaicas ubicadas sobre las cubiertas de los edificios 7B y 7E, se ha utilizado el modelo de SAM llamado Detailed PV model. En dicho modelo se calcula la producción indicando las características tanto de la ubicación como de los componentes de la instalación.

1. LOCALIZACIÓN Y RECURSO SOLAR

Cualquier simulación de producción eléctrica de una instalación renovable requiere de datos meteorológicos de la ubicación donde se va a ubicar la instalación. SAM además de contar con una librería con datos meteorológicos, permite introducir archivos externos en su librería. Existen diversas formas de introducir estos archivos:

- Recurriendo a archivos de años meteorológicos descargados de otras páginas y programas, como por ejemplo PVGIS o Meteonorm.
- Creando un archivo .csv con el formato adecuado, en la herramienta *Help* aparecen las indicaciones necesarias para obtenerlo. Para el proyecto se ha utilizado esta opción, con el año meteorológico tipo entre los años 2015-2019.

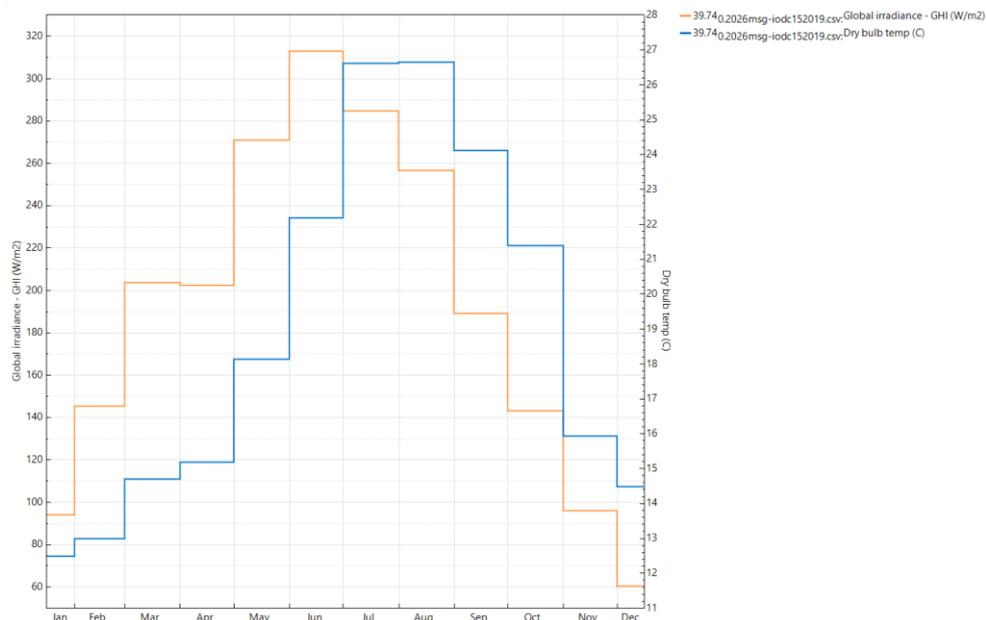


Ilustración 55. Irradiancia y temperatura media mensual [15]

2. MÓDULO

El programa tiene diferentes formas de introducir las características del módulo fotovoltaico seleccionado:

- *Simple Efficiency Module Model*: Es una representación simple del rendimiento del módulo que requiere que proporcione el área del módulo, un conjunto de valores de eficiencia de conversión y parámetros de corrección de temperatura. El modelo de eficiencia simple es el menos preciso de los cinco modelos para predecir el rendimiento de módulos específicos y por ello, no se ha seleccionado.
- *CEC Performance Model with Module Database*: Este modelo calcula la eficiencia de conversión de energía solar en electricidad de los módulos a partir de los datos almacenados en una biblioteca de parámetros de módulos para miles de módulos disponibles comercialmente. Esta opción no se ha seleccionado ya que el modelo de módulo fotovoltaico elegido para este proyecto no venía recogido en la biblioteca del programa.
- *CEC Performance Model with User Entered Specifications*: Este modelo utiliza los mismos algoritmos que CEC Performance Model with Module Database, pero le permite ingresar sus propias especificaciones de módulos. Esta ha sido la opción que finalmente se ha seleccionado
- *Sandia PV Array Performance Model with Module Database*: Este modelo calcula la eficiencia de conversión de módulos en función de los datos medidos de los módulos y correcciones en condiciones reales de operación al aire libre. Esta opción no se ha elegido ya que al igual que en CEC Performance Model with Module Database, solo sirve para los módulos fotovoltaicos que vienen recogidos en su base de datos
- *IEC61853 Single Diode Model*: calcula la eficiencia de conversión del módulo a partir de un conjunto de parámetros detallados que describen las características del módulo, de acuerdo con IEC 61853, Mediciones de rendimiento de irradiancia y temperatura y clasificación de potencia. No se ha seleccionado ya que requiere parámetros no suelen venir recogidos en su ficha técnica.

2.1. CEC PERFORMANCE MODEL WITH USER ENTERED SPECIFICATIONS

A partir de este modelo se puede introducir la información técnica necesaria sobre el módulo de forma que se obtiene simulación fiel a la realidad. La siguiente ilustración expone los datos introducidos del módulo de Trina Solar TSM-DE20 585-605 W.

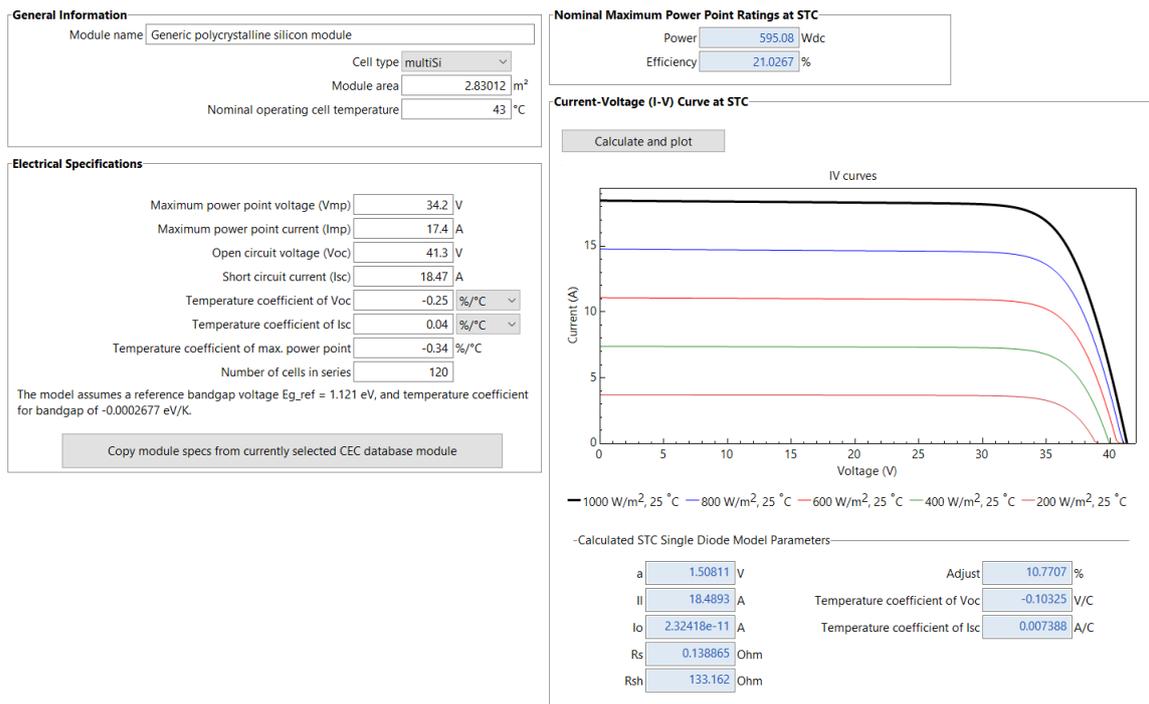


Ilustración 56. Características del módulo FV TSM-DE20 585-605 W introducidas en SAM [15]

3. INVERSOR

El programa tiene diferentes formas de introducir las características del inversor seleccionado:

- *Inverter CEC Database:* calcula la salida de CA del sistema usando parámetros de la base de datos CEC de SAM. No se ha seleccionado este modelo debido a que los inversores seleccionados, no están recogidos en su base de datos.
- *Inverter Datasheet:* permite especificar los parámetros del inversor usando los valores de la ficha técnica del fabricante y calcula los coeficientes a partir de los parámetros que usted proporciona. Es el modelo que finalmente se ha seleccionado.
- *Inverter Part Load Curve:* permite especificar una tabla de valores de eficiencia de carga parcial para un inversor utilizando datos de la hoja de datos del fabricante u otra fuente. No se ha utilizado este modelo debido a que en la ficha técnica del inversor no aparecen los datos de eficiencia de carga parcial de este.
- *Inverter CEC Coefficient Generator:* genera coeficientes para el modelo de a partir de los datos de prueba del inversor. Al igual que el modelo Inverter Part Load Curve, no se ha seleccionado este modelo ya que los parámetros que requieren no aparecen en la ficha técnica del fabricante.

3.1. INVERTER DATASHEET

Los datos necesarios del inversor en el modelo *Inverter Datasheet* son: potencia, eficiencia, tensión nominal de entrada, tensión y corriente máxima de entrada, tensión MPPT máxima y mínima, tensión nominal de salida, número de entradas MPPT, potencia consumida durante la operación y potencia consumida por la noche.

3.1.1. Edificio 7B

El modelo de inversor seleccionado para el edificio 7B es SUN2000-75KTL-C1 de Huawei. Las características que se han introducido de este modelo en SAM son las siguientes:

Power Ratings		
Maximum AC output power	<input type="text" value="84200"/>	Wac
<input checked="" type="radio"/> Weighted efficiency	<input type="text" value="98.5"/>	
<input type="radio"/> Manufacturer efficiency	<input type="text" value="98.5"/>	
Maximum DC input power	<input type="text" value="85482.2"/>	Wdc

You can specify either a weighted or nominal efficiency. The weighted efficiency can be either CEC or European. The manufacturer efficiency can be either peak or nominal. See Help for details.

Operating Ranges		
Nominal AC voltage	<input type="text" value="288"/>	Vac
Maximum DC voltage	<input type="text" value="1100"/>	Vdc
Maximum DC current	<input type="text" value="25"/>	Adc
Minimum MPPT DC voltage	<input type="text" value="200"/>	Vdc
Nominal DC voltage	<input type="text" value="750"/>	Vdc
Maximum MPPT DC voltage	<input type="text" value="1000"/>	Vdc
Number of MPPT inputs	<input type="text" value="6"/>	

Losses		
Power consumption during operation	<input type="text" value="0"/>	Wdc
Power consumption at night	<input type="text" value="2"/>	Wac
	Suggested value	<input type="text" value="0"/>
		<input type="text" value="21.05"/>

If the datasheet does not specify loss values, you can use the suggested values to approximate the losses. See Help for details.

If you are modeling a system with microinverters or DC power optimizers, see the Losses page to adjust the system losses accordingly.

Ilustración 57. Características inversor SUN2000-75KTL-C1 SAM [15]

3.1.2. Edificio 7E

El modelo de inversor seleccionado para el edificio 7B es SUN2000 -60KTL -M0 de Huawei. Las características que se han introducido de este modelo en SAM son las siguientes:

Power Ratings		
Maximum AC output power	<input type="text" value="66000"/>	Wac
<input type="radio"/> Weighted efficiency	<input type="text" value="96"/>	
<input checked="" type="radio"/> Manufacturer efficiency	<input type="text" value="98.9"/>	
Maximum DC input power	<input type="text" value="66734.1"/>	Wdc

You can specify either a weighted or nominal efficiency. The weighted efficiency can be either CEC or European. The manufacturer efficiency can be either peak or nominal. See Help for details.

Operating Ranges		
Nominal AC voltage	<input type="text" value="400"/>	Vac
Maximum DC voltage	<input type="text" value="1000"/>	Vdc
Maximum DC current	<input type="text" value="132"/>	Adc
Minimum MPPT DC voltage	<input type="text" value="200"/>	Vdc
Nominal DC voltage	<input type="text" value="600"/>	Vdc
Maximum MPPT DC voltage	<input type="text" value="1000"/>	Vdc
Number of MPPT inputs	<input type="text" value="1"/>	

Losses		
Power consumption during operation	<input type="text" value="0"/>	Wdc
Power consumption at night	<input type="text" value="2"/>	Wac
	Suggested value	<input type="text" value="528"/>
		<input type="text" value="16.5"/>

If the datasheet does not specify loss values, you can use the suggested values to approximate the losses. See Help for details.

If you are modeling a system with microinverters or DC power optimizers, see the Losses page to adjust the system losses accordingly.

Ilustración 58. Características inversor SUN2000-60KTL-M0 SAM [15]

4. DISEÑO DEL SISTEMA

En el apartado de dimensionamiento de la parte alterna solo se requiere el número de inversores que se van a instalar. En el apartado de dimensionamiento y configuración de continua se tiene que indicar el número de módulos en serie, el número de strings para

cada *subarray*, el tipo de seguimiento (si es fijo, inclinado, etc.), la inclinación, el azimut y el GCR. Cada subarray representa una parte independiente del circuito pudiendo tener distinta orientación e inclinación. El máximo número de subarrays que permite SAM son 4, lo cual no nos dejaría utilizar todas las entradas posibles de los inversores seleccionados (6 en ambos inversores). Aunque esto afecta a nivel de configuración, la producción será casi idéntica que si se utilizasen las 6 entradas, debido a que todos los módulos se instalan con la misma inclinación (37°C) y orientación (199°) y, las pérdidas por sombreado de la instalación son mínimas.

4.1. EDIFICIO 7B

AC Sizing	Sizing Summary			
Number of inverters: <input type="text" value="2"/>	Nameplate DC capacity: <input type="text" value="164.242"/> kWdc	Number of modules: <input type="text" value="276"/>		
DC to AC ratio: <input type="text" value="0.98"/>	Total AC capacity: <input type="text" value="168.400"/> kWac	Number of strings: <input type="text" value="12"/>		
Size the system using modules per string and strings in parallel inputs below.	Total inverter DC capacity: <input type="text" value="170.964"/> kWdc	Total module area: <input type="text" value="781.1"/> m ²		
<input type="checkbox"/> Estimate Subarray 1 configuration.				
DC Sizing and Configuration				
To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.				
Electrical Configuration	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
	(always enabled)	<input checked="" type="checkbox"/> Enable	<input checked="" type="checkbox"/> Enable	<input checked="" type="checkbox"/> Enable
Modules per string in subarray	<input type="text" value="23"/>	<input type="text" value="23"/>	<input type="text" value="23"/>	<input type="text" value="23"/>
Strings in parallel in subarray	<input type="text" value="3"/>	<input type="text" value="3"/>	<input type="text" value="3"/>	<input type="text" value="3"/>
Number of modules in subarray	<input type="text" value="69"/>	<input type="text" value="69"/>	<input type="text" value="69"/>	<input type="text" value="69"/>
String Voc at reference conditions (V)	<input type="text" value="949.9"/>	<input type="text" value="949.9"/>	<input type="text" value="949.9"/>	<input type="text" value="949.9"/>
String Vmp at reference conditions (V)	<input type="text" value="786.6"/>	<input type="text" value="786.6"/>	<input type="text" value="786.6"/>	<input type="text" value="786.6"/>
Tracking & Orientation				
	<input checked="" type="radio"/> Fixed	<input checked="" type="radio"/> Fixed	<input checked="" type="radio"/> Fixed	<input checked="" type="radio"/> Fixed
	<input type="radio"/> 1 Axis	<input type="radio"/> 1 Axis	<input type="radio"/> 1 Axis	<input type="radio"/> 1 Axis
	<input type="radio"/> 2 Axis	<input type="radio"/> 2 Axis	<input type="radio"/> 2 Axis	<input type="radio"/> 2 Axis
	<input type="radio"/> Azimuth Axis	<input type="radio"/> Azimuth Axis	<input type="radio"/> Azimuth Axis	<input type="radio"/> Azimuth Axis
	<input type="radio"/> Seasonal Tilt	<input type="radio"/> Seasonal Tilt	<input type="radio"/> Seasonal Tilt	<input type="radio"/> Seasonal Tilt
	<input type="checkbox"/> Tilt=latitude	<input type="checkbox"/> Tilt=latitude	<input type="checkbox"/> Tilt=latitude	<input type="checkbox"/> Tilt=latitude
Tilt (deg)	<input type="text" value="37"/>	<input type="text" value="20"/>	<input type="text" value="20"/>	<input type="text" value="20"/>
Azimuth (deg)	<input type="text" value="199"/>	<input type="text" value="199"/>	<input type="text" value="199"/>	<input type="text" value="199"/>
Ground coverage ratio (GCR)	<input type="text" value="0.3"/>	<input type="text" value="0.3"/>	<input type="text" value="0.3"/>	<input type="text" value="0.3"/>
Tracker rotation limit (deg)	<input type="text" value="45"/>	<input type="text" value="45"/>	<input type="text" value="45"/>	<input type="text" value="45"/>

Ilustración 59. Diseño del sistema Edificio 7B [15]

4.2. EDIFICIO 7E

AC Sizing

Number of inverters:

DC to AC ratio:

Size the system using modules per string and strings in parallel inputs below.

Estimate Subarray 1 configuration

Sizing Summary

Nameplate DC capacity	<input type="text" value="65.459"/> kWdc	Number of modules	<input type="text" value="110"/>
Total AC capacity	<input type="text" value="66.000"/> kWac	Number of strings	<input type="text" value="5"/>
Total inverter DC capacity	<input type="text" value="66.734"/> kWdc	Total module area	<input type="text" value="311.3"/> m ²

DC Sizing and Configuration

To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.

Electrical Configuration	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
	(always enabled)	<input checked="" type="checkbox"/> Enable	<input checked="" type="checkbox"/> Enable	<input checked="" type="checkbox"/> Enable
Modules per string in subarray	<input type="text" value="22"/>	<input type="text" value="22"/>	<input type="text" value="22"/>	<input type="text" value="22"/>
Strings in parallel in subarray	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="1"/>
Number of modules in subarray	<input type="text" value="22"/>	<input type="text" value="44"/>	<input type="text" value="22"/>	<input type="text" value="22"/>
String Voc at reference conditions (V)	<input type="text" value="908.6"/>	<input type="text" value="908.6"/>	<input type="text" value="908.6"/>	<input type="text" value="908.6"/>
String Vmp at reference conditions (V)	<input type="text" value="752.4"/>	<input type="text" value="752.4"/>	<input type="text" value="752.4"/>	<input type="text" value="752.4"/>

Tracking & Orientation

<input checked="" type="radio"/> Fixed <input type="radio"/> 1 Axis <input type="radio"/> 2 Axis <input type="radio"/> Azimuth Axis <input type="radio"/> Seasonal Tilt	<input checked="" type="radio"/> Fixed <input type="radio"/> 1 Axis <input type="radio"/> 2 Axis <input type="radio"/> Azimuth Axis <input type="radio"/> Seasonal Tilt	<input checked="" type="radio"/> Fixed <input type="radio"/> 1 Axis <input type="radio"/> 2 Axis <input type="radio"/> Azimuth Axis <input type="radio"/> Seasonal Tilt	<input checked="" type="radio"/> Fixed <input type="radio"/> 1 Axis <input type="radio"/> 2 Axis <input type="radio"/> Azimuth Axis <input type="radio"/> Seasonal Tilt
<input type="checkbox"/> Tilt=latitude	<input type="checkbox"/> Tilt=latitude	<input type="checkbox"/> Tilt=latitude	<input type="checkbox"/> Tilt=latitude
Tilt (deg): <input type="text" value="37"/>			
Azimuth (deg): <input type="text" value="199"/>			
Ground coverage ratio (GCR): <input type="text" value="0.403"/>			
Tracker rotation limit (deg): <input type="text" value="45"/>			

Ilustración 60. Diseño del sistema Edificio 7E [15]

5. SOMBRAS Y LAYOUT

SAM cuenta con la opciones de maneras de introducir las pérdidas por sombras:

- La calculadora 3D de sombreado que permite dibujar en 3D la instalación fotovoltaica, diferenciando en ella los diferentes subarray, las superficies activas, y los obstáculos.
- Introducción directa las pérdidas por sombras. Estas se pueden incluir con saltos entre un valor y otro de 15 minutos, hasta de 1 hora.
- Introducción de las pérdidas por sombreado de unas filas de módulos sobre otros.

En el caso de análisis para ambos edificios se ha utilizado la calculadora 3D debido a que existen diversos obstáculos que pueden generar sombreados.

5.1. EDIFICIO 7B

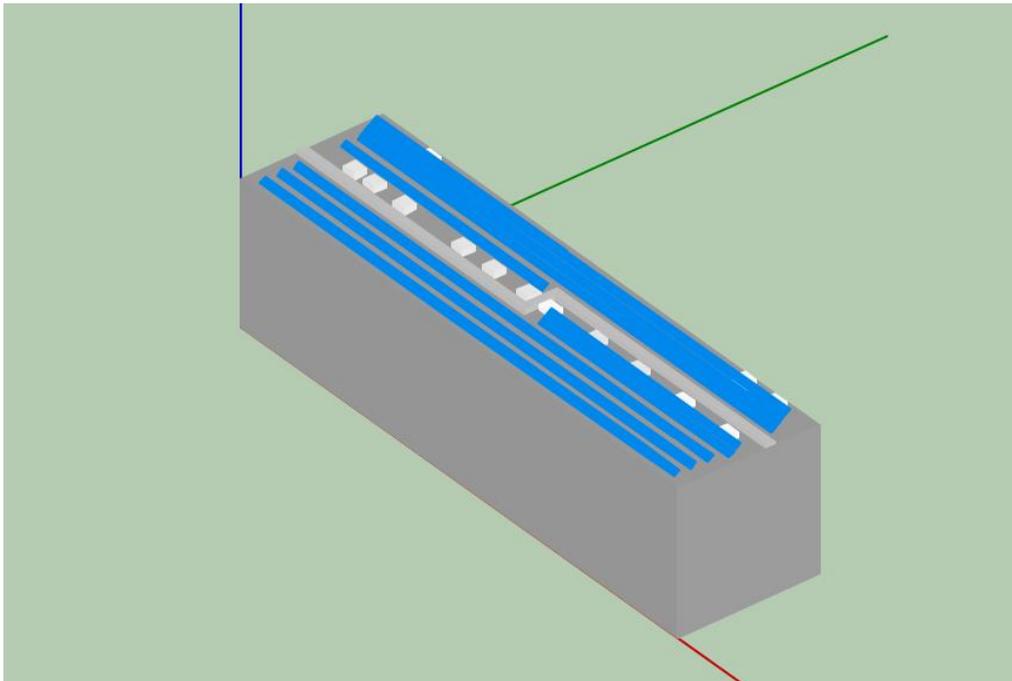


Ilustración 61. Disposición de los módulos en cubierta Edificio 7B (3D) [15]

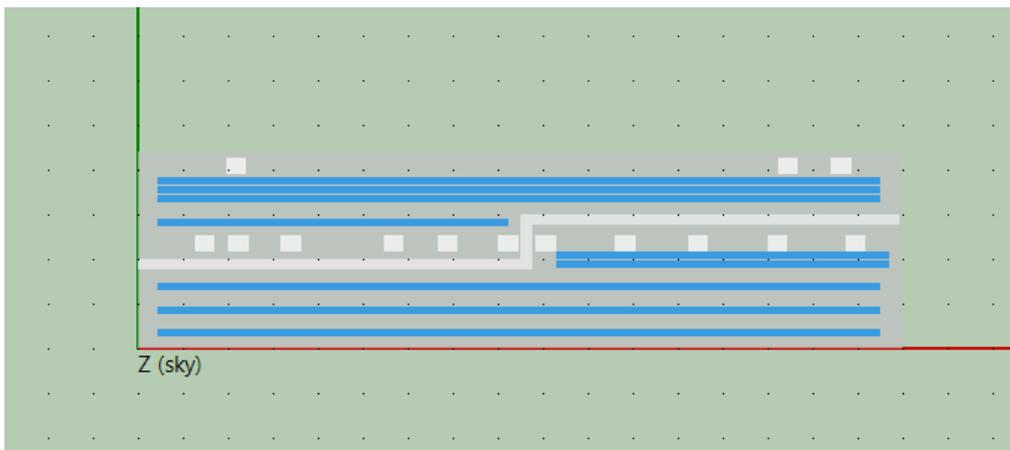


Ilustración 62. Disposición de los módulos en cubierta Edificio 7B (2D) [15]

5.2. EDIFICIO 7E

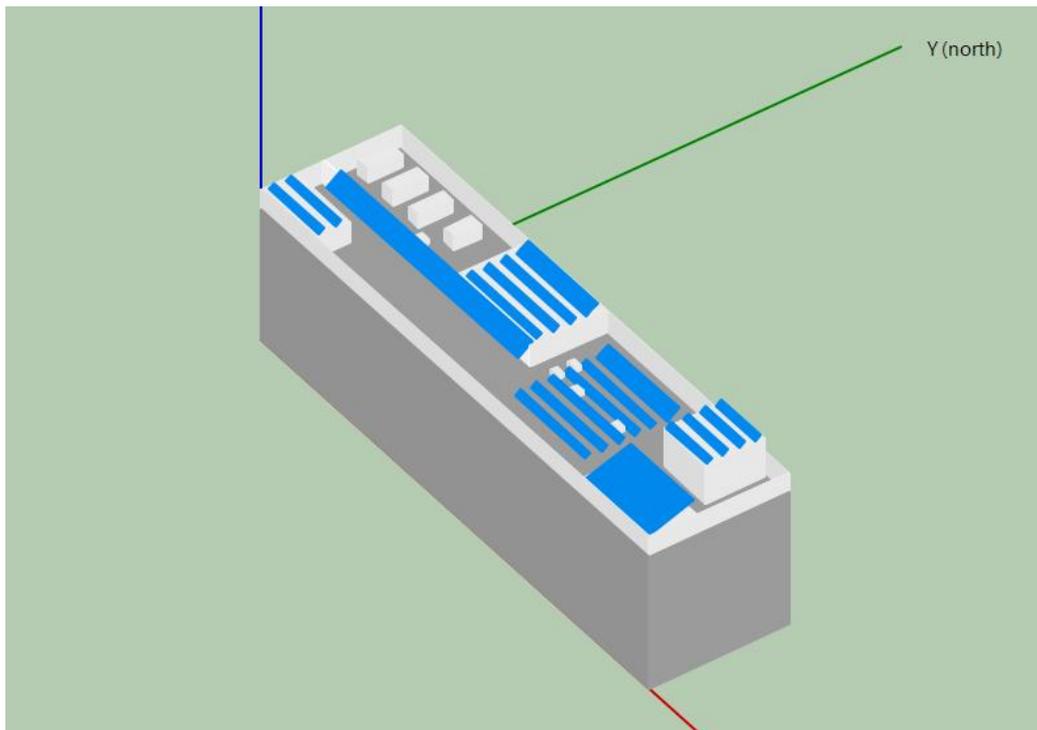


Ilustración 63. Disposición de los módulos en cubierta Edificio 7E (3D) [15]

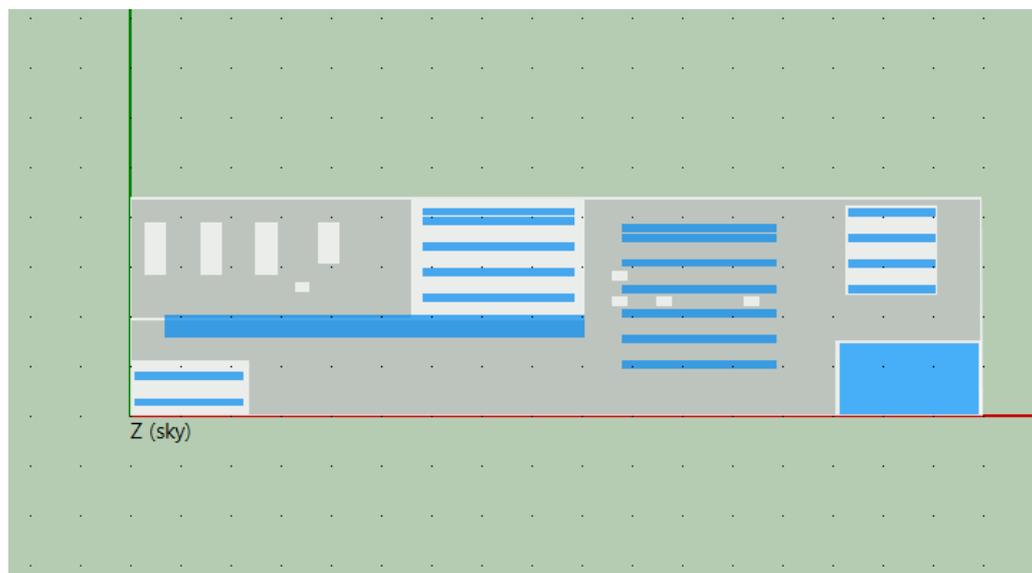


Ilustración 64. Disposición de los módulos en cubierta Edificio 7E (2D) [15]

6. PÉRDIDAS

SAM diferencia entre tres tipos de pérdidas: las pérdidas en el lado de continua, las pérdidas en el lado de alterna, las pérdidas en el transformador y las pérdidas por transmisión. Las pérdidas en continua de la instalación se introducen para cada subarray. Además, para estas pérdidas se pueden introducir los valores o escoger entre tres tipos de configuraciones: inversores centrales, microinversores u optimizadores de potencia. Para este proyecto se ha escogido la opción de

inversores centrales. En ambas instalaciones se han considerado los mismos valores de pérdidas.

Irradiance Losses
Soiling losses apply to the total solar irradiance incident on each subarray. SAM applies these losses in addition to any losses on the Shading and Snow page.

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
Monthly soiling loss	Edit values...	Edit values...	Edit values...	Edit values...
Average annual soiling loss	5	5	5	5
-Bifacial modules only-				
Average annual rear irradiance loss due to soiling, mismatch, or external shading (%)	0	0	0	0

DC Losses
DC losses apply to the electrical output of each subarray and account for losses not calculated by the module performance model.

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
Module mismatch (%)	2	2	2	2
Diodes and connections (%)	0.5	0.5	0.5	0.5
DC wiring (%)	2	2	2	2
Tracking error (%)	0	0	0	0
Nameplate (%)	0	0	0	0
DC power optimizer loss (%)	0	All four subarrays are subject to the same DC power optimizer loss.		
Total DC power loss (%)	4.440	4.440	4.440	4.440

Total DC power loss = 100% * [1 - the product of (1 - loss/100%)]

-Default DC Losses-
Apply default losses to replace DC losses for all subarrays with default values.

Apply default losses for:

AC Losses
AC losses apply to the electrical output of the inverter and account for losses not calculated by the inverter performance model.

AC wiring %

Transformer Losses
The transformer loss model is intended for distribution or substation transformers in large PV systems. Losses apply to the electrical output of the inverter and assume a power factor of 1. The transformer capacity is equal to the total inverter AC power rating.

Transformer no load loss % Transformer load loss %

Transmission Losses
Transmission losses apply to the system generated power output.

Transmission loss %

Ilustración 65. Pérdidas introducidas en SAM [15]

7. LÍMITES DE LA RED

Al igual que se hizo en la simulación en SAM se ha considerado que la máxima potencia suministrada por la red pueden ser 14 MW. Se considera este valor ya que durante el año 2019 nunca se superó.

Grid Interconnection Limit

Enable interconnection limit

Grid interconnection limit kWac

The grid interconnection limit is a negotiated limit beyond which the system is not allowed to export power. Any AC power generated above the grid interconnection limit is curtailed.

Ilustración 66. Potencia límite suministrada por la red SAM [15]

8. VIDA ÚTIL Y DEGRADACIÓN

Para ambos edificios se ha considerado que las pérdidas anuales que se tendrían en las instalaciones serían del 0,5%.

Annual Degradation for Multi-year Simulation	
Annual DC degradation rate	<input type="text" value="0.5"/> %/year
Applies to the photovoltaic array's DC output in each time step.	
In Value mode, the degradation rate is compounded annually starting in Year 2. In Schedule mode, each year's rate applies to the Year 1 value. See Help for details.	

Ilustración 67. Degradación anual de las instalaciones fotovoltaicas SAM [15]

9. COSTES DEL SISTEMA

Debido a que SAM no permite incluir un presupuesto detallado de la instalación, se ha creado únicamente para SAM un presupuesto para que el programa pueda realizar un análisis técnico-económico del sistema.

9.1. EDIFICIO 7B

Direct Capital Costs					
Module	<input type="text" value="276"/> units	<input type="text" value="0.6"/> kWdc/unit	<input type="text" value="164.2"/> kWdc	<input type="text" value="0.30"/> \$/Wdc	<input type="text" value="\$ 49,272.62"/>
Inverter	<input type="text" value="2"/> units	<input type="text" value="84.2"/> kWac/unit	<input type="text" value="168.4"/> kWac	<input type="text" value="0.08"/> \$/Wdc	<input type="text" value="\$ 13,139.37"/>
			\$	\$/Wdc	\$/m ²
Balance of system equipment	<input type="text" value="0.00"/>		<input type="text" value="0.00"/>	<input type="text" value="0.20"/>	<input type="text" value="0.00"/>
Installation labor	<input type="text" value="0.00"/>	+	<input type="text" value="0.00"/>	<input type="text" value="0.11"/>	<input type="text" value="0.00"/>
Installer margin and overhead	<input type="text" value="0.00"/>		<input type="text" value="0.00"/>	<input type="text" value="0.06"/>	<input type="text" value="0.00"/>
					Subtotal
					<input type="text" value="\$ 123,181.56"/>
-Contingency					
			Contingency	<input type="text" value="3"/> % of subtotal	<input type="text" value="\$ 3,695.45"/>
Total direct cost					<input type="text" value="\$ 126,877.01"/>
Indirect Capital Costs					
		% of direct cost		\$/Wdc	\$
Permitting and environmental studies	<input type="text" value="0"/>			<input type="text" value="0.01"/>	<input type="text" value="0.00"/>
Engineering and developer overhead	<input type="text" value="0"/>	+	<input type="text" value="0.00"/>	<input type="text" value="0.07"/>	<input type="text" value="0.00"/>
Grid interconnection	<input type="text" value="0"/>		<input type="text" value="0.00"/>	<input type="text" value="0.03"/>	<input type="text" value="0.00"/>
-Land Costs					
Land area	<input type="text" value="0.643"/> acres				
Land purchase	<input type="text" value="\$ 0/acre"/>	+	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0.00"/>	<input type="text" value="0.00"/>
Land prep. & transmission	<input type="text" value="\$ 0/acre"/>	+	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0.00"/>	<input type="text" value="0.00"/>
-Sales Tax					
Sales tax basis, percent of direct cost	<input type="text" value="100"/> %		Sales tax rate	<input type="text" value="5.0"/> %	<input type="text" value="\$ 6,343.85"/>
Total indirect cost					<input type="text" value="\$ 24,410.48"/>
Total Installed Cost					
The total installed cost is the sum of the direct and indirect costs. Note that it does not include any financing costs from the Financial Parameters page.					Total installed cost
					<input type="text" value="\$ 151,287.48"/>
Total installed cost per capacity					<input type="text" value="\$ 0.92/Wdc"/>

Ilustración 68. Presupuesto estimado Edificio 7B SAM [15]

9.2. EDIFICIO 7E

Direct Capital Costs						
Module	110 units	0.6 kWdc/unit	65.5 kWdc	0.30	\$/Wdc	\$ 19,637.64
Inverter	1 units	66.0 kWac/unit	66.0 kWac	0.09	\$/Wdc	\$ 5,891.29
		\$	\$/Wdc	\$/m ²		
Balance of system equipment		0.00	0.20	0.00		\$ 13,091.76
Installation labor		0.00	0.11	0.00		\$ 7,200.47
Installer margin and overhead		0.00	0.06	0.00		\$ 3,927.53
					Subtotal	\$ 49,748.69
- Contingency						
				Contingency	3 % of subtotal	\$ 1,492.46
					Total direct cost	\$ 51,241.15

Indirect Capital Costs						
		% of direct cost	\$/Wdc		\$	
Permitting and environmental studies		0	0.01		0.00	\$ 654.59
Engineering and developer overhead		0	0.07		0.00	\$ 4,582.12
Grid interconnection		0	0.03		0.00	\$ 1,963.76
- Land Costs						
Land area	0.191 acres					
Land purchase	\$ 0/acre	0	0.00		0.00	\$ 0.00
Land prep. & transmission	\$ 0/acre	0	0.00		0.00	\$ 0.00
- Sales Tax						
Sales tax basis, percent of direct cost		100 %	Sales tax rate	5.0 %		\$ 2,562.06
					Total indirect cost	\$ 9,762.53

Ilustración 69. Presupuesto estimado Edificio 7E SAM [15]

10. PARÁMETROS FINANCIEROS

Para el cálculo de los parámetros técnico-económicos del sistema, SAM requiere que se le introduzcan una serie de parámetros financieros. Estos son:

- Debt percent: Es el porcentaje de deudas de la instalación, es decir, el porcentaje de la inversión pagado a través de un préstamo. Para considerar la peor situación se ha considerado que este es de un 100%.
- Loan term: Es la tasa de interés nominal anual del préstamo. Se ha considerado el valor medio que tuvo este término durante los 10 primeros meses del año 2021 [33]. Dicho valor fue 3,176%.
- Inflation rate: Tasa anual de cambio de costos, generalmente basada en un índice de precios, expresada como porcentaje. Se ha considerado el valor medio que tuvo este término durante los 10 primeros meses del año 2021 [34]. Dicho valor fue 2,5%.
- Real discount rate: Es una medida del valor del dinero en el tiempo expresada como un porcentaje anual. Para instalaciones fotovoltaicas, este parámetro tiene un valor comprendido entre el 7 y 9% [35], por lo que se ha decidido que para este proyecto tenga un valor del 8%.

En ambas instalaciones se han considerado los mismos valores de parámetros financieros.

Diseño de un plan de implantación progresiva de instalaciones fotovoltaicas en las cubiertas del Campus de Vera de la Universitat Politècnica de València

Project Term Debt

Debt percent	<input type="text" value="100"/>	%	Net capital cost	<input type="text" value="151,287.48"/>	\$
Loan term	<input type="text" value="25"/>	years	Debt	<input type="text" value="151,287.48"/>	\$
Loan rate	<input type="text" value="3.176"/>	%/year	WACC	<input type="text" value="2.33"/>	%

The weighted average cost of capital (WACC) is displayed for reference. SAM does not use the value for calculations.

For a project with no debt, set the debt percent to zero.

Analysis Parameters

Analysis period	<input type="text" value="25"/>	years	Inflation rate	<input type="text" value="2.5"/>	%/year
			Real discount rate	<input type="text" value="8"/>	%/year
			Nominal discount rate	<input type="text" value="10.70"/>	%/year

Ilustración 70. Parámetros financieros SAM [15]

11. TARIFAS ELÉCTRICAS

Se han considerado en ambas instalaciones los precios que los especificados en el punto 5.1.

Rates for Energy Charges

Import...	Period	Tier	Max. Usage	Max. Usage Units	Buy (\$/kWh)
Export...	1	1	1e+38	kWh	0.148733
Copy	2	1	1e+38	kWh	0.136142
Paste	3	1	1e+38	kWh	0.122165
	4	1	1e+38	kWh	0.114954
	5	1	1e+38	kWh	0.112477
Number of entries:	6	1	1e+38	kWh	0.111393

		Weekday							Weekend																
	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm	12pm
Jan	6	6	6	6	6	6	6	2	1	1	1	1	2	2	2	2	1	1	1	1	2	2			
Feb	6	6	6	6	6	6	6	2	1	1	1	1	2	2	2	2	1	1	1	1	2	2			
Mar	6	6	6	6	6	6	6	3	2	2	2	2	3	3	3	3	2	2	2	2	3	3			
Apr	6	6	6	6	6	6	6	5	4	4	4	4	5	5	5	5	4	4	4	4	5	5			
May	6	6	6	6	6	6	6	5	4	4	4	4	5	5	5	5	4	4	4	4	5	5			
Jun	6	6	6	6	6	6	6	4	3	3	3	3	4	4	4	4	3	3	3	3	4	4			
Jul	6	6	6	6	6	6	6	2	1	1	1	1	2	2	2	2	1	1	1	1	2	2			
Aug	6	6	6	6	6	6	6	4	3	3	3	3	4	4	4	4	3	3	3	3	4	4			
Sep	6	6	6	6	6	6	6	4	3	3	3	3	4	4	4	4	3	3	3	3	4	4			
Oct	6	6	6	6	6	6	6	5	4	4	4	4	5	5	5	5	4	4	4	4	5	5			
Nov	6	6	6	6	6	6	6	3	2	2	2	2	3	3	3	3	2	2	2	2	3	3			
Dec	6	6	6	6	6	6	6	2	1	1	1	1	2	2	2	2	1	1	1	1	2	2			

Ilustración 71. Precio de la energía por periodo SAM [15]

Diseño de un plan de implantación progresiva de instalaciones fotovoltaicas en las cubiertas del Campus de Vera de la Universitat Politècnica de València

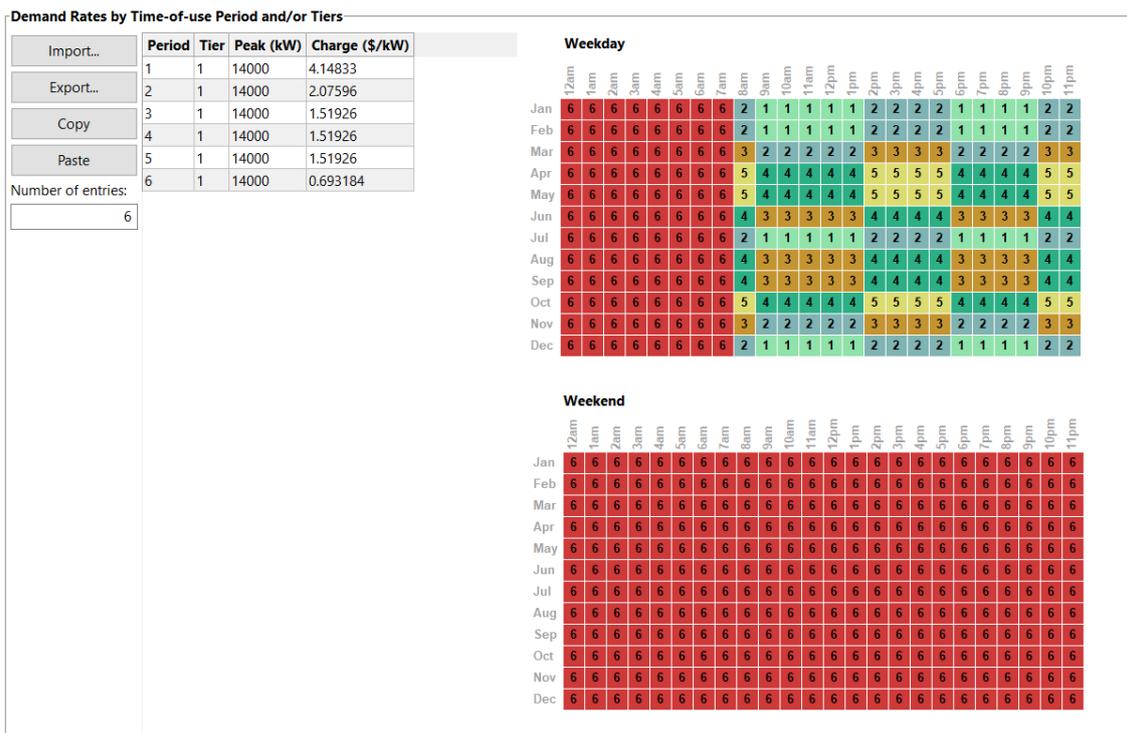


Ilustración 72. Precio de la potencia contratada por periodo SAM [15]

12. DEMANDA ELÉCTRICA

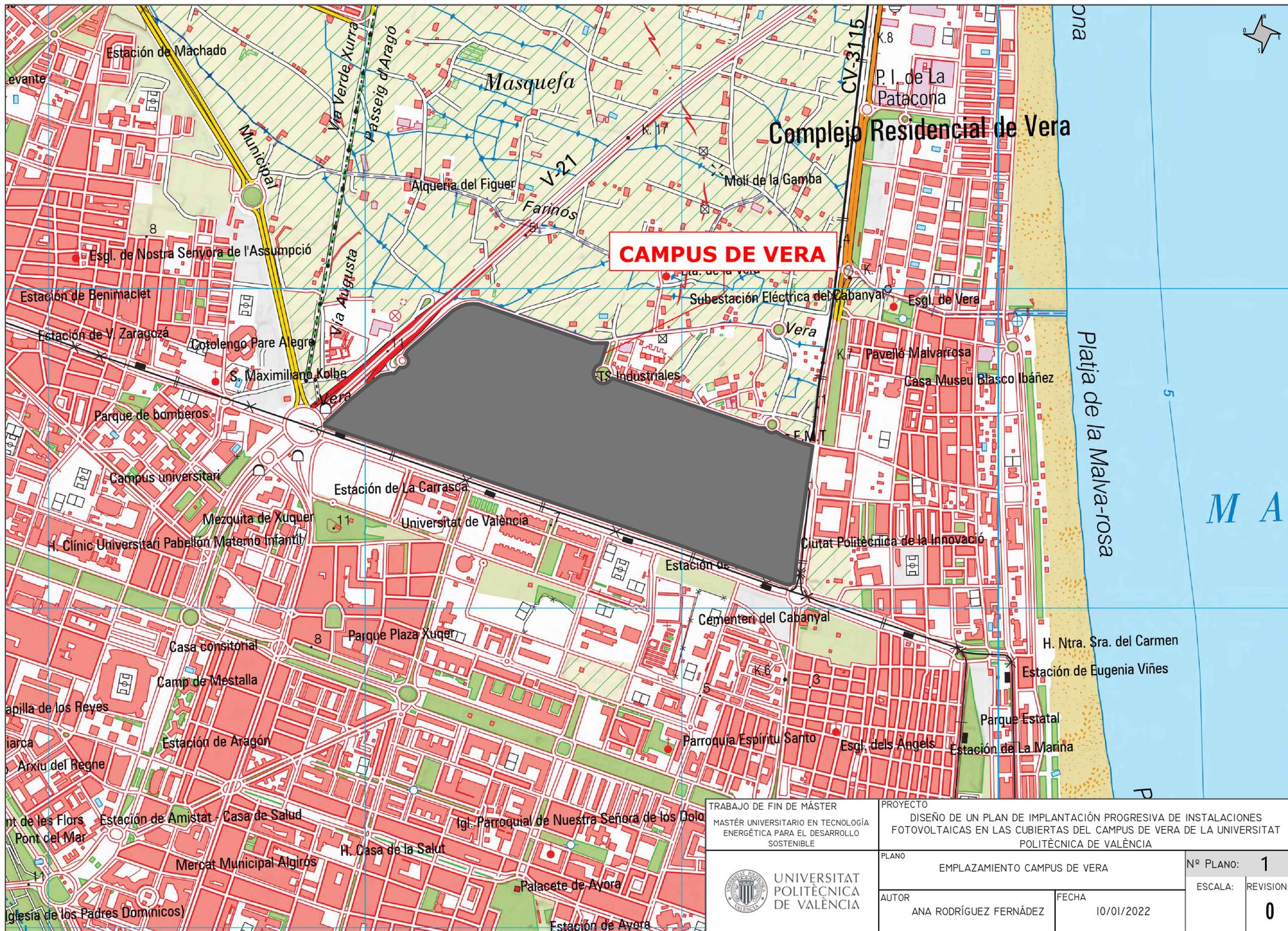
La demanda eléctrica considerada ha sido la demanda en 2019 del Campus de Vera ya especificada en el punto 5.1. No se ha considerado la de cada edificio independiente debido a que no se disponía de dicha información.

Monthly Load Summary

	Energy (kWh)	Peak (kW)
Jan	3,266,051.00	10,068.00
Feb	3,093,597.00	10,056.00
Mar	2,943,052.00	8,140.00
Apr	2,654,808.00	8,320.00
May	3,099,264.00	9,196.00
Jun	3,461,200.00	11,684.00
Jul	4,327,128.00	13,256.00
Aug	2,409,740.00	10,432.00
Sep	3,547,664.00	13,272.00
Oct	2,997,432.00	9,136.00
Nov	3,061,684.00	9,104.00
Dec	2,924,128.00	9,280.00
Annual	37,785,748.00	13,272.00

Ilustración 73. Demanda mensual de energía SAM [15]

PLANOS



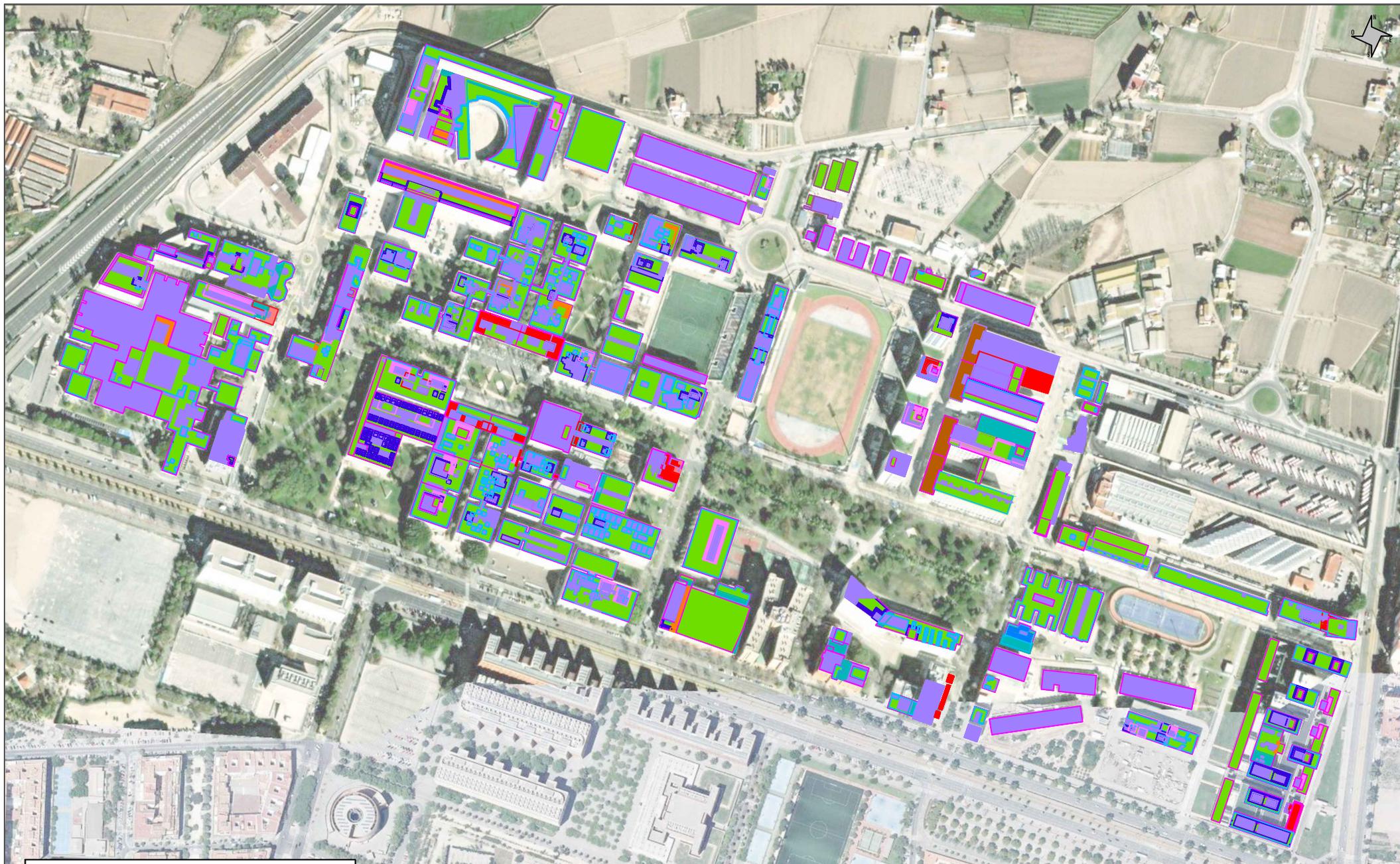
CAMPUS DE VERA

TRABAJO DE FIN DE MÁSTER
 MÁSTER UNIVERSITARIO EN TECNOLOGÍA
 ENERGÉTICA PARA EL DESARROLLO
 SOSTENIBLE



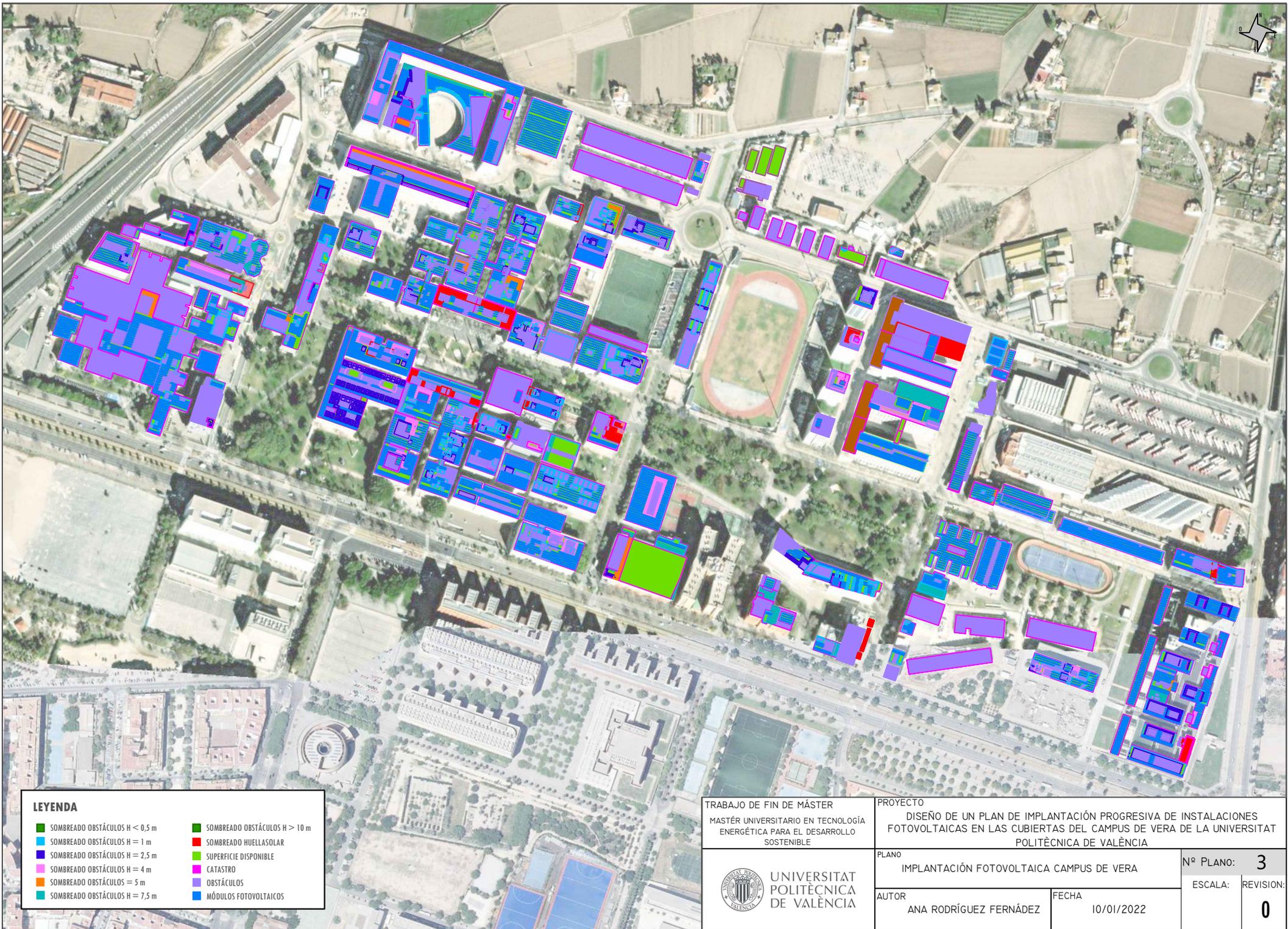
PROYECTO
 DISEÑO DE UN PLAN DE IMPLANTACIÓN PROGRESIVA DE INSTALACIONES
 FOTOVOLTAICAS EN LAS CUBIERTAS DEL CAMPUS DE VERA DE LA UNIVERSITAT
 POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

PLANO EMPLAZAMIENTO CAMPUS DE VERA		Nº PLANO: 1
AUTOR ANA RODRÍGUEZ FERNÁNDEZ	FECHA 10/01/2022	ESCALA: REVISIÓN: 0



LEYENDA	
■	SOMBREADO OBSTÁCULOS H < 0,5 m
■	SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 1 m
■	SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 2,5 m
■	SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 4 m
■	SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 5 m
■	SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 7,5 m
■	SOMBREADO OBSTÁCULOS H > 10 m
■	SOMBREADO HUELLASOLAR
■	SUPERFICIE DISPONIBLE
■	CATASTRO
■	OBSTÁCULOS

TRABAJO DE FIN DE MÁSTER MÁSTER UNIVERSITARIO EN TECNOLOGÍA ENERGÉTICA PARA EL DESARROLLO SOSTENIBLE		PROYECTO DISEÑO DE UN PLAN DE IMPLANTACIÓN PROGRESIVA DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS EN LAS CUBIERTAS DEL CAMPUS DE VERA DE LA UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	
UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA		PLANO ESTUDIO SUPERFICIE DISPONIBLES CAMPUS DE VERA	Nº PLANO: 2
AUTOR ANA RODRÍGUEZ FERNÁNDEZ		FECHA 10/01/2022	ESCALA: REVISION: 0



LEYENDA

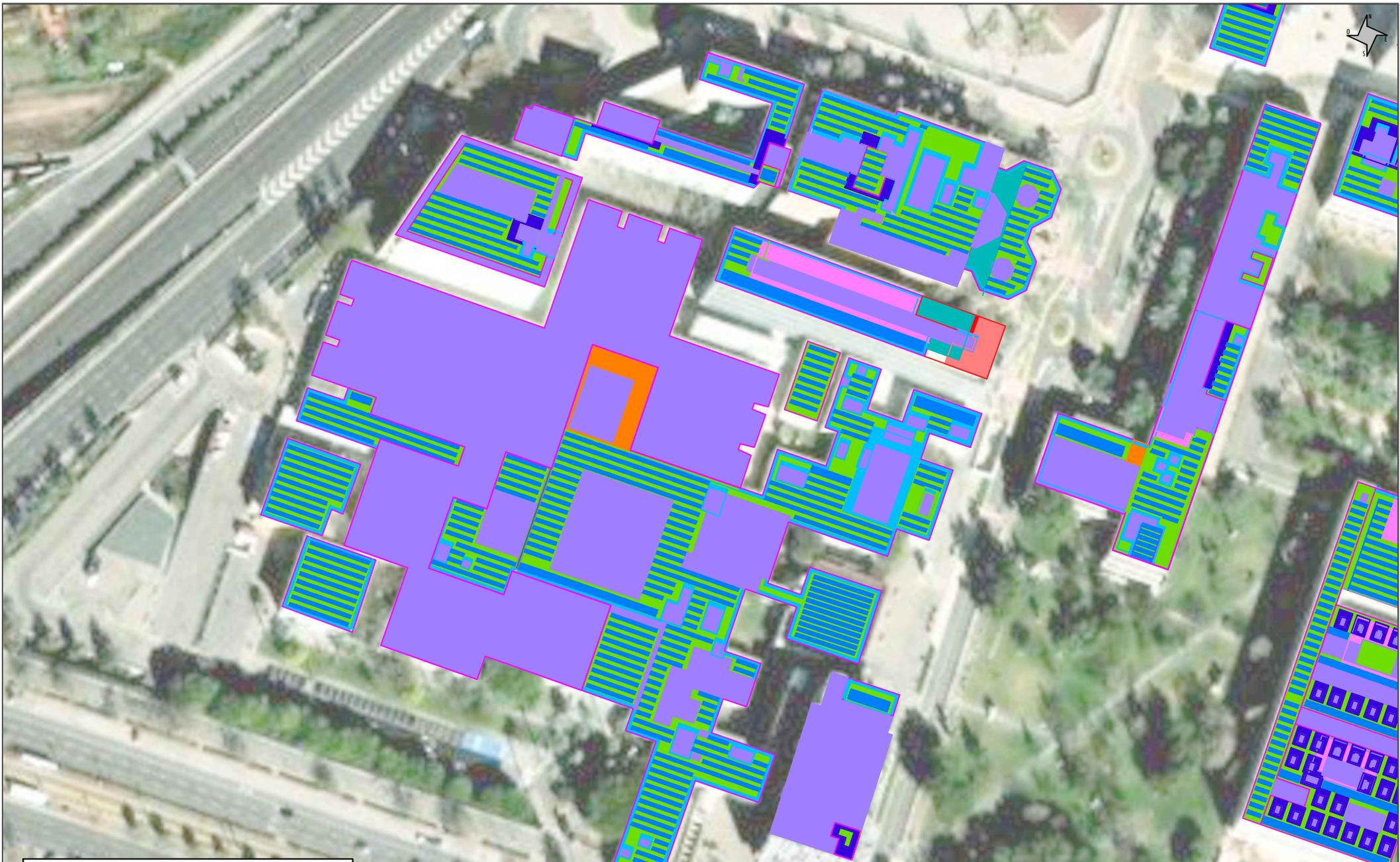
- SOMBREADO OBSTÁCULOS H < 0,5 m
- SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 1 m
- SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 2,5 m
- SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 4 m
- SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 5 m
- SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 7,5 m
- SOMBREADO OBSTÁCULOS H > 10 m
- SOMBREADO HUELLASOLAR
- SUPERFICIE DISPONIBLE
- CATASTRO
- OBSTÁCULOS
- MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

TRABAJO DE FIN DE MÁSTER
 MÁSTER UNIVERSITARIO EN TECNOLOGÍA
 ENERGÉTICA PARA EL DESARROLLO
 SOSTENIBLE

PROYECTO
 DISEÑO DE UN PLAN DE IMPLANTACIÓN PROGRESIVA DE INSTALACIONES
 FOTOVOLTAICAS EN LAS CUBIERTAS DEL CAMPUS DE VERA DE LA UNIVERSITAT
 POLITÈCNICA DE VALÈNCIA



PLANO IMPLANTACIÓN FOTOVOLTAICA CAMPUS DE VERA		Nº PLANO: 3
AUTOR ANA RODRÍGUEZ FERNÁNDEZ	FECHA 10/01/2022	ESCALA: REVISION: 0



LEYENDA

- | | |
|--------------------------------|-------------------------------|
| SOMBREADO OBSTÁCULOS H < 0,5 m | SOMBREADO OBSTÁCULOS H > 10 m |
| SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 1 m | SOMBREADO HUELLASOLAR |
| SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 2,5 m | SUPERFICIE DISPONIBLE |
| SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 4 m | CATASTRO |
| SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 5 m | OBSTÁCULOS |
| SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 7,5 m | MÓDULOS FOTOVOLTAICOS |

TRABAJO DE FIN DE MÁSTER
 MÁSTER UNIVERSITARIO EN TECNOLOGÍA
 ENERGÉTICA PARA EL DESARROLLO
 SOSTENIBLE

PROYECTO
 DISEÑO DE UN PLAN DE IMPLANTACIÓN PROGRESIVA DE INSTALACIONES
 FOTOVOLTAICAS EN LAS CUBIERTAS DEL CAMPUS DE VERA DE LA UNIVERSITAT
 POLITÈCNICA DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT
 POLITÈCNICA
 DE VALÈNCIA

PLANO
 IMPLANTACIÓN FOTOVOLTAICA SECTOR EDIFICIOS I

AUTOR
 ANA RODRÍGUEZ FERNÁNDEZ

FECHA
 10/01/2022

Nº PLANO: **4**

ESCALA: REVISIÓN:

0



LEYENDA

- | | |
|--------------------------------|-------------------------------|
| SOMBREADO OBSTÁCULOS H < 0,5 m | SOMBREADO OBSTÁCULOS H > 10 m |
| SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 1 m | SOMBREADO HUELLASOLAR |
| SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 2,5 m | SUPERFICIE DISPONIBLE |
| SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 4 m | CATASTRO |
| SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 5 m | OBSTÁCULOS |
| SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 7,5 m | MÓDULOS FOTOVOLTAICOS |

TRABAJO DE FIN DE MÁSTER
 MÁSTER UNIVERSITARIO EN TECNOLOGÍA
 ENERGÉTICA PARA EL DESARROLLO
 SOSTENIBLE

PROYECTO
 DISEÑO DE UN PLAN DE IMPLANTACIÓN PROGRESIVA DE INSTALACIONES
 FOTOVOLTAICAS EN LAS CUBIERTAS DEL CAMPUS DE VERA DE LA UNIVERSITAT
 POLITÈCNICA DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT
 POLITÈCNICA
 DE VALÈNCIA

PLANO
 IMPLANTACIÓN FOTOVOLTAICA SECTOR EDIFICIOS 2

AUTOR
 ANA RODRÍGUEZ FERNÁNDEZ

FECHA
 10/01/2022

Nº PLANO: 5

ESCALA: REVISION:

0



LEYENDA

- SOMBREADO OBSTÁCULOS H < 0,5 m
- SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 1 m
- SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 2,5 m
- SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 4 m
- SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 5 m
- SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 7,5 m
- SOMBREADO OBSTÁCULOS H > 10 m
- SOMBREADO HUELLASOLAR
- SUPERFICIE DISPONIBLE
- CATASTRO
- OBSTÁCULOS
- MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

TRABAJO DE FIN DE MÁSTER
 MÁSTER UNIVERSITARIO EN TECNOLOGÍA
 ENERGÉTICA PARA EL DESARROLLO
 SOSTENIBLE

PROYECTO
 DISEÑO DE UN PLAN DE IMPLANTACIÓN PROGRESIVA DE INSTALACIONES
 FOTOVOLTAICAS EN LAS CUBIERTAS DEL CAMPUS DE VERA DE LA UNIVERSITAT
 POLITÈCNICA DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT
 POLITÈCNICA
 DE VALÈNCIA

PLANO IMPLANTACIÓN FOTOVOLTAICA SECTOR EDIFICIOS 3		Nº PLANO: 6
AUTOR ANA RODRÍGUEZ FERNÁNDEZ	FECHA 10/01/2022	ESCALA: REVISION: 0



LEYENDA

- | | |
|---|--|
| ■ SOMBREADO OBSTÁCULOS H < 0,5 m | ■ SOMBREADO OBSTÁCULOS H > 10 m |
| ■ SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 1 m | ■ SOMBREADO HUELLASOLAR |
| ■ SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 2,5 m | ■ SUPERFICIE DISPONIBLE |
| ■ SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 4 m | ■ CATASTRO |
| ■ SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 5 m | ■ OBSTÁCULOS |
| ■ SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 7,5 m | ■ MÓDULOS FOTOVOLTAICOS |

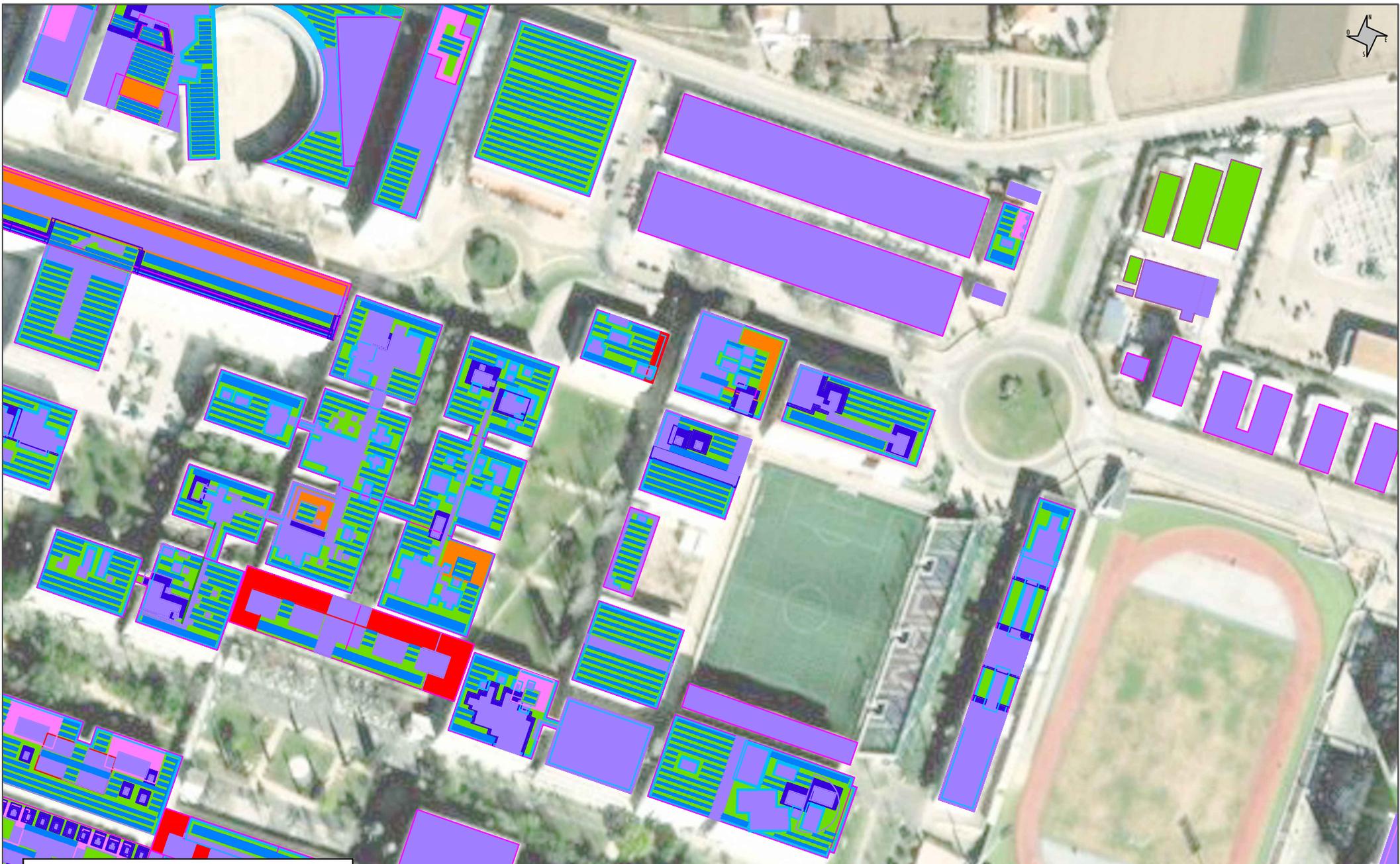
TRABAJO DE FIN DE MÁSTER
 MÁSTER UNIVERSITARIO EN TECNOLOGÍA
 ENERGÉTICA PARA EL DESARROLLO
 SOSTENIBLE

PROYECTO
 DISEÑO DE UN PLAN DE IMPLANTACIÓN PROGRESIVA DE INSTALACIONES
 FOTOVOLTAICAS EN LAS CUBIERTAS DEL CAMPUS DE VERA DE LA UNIVERSITAT
 POLITÈCNICA DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT
 POLITÈCNICA
 DE VALÈNCIA

PLANO IMPLANTACIÓN FOTOVOLTAICA SECTOR EDIFICIOS 4		Nº PLANO: 7
AUTOR ANA RODRÍGUEZ FERNÁNDEZ	FECHA 10/01/2022	ESCALA: REVISION: 0



LEYENDA

	SOMBREADO OBSTÁCULOS H < 0,5 m		SOMBREADO OBSTÁCULOS H > 10 m
	SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 1 m		SOMBREADO HUELLASOLAR
	SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 2,5 m		SUPERFICIE DISPONIBLE
	SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 4 m		CATASTRO
	SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 5 m		OBSTÁCULOS
	SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 7,5 m		MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

TRABAJO DE FIN DE MÁSTER
 MÁSTER UNIVERSITARIO EN TECNOLOGÍA
 ENERGÉTICA PARA EL DESARROLLO
 SOSTENIBLE

PROYECTO
 DISEÑO DE UN PLAN DE IMPLANTACIÓN PROGRESIVA DE INSTALACIONES
 FOTOVOLTAICAS EN LAS CUBIERTAS DEL CAMPUS DE VERA DE LA UNIVERSITAT
 POLITÈCNICA DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT
 POLITÈCNICA
 DE VALÈNCIA

PLANO
 IMPLANTACIÓN FOTOVOLTAICA SECTOR EDIFICIOS 5

Nº PLANO: **8**

AUTOR
 ANA RODRÍGUEZ FERNÁNDEZ

FECHA
 10/01/2022

ESCALA: REVISION:
0



LEYENDA

- | | |
|--|--|
| ■ SOMBREADO OBSTÁCULOS H < 0,5 m | ■ SOMBREADO OBSTÁCULOS H > 10 m |
| ■ SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 1 m | ■ SOMBREADO HUELLASOLAR |
| ■ SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 2,5 m | ■ SUPERFICIE DISPONIBLE |
| ■ SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 4 m | ■ CATASTRO |
| ■ SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 5 m | ■ OBSTÁCULOS |
| ■ SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 7,5 m | ■ MÓDULOS FOTOVOLTAICOS |

TRABAJO DE FIN DE MÁSTER
 MÁSTER UNIVERSITARIO EN TECNOLOGÍA
 ENERGÉTICA PARA EL DESARROLLO
 SOSTENIBLE

PROYECTO
 DISEÑO DE UN PLAN DE IMPLANTACIÓN PROGRESIVA DE INSTALACIONES
 FOTOVOLTAICAS EN LAS CUBIERTAS DEL CAMPUS DE VERA DE LA UNIVERSITAT
 POLITÈCNICA DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT
 POLITÈCNICA
 DE VALÈNCIA

PLANO
 IMPLANTACIÓN FOTOVOLTAICA SECTOR EDIFICIOS 6

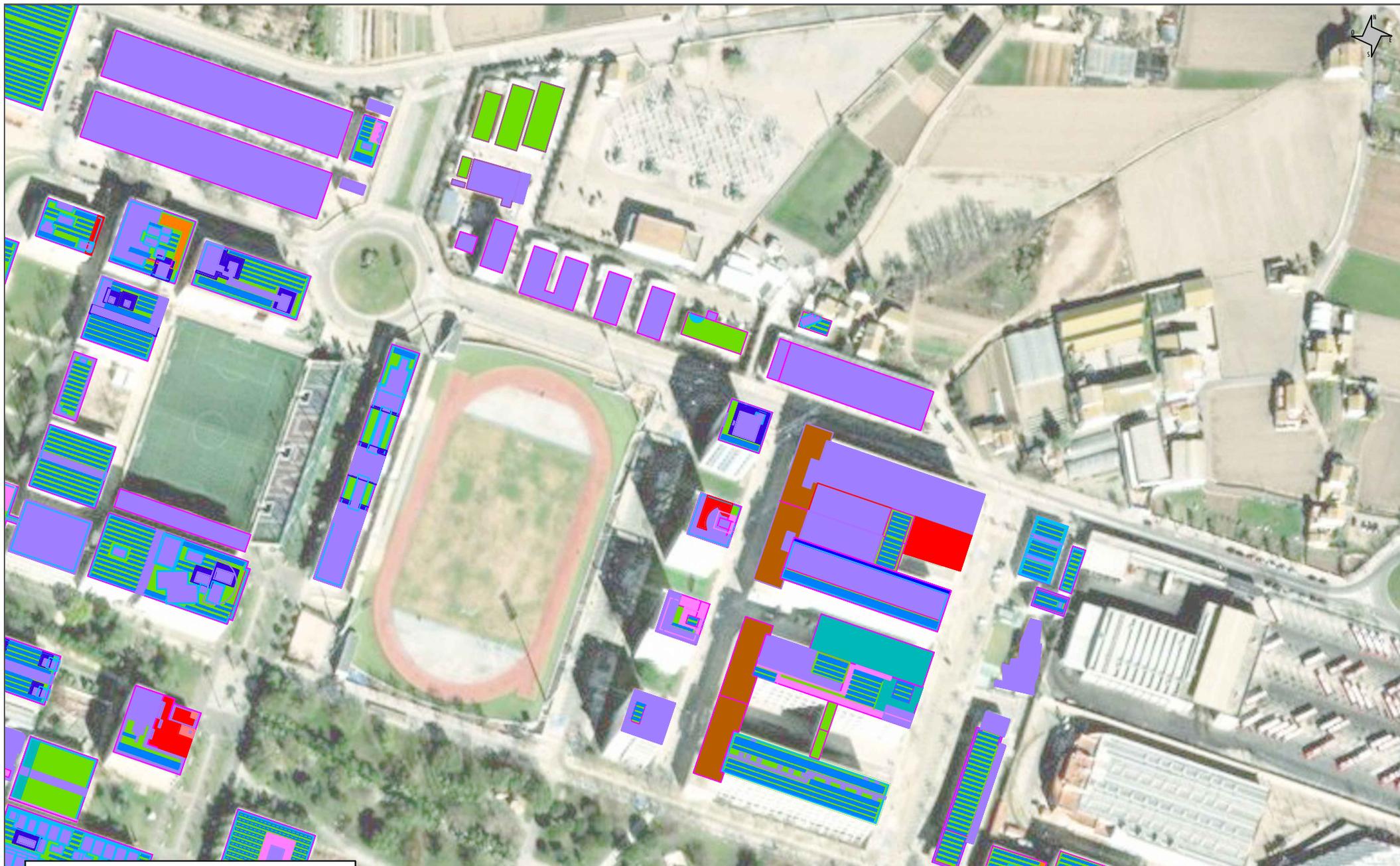
Nº PLANO: 9

AUTOR
 ANA RODRÍGUEZ FERNÁNDEZ

FECHA
 10/01/2022

ESCALA: REVISION:

0



LEYENDA	
■	SOMBREADO OBSTÁCULOS H < 0,5 m
■	SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 1 m
■	SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 2,5 m
■	SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 4 m
■	SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 5 m
■	SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 7,5 m
■	SOMBREADO OBSTÁCULOS H > 10 m
■	SOMBREADO HUELLASOLAR
■	SUPERFICIE DISPONIBLE
■	CATASTRO
■	OBSTÁCULOS
■	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

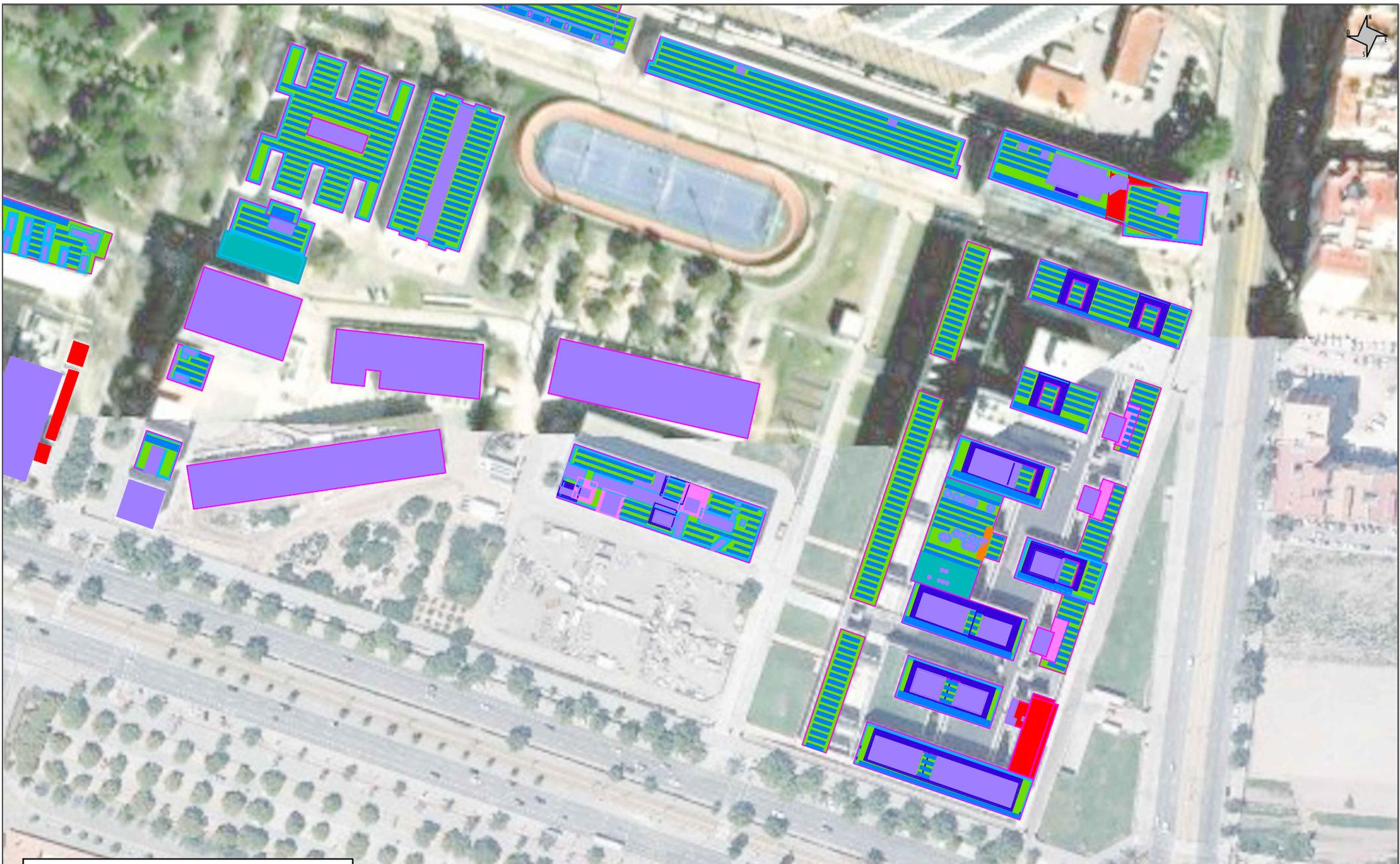
TRABAJO DE FIN DE MÁSTER
 MÁSTER UNIVERSITARIO EN TECNOLOGÍA
 ENERGÉTICA PARA EL DESARROLLO
 SOSTENIBLE

PROYECTO
 DISEÑO DE UN PLAN DE IMPLANTACIÓN PROGRESIVA DE INSTALACIONES
 FOTOVOLTAICAS EN LAS CUBIERTAS DEL CAMPUS DE VERA DE LA UNIVERSITAT
 POLITÈCNICA DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT
 POLITÈCNICA
 DE VALÈNCIA

PLANO IMPLANTACIÓN FOTOVOLTAICA SECTOR EDIFICIOS 7	Nº PLANO: 10
AUTOR ANA RODRÍGUEZ FERNÁNDEZ	FECHA 10/01/2022
ESCALA:	REVISION: 0



LEYENDA

- | | |
|--|--|
| ■ SOMBREADO OBSTÁCULOS H < 0,5 m | ■ SOMBREADO OBSTÁCULOS H > 10 m |
| ■ SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 1 m | ■ SOMBREADO HUELLASOLAR |
| ■ SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 2,5 m | ■ SUPERFICIE DISPONIBLE |
| ■ SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 4 m | ■ CATASTRO |
| ■ SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 5 m | ■ OBSTÁCULOS |
| ■ SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 7,5 m | ■ MÓDULOS FOTOVOLTAICOS |

TRABAJO DE FIN DE MÁSTER
 MÁSTER UNIVERSITARIO EN TECNOLOGÍA
 ENERGÉTICA PARA EL DESARROLLO
 SOSTENIBLE

PROYECTO
 DISEÑO DE UN PLAN DE IMPLANTACIÓN PROGRESIVA DE INSTALACIONES
 FOTOVOLTAICAS EN LAS CUBIERTAS DEL CAMPUS DE VERA DE LA UNIVERSITAT
 POLITÈCNICA DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT
 POLITÈCNICA
 DE VALÈNCIA

PLANO
 IMPLANTACIÓN FOTOVOLTAICA SECTOR EDIFICIOS 8

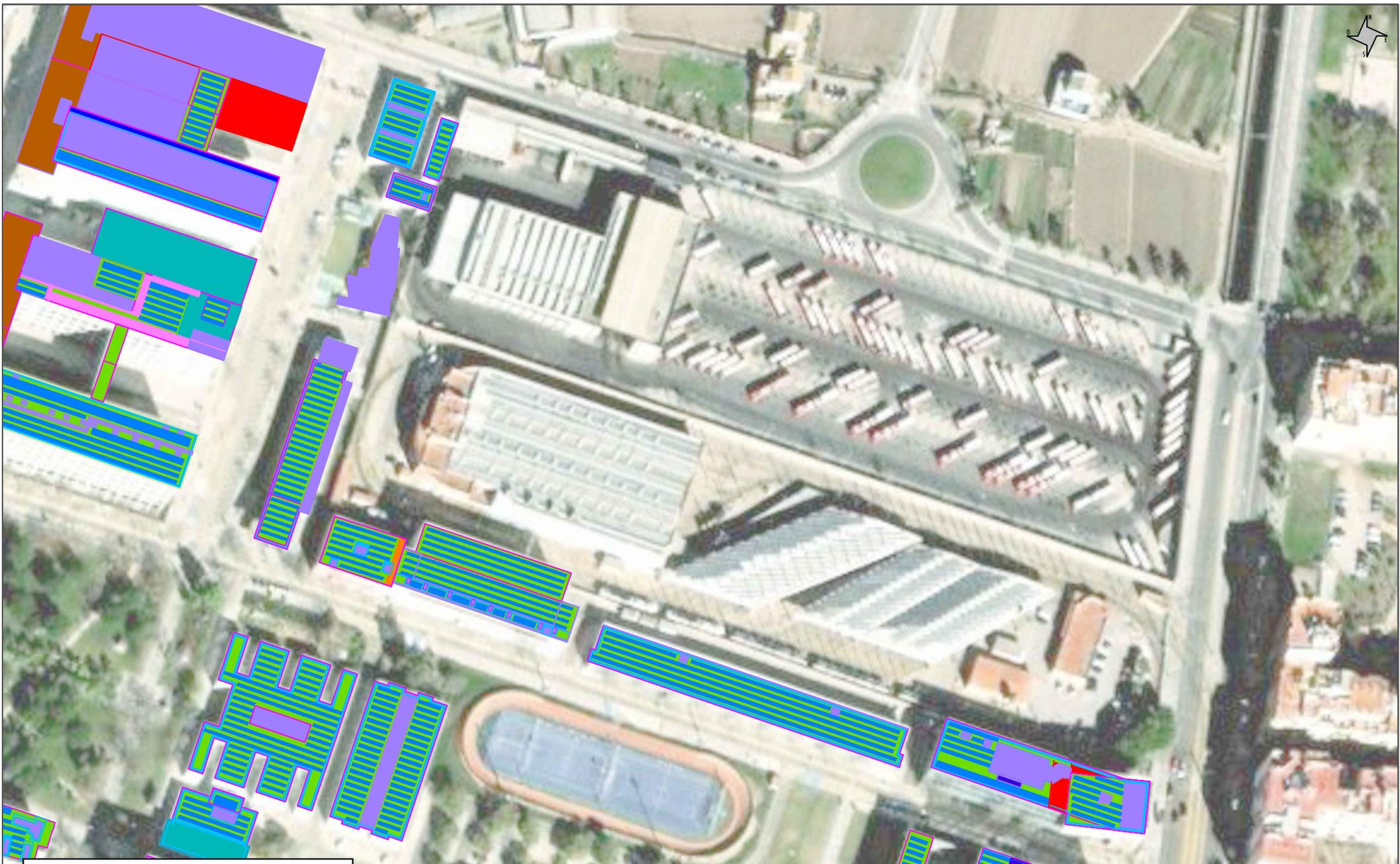
Nº PLANO: **11**

AUTOR
 ANA RODRÍGUEZ FERNÁNDEZ

FECHA
 10/01/2022

ESCALA: REVISION:

0



LEYENDA

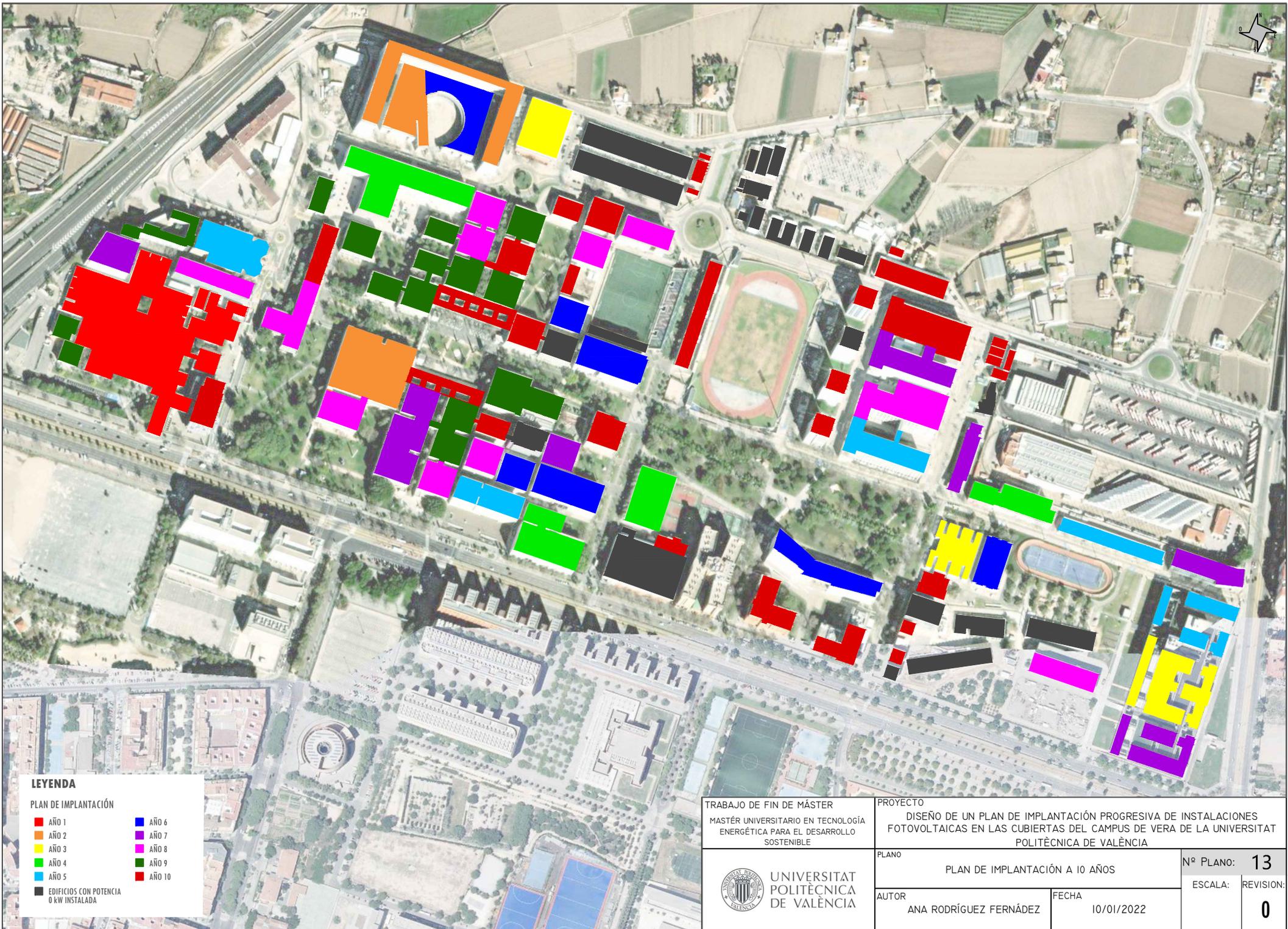
- SOMBREADO OBSTÁCULOS H < 0,5 m
- SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 1 m
- SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 2,5 m
- SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 4 m
- SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 5 m
- SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 7,5 m
- SOMBREADO OBSTÁCULOS H > 10 m
- SOMBREADO HUELLASOLAR
- SUPERFICIE DISPONIBLE
- CATASTRO
- OBSTÁCULOS
- MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

TRABAJO DE FIN DE MÁSTER
 MÁSTER UNIVERSITARIO EN TECNOLOGÍA
 ENERGÉTICA PARA EL DESARROLLO
 SOSTENIBLE

PROYECTO
 DISEÑO DE UN PLAN DE IMPLANTACIÓN PROGRESIVA DE INSTALACIONES
 FOTOVOLTAICAS EN LAS CUBIERTAS DEL CAMPUS DE VERA DE LA UNIVERSITAT
 POLITÈCNICA DE VALÈNCIA



PLANO IMPLANTACIÓN FOTOVOLTAICA SECTOR EDIFICIOS 9		Nº PLANO: 12
AUTOR ANA RODRÍGUEZ FERNÁNDEZ	FECHA 10/01/2022	ESCALA: REVISION: 0



LEYENDA

PLAN DE IMPLANTACIÓN

- AÑO 1
- AÑO 2
- AÑO 3
- AÑO 4
- AÑO 5
- AÑO 6
- AÑO 7
- AÑO 8
- AÑO 9
- AÑO 10
- EDIFICIOS CON POTENCIA O kW INSTALADA

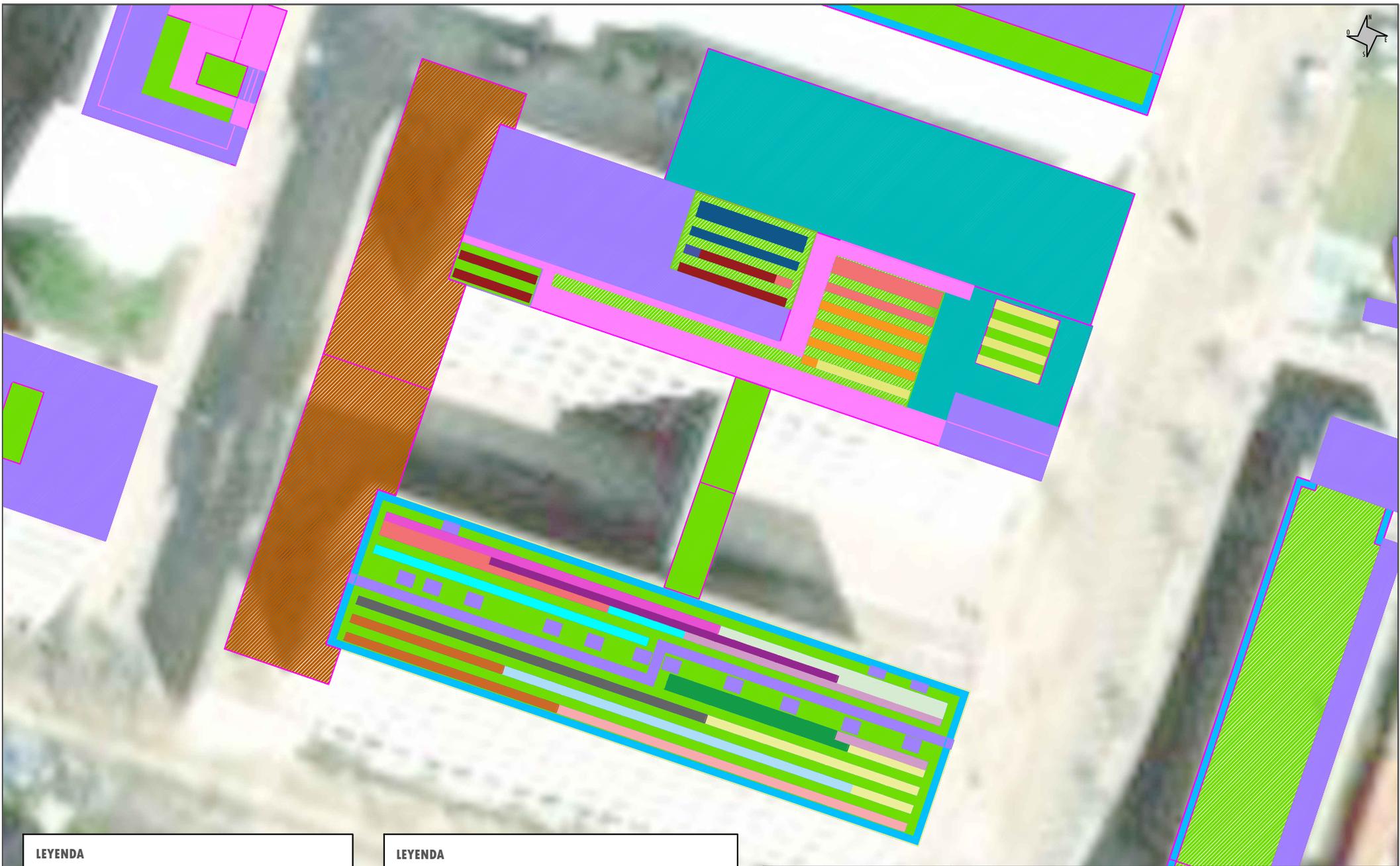
TRABAJO DE FIN DE MÁSTER
 MÁSTER UNIVERSITARIO EN TECNOLOGÍA
 ENERGÉTICA PARA EL DESARROLLO
 SOSTENIBLE

PROYECTO
 DISEÑO DE UN PLAN DE IMPLANTACIÓN PROGRESIVA DE INSTALACIONES
 FOTOVOLTAICAS EN LAS CUBIERTAS DEL CAMPUS DE VERA DE LA UNIVERSITAT
 POLITÈCNICA DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT
 POLITÈCNICA
 DE VALÈNCIA

PLANO	PLAN DE IMPLANTACIÓN A 10 AÑOS	Nº PLANO:	13
AUTOR	ANA RODRÍGUEZ FERNÁNDEZ	ESCALA:	REVISION:
FECHA	10/01/2022		0



LEYENDA

Estudio superficies

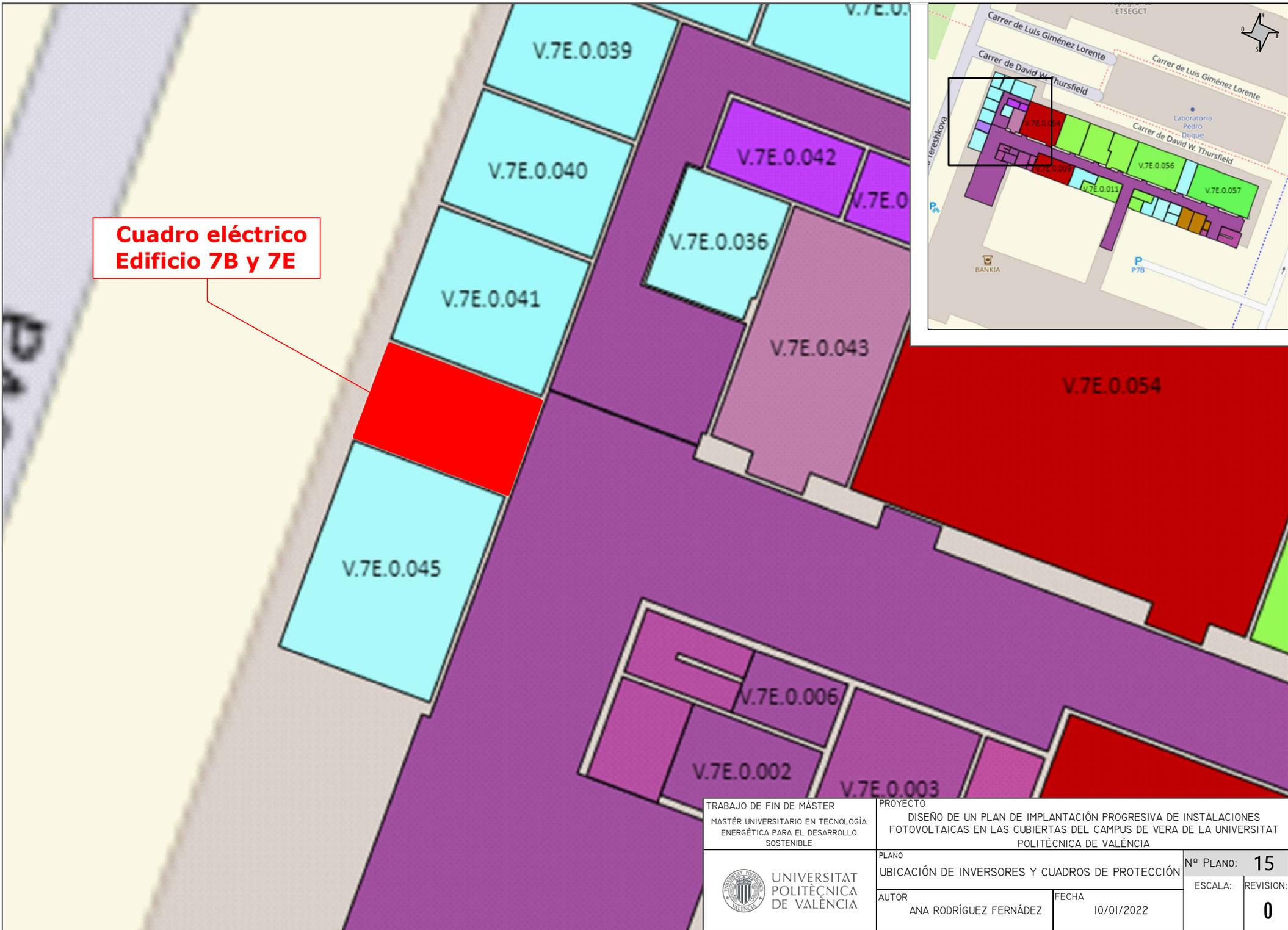
SOMBREADO OBSTÁCULOS H < 0,5 m	SOMBREADO OBSTÁCULOS H > 10 m
SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 1 m	SOMBREADO HUELLASOLAR
SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 2,5 m	SUPERFICIE DISPONIBLE
SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 4 m	CATASTRO
SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 5 m	OBSTÁCULOS
SOMBREADO OBSTÁCULOS H = 7,5 m	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

LEYENDA

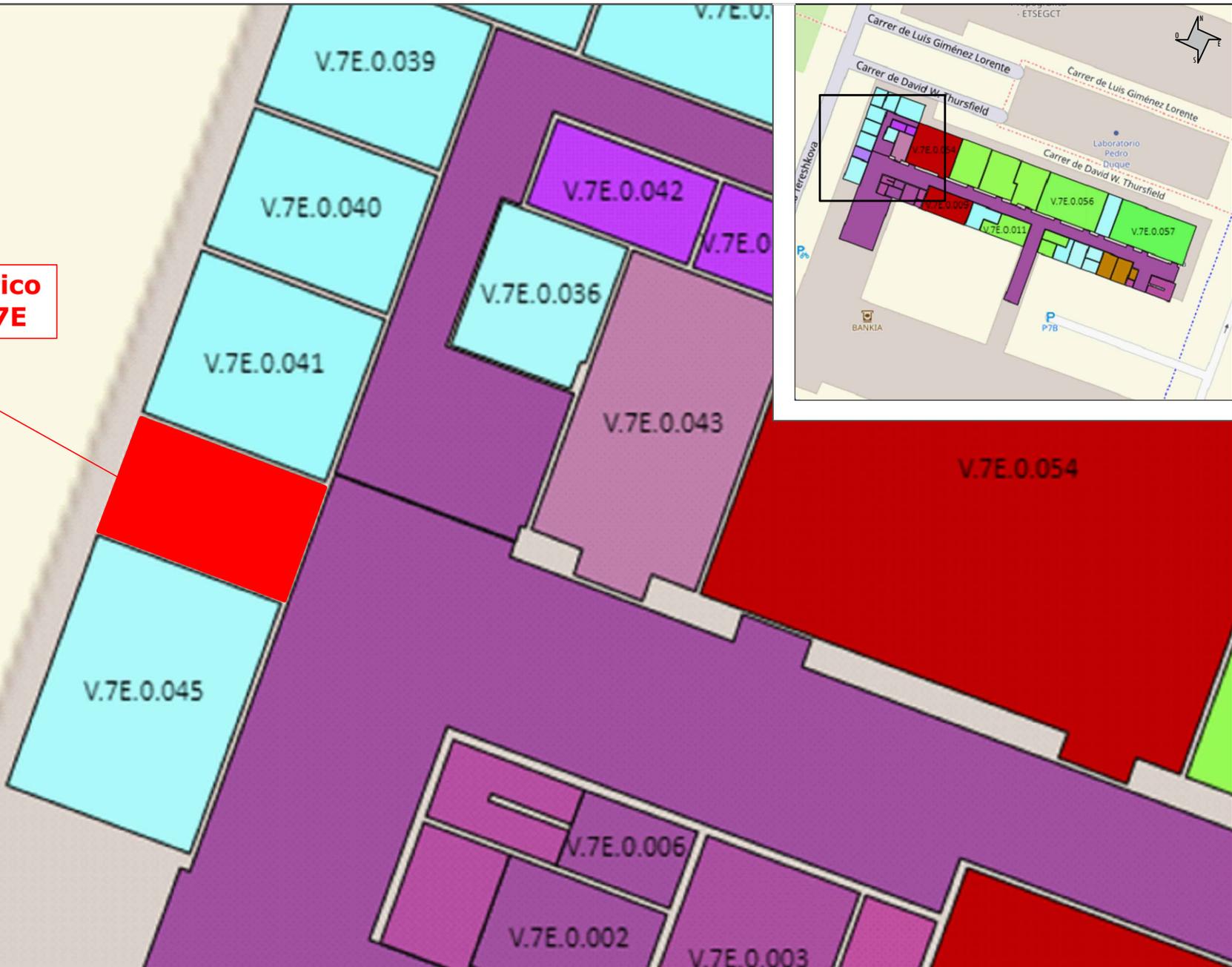
Distribución de módulos

INVERSOR 1 - STRING 1	INVERSOR 1 - STRING 7	INVERSOR 2 - STRING 1
INVERSOR 1 - STRING 2	INVERSOR 1 - STRING 8	INVERSOR 2 - STRING 2
INVERSOR 1 - STRING 3	INVERSOR 1 - STRING 9	INVERSOR 2 - STRING 3
INVERSOR 1 - STRING 4	INVERSOR 1 - STRING 10	INVERSOR 2 - STRING 4
INVERSOR 1 - STRING 5	INVERSOR 1 - STRING 11	INVERSOR 2 - STRING 5
INVERSOR 1 - STRING 6	INVERSOR 1 - STRING 12	

TRABAJO DE FIN DE MÁSTER MÁSTER UNIVERSITARIO EN TECNOLOGÍA ENERGÉTICA PARA EL DESARROLLO SOSTENIBLE		PROYECTO DISEÑO DE UN PLAN DE IMPLANTACIÓN PROGRESIVA DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS EN LAS CUBIERTAS DEL CAMPUS DE VERA DE LA UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	
UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA		PLANO IMPLANTACIÓN FOTOVOLTAICA CAMPUS DE VERA	Nº PLANO: 14
AUTOR ANA RODRÍGUEZ FERNÁNDEZ		FECHA 10/01/2022	ESCALA: REVISION: 0



**Cuadro eléctrico
Edificio 7B y 7E**



TRABAJO DE FIN DE MÁSTER
MÁSTER UNIVERSITARIO EN TECNOLOGÍA
ENERGÉTICA PARA EL DESARROLLO
SOSTENIBLE



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA

PROYECTO
DISEÑO DE UN PLAN DE IMPLANTACIÓN PROGRESIVA DE INSTALACIONES
FOTOVOLTAICAS EN LAS CUBIERTAS DEL CAMPUS DE VERA DE LA UNIVERSITAT
POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

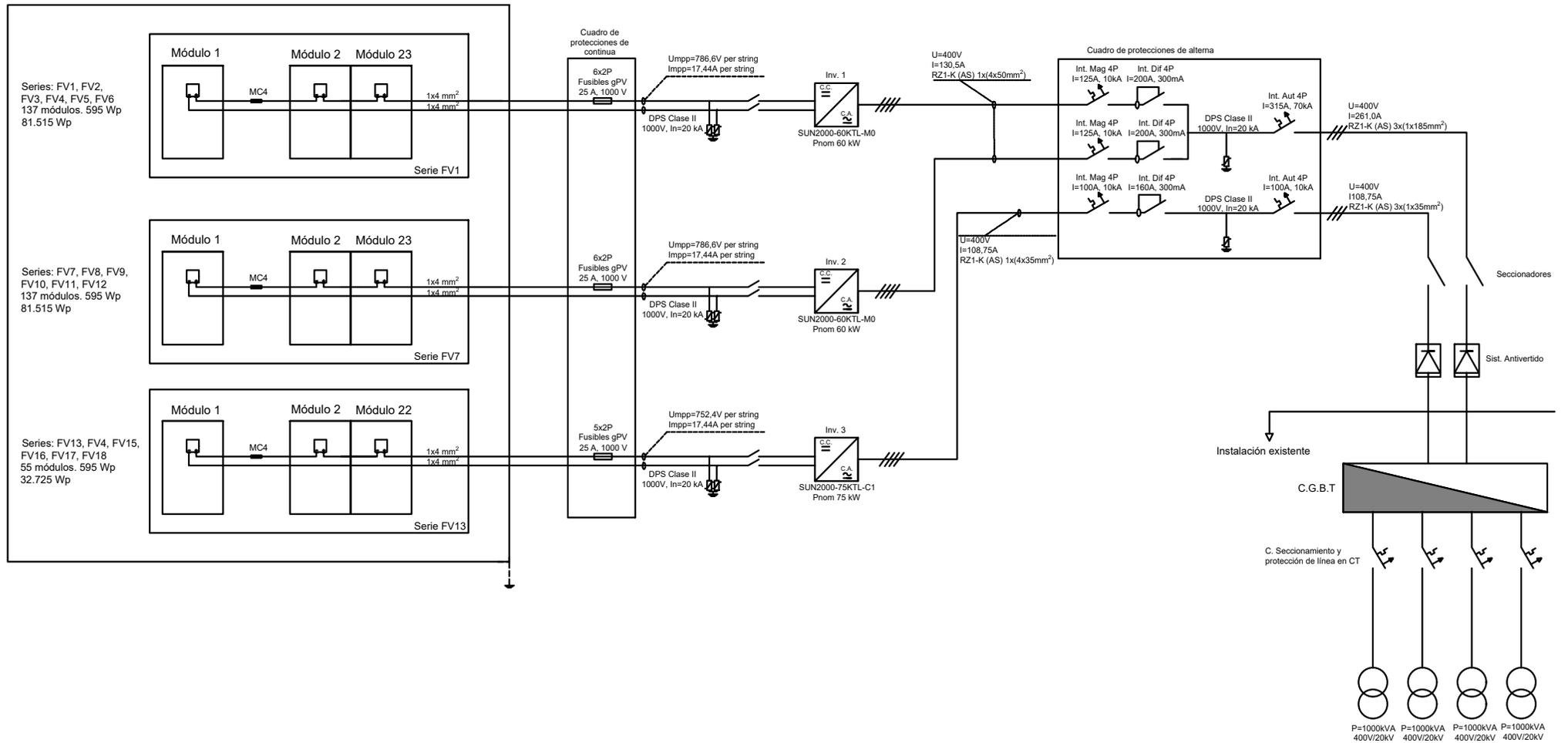
PLANO
UBICACIÓN DE INVERSORES Y CUADROS DE PROTECCIÓN

AUTOR
ANA RODRÍGUEZ FERNÁNDEZ

FECHA
10/01/2022

Nº PLANO: **15**

ESCALA: REVISIÓN:
0



TRABAJO DE FIN DE MÁSTER MÁSTER UNIVERSITARIO EN TECNOLOGÍA ENERGÉTICA PARA EL DESARROLLO SOSTENIBLE		PROYECTO DISEÑO DE UN PLAN DE IMPLANTACIÓN PROGRESIVA DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS EN LAS CUBIERTAS DEL CAMPUS DE VERA DE LA UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	
 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	PLANO ESQUEMA UNIFILIAR FV EDIFICIO 7B Y 7E	Nº PLANO: 16	
	AUTOR ANA RODRÍGUEZ FERNÁNDEZ	FECHA 10/01/2022	ESCALA: