



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Grado

Estudio de viabilidad de una comunidad energética
en el municipio de Aínsa (Huesca)

Feasibility study of an energetic community in the municipality of
Aínsa (Huesca)

Autora

Tania Lahoz Viartola

Director

Antonio Joaquín Montañés Espinosa

Titulación de la autora

Grado en Estudios de Ingeniería de Tecnologías Industriales

Escuela de Ingeniería y Arquitectura en la Universidad de Zaragoza

2023

Resumen

En el marco de este Trabajo de Final de Grado, se llevará a cabo un estudio de viabilidad destinado a la creación de una Comunidad Energética en Aínsa (Huesca). Con tal propósito se va a proceder al análisis en torno a la viabilidad de establecer una infraestructura fotovoltaica en la cubierta de uno de los edificios que conforman el Polígono Industrial del municipio.

En un primer lugar se llevará a cabo el análisis pertinente en lo concerniente al consumo correspondiente al área escogida, y posteriormente se compararán dos configuraciones diferenciadas para la instalación en las cuales se presentan diferentes modalidades de disposición de los paneles solares, junto a esto se llevará a cabo un estudio de los niveles de irradiación característicos de la zona, así como una evaluación detallada de la capacidad de producción energética adjunta a cada diseño.

Mediante la utilización de la herramienta de acceso en línea de naturaleza gratuita, PVGIS, desarrollada por la Unión Europea, la cual ofrece información concerniente a la irradiación solar y al rendimiento energético en la ubicación geográfica preseleccionada, se procederá a elegir aquella alternativa que arroje una producción óptima y que, al mismo tiempo, se ajuste con mayor congruencia a los requisitos buscados para la actual iniciativa.

Se proporcionarán tanto los estudios de irradiación como los de generación energética en la región. Además, se adjuntarán los planos relativos a cada uno de los diseños, luego una vez se haya seleccionado el diseño más idóneo, se procederá a efectuar los cálculos pertinentes asociados a la implementación de la instalación fotovoltaica, asegurando su factibilidad.

Mediante la implementación de esta infraestructura, se buscará de manera eficaz aminorar el gasto económico propio al consumo eléctrico para todas aquellas viviendas beneficiadas, llevando a cabo de manera conjunta un análisis exhaustivo en lo que respecta a la viabilidad económica de dicho proyecto, así como a su capacidad de generar beneficios, con finalidad de que el proyecto resulte financieramente provechoso en el marco seleccionado.

Abstract

Within the framework of this Final Degree Project, a feasibility study will be carried out for the creation of an-Energy Community in Aínsa (Huesca). For this purpose, we will proceed to the analysis of the feasibility of establishing a photovoltaic infrastructure on the roof of one of the buildings that make up the Industrial Park of the municipality.

In the first place, the relevant analysis will be carried out concerning the consumption corresponding to the chosen area, and subsequently two different configurations for the installation will be compared, in which different modalities of arrangement of the solar panels will be presented, together with a study of the irradiation levels characteristic of the area, as well as a detailed evaluation of the energy production capacity attached to each design.

Using the free online access tool, PVGIS, developed by the European Union, which provides information concerning solar irradiation and energy yield in the pre-selected geographic location, we will proceed to choose the alternative that yields the optimal

production and, at the same time, fits more congruently with the requirements sought for the current initiative.

Both irradiation and energy generation studies in the region will be provided. In addition, the plans for each of the designs will be attached, then once the most suitable design has been selected, the pertinent calculations associated with the implementation of the photovoltaic installation will be made, ensuring its feasibility.

Through the implementation of this infrastructure, it will be possible to effectively reduce the economic expenses inherent to the electricity consumption for all the benefited houses, carrying out an exhaustive analysis of the economic viability of the project, as well as its capacity to generate benefits, in order to acquire a deep knowledge about the prospects of the initiative to be financially profitable in the selected contextual framework.

Abreviaturas

CA: Corriente Alterna

CC: Corriente Continua

BT: Baja Tensión

CE: Comunidad Energética

CEL: Comunidad Energética Local

VAN: Valor Actual Neto

TIR: Tasa Interna de Retorno

Índice Memoria

1.	Introducción	1
1.1	Objeto.....	1
1.2	Motivación.....	2
1.3	Metodología	2
1.4	Programas.....	3
2.	Estado del arte.....	4
2.1	Autoconsumo colectivo.....	4
2.2	Autoconsumo Colectivo y Comunidades Energéticas	4
2.3	Autoconsumo en España.....	5
2.4	Modalidades del autoconsumo colectivo	6
3.	Emplazamiento.....	8
4.	Consumo	9
4.1	Estimación del consumo por vivienda.....	9
5.	Planteamiento del estudio	12
5.1	Ubicación.....	12
5.2	Estudio de la irradiación solar	13
6.	Dimensionado de la instalación	17
6.1	Módulo solar	21
6.2	Dimensionamiento real de la instalación.....	22
6.2.1	Inversores	23
6.2.2	Dimensionamiento Caso 1.....	24
6.2.3	Dimensionamiento Caso 2.....	25
6.2.5	Cálculos del dimensionamiento	27
7.	Elección de modalidad	29
7.1	Autoconsumo Colectivo CON Excedentes	29
7.2	Autoconsumo Colectivo SIN Excedentes.....	29
7.2.1	Coeficiente de reparto.....	30
8.	Análisis económico.....	31
8.1	Inversión Inicial.....	31
8.2	Ahorro total	31
8.3	Rentabilidad del proyecto	32
9.	Creación de tres hipotéticas Comunidades Energéticas en Aínsa.....	34
10.	Conclusión	35
11.	Bibliografía.....	36

Índice Memoria

ANEXO I: Ventajas de las Comunidades Energéticas	39
ANEXO II: Ejemplo de comunidad energética en Aragón	40
ANEXO III: Estructura solar	41
ANEXO IV: Desarrollo de cálculos del dimensionamiento.....	44
ANEXO V: Pasos por seguir para alcanzar una Comunidad Energética.	47
ANEXO VI: FLUJOS DE CAJA	51
ANEXO VII: Resultados PVGIS	52
ANEXO VIII: Trayectoria Solar en Aínsa [Fuente: PVSyst]	56
ANEXO IX: DataSheet Paneles Solares.....	57
ANEXO X: DataSheet Inversores	59
ANEXO XI: PLANOS	63
PLANO Nº 1: Emplazamiento de la Instalación	63
PLANO Nº 2: Diseño de la Instalación Caso 1.....	63
PLANO Nº 3: Diseño de la Instalación Caso 2.....	63

Índice Tablas

Tabla 1. Consumo Medio Anual por Electrodoméstico. [7].....	10
Tabla 2. Consumo Medio Anual de Electrodoméstico por hogar. [7].....	10
Tabla 3. Consumos Medios y Totales del Sector Residencial. [Fuente: Elaboración Propia].....	11
Tabla 4. Resumen de consumo anual y diario por hogar. [Fuente: Elaboración Propia].....	11
Tabla 5. Irradiación anual en las cubiertas según Inclinación de 35°. [Fuente: Elaboración Propia].....	20
Tabla 6. Irradiación anual en las cubiertas según Inclinación de 12° (coplanar). [Fuente: Elaboración Propia].....	20
Tabla 7. Distancias mínimas, módulo en horizontal y vertical. [8].....	21
Tabla 8. Potencia de entrada máxima inversor SUN2000-60KTL-M0. [Fuente: Manual del Usuario SUN2000-(50KTL, 60KTL, 65KTL)-M0].....	23
Tabla 9. Potencia de entrada máxima inversor SUN2000-36KTL-M3 [Fuente: Manual del Usuario SUN2000-(20KTL, 29.9KTL, 30KTL, 36KTL, 40KTL)- M3].....	24
Tabla 10. Producción total Caso 1. [Fuente: Elaboración Propia].....	25
Tabla 11. Producción total Caso 1. [Fuente: Elaboración Propia].....	26
Tabla 12. Inversión Total de Componentes Eléctricos. [Fuente: Elaboración Propia].....	31
Tabla 13. Inversión Inicial Total. [Fuente: Elaboración Propia].....	31
Tabla 14. Resultado Viabilidad Económica. [Fuente: Elaboración Propia].....	33

Índice Ilustraciones

Ilustración 1. Esquema Ilustrativo de Autoconsumo Colectivo. [12].....	4
Ilustración 2. Potencia de autoconsumo FV instalado en España. [4].....	6
Ilustración 3. Imagen satélite del municipio de Aínsa. [Fuente: Google Earth Pro].....	8
Ilustración 4. Imagen tomada del Polígono Industrial de Aínsa. [Fuente: Google Earth Pro].....	8
Ilustración 5. Área acotada de 500 metros. [Fuente: Google Earth Pro].....	13
Ilustración 6. Cubiertas que componen el lugar elegido para la instalación. [Fuente: Google Earth Pro]..	13
Ilustración 7. Comparación de Irradiación mensual frente a diferentes ángulos de inclinación. [Fuente: Elaboración Propia].....	15
Ilustración 8. Trayectorias Solares en Aínsa. [Fuente: PVSyst].....	15
Ilustración 9. Distancia mínima entre paneles solares con inclinación. [13].....	17
Ilustración 10. Cálculo del Azimut de las cubiertas EC_3, EC_4 y EC_5. [Fuente: Google Earth Pro].....	18
Ilustración 11. Cálculo del Azimut de las cubiertas EC_1 y EC_2. [Fuente: Google Earth Pro].....	18
Ilustración 12. Comparativa mensual de la producción de Energía (kWh) para las cubiertas EC_3, EC_4 y EC_5. [Fuente: Elaboración Propia].....	19
Ilustración 13. Comparativa mensual de la producción de Energía (kWh) para las cubiertas EC_1 y EC_2. [Fuente: Elaboración Propia].....	19
Ilustración 14. División de la cubierta en 16 áreas diferenciadas. [Fuente: Google Earth Pro].....	22
Ilustración 15. Disposición de los módulos solares en Caso 1. [Fuente: AutoCAD, Elaboración Propia].....	24
Ilustración 16. Disposición de los módulos solares en Caso 2. [Fuente: AutoCAD, Elaboración Propia].....	26
Ilustración 17. Diferencia entre Autoconsumo Colectivo y Autoconsumo Individual. [Fuente: Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo].....	29

1. Introducción

El auge de las energías comienza de la mano de la Revolución Industrial, es a partir de entonces cuando todas las economías comienzan a girar en torno a un solo tema, la industrialización y con ello dando paso a las energías. Son el desarrollo científico, tecnológico, y el hacinamiento social los promotores de la transición hacia las necesidades energéticas. Más tarde y debido a la problemática causada por las emisiones provenientes de estas fuentes, así como de su probable agotamiento en el tiempo, aparecen las energías renovables, consideradas fuente de energía limpia e inagotable, y también la clave para el desarrollo sostenible y controlar el objetivo de cero emisiones. [1]

La producción y el uso de energía resultante de la explotación de combustibles fósiles representa alrededor del 60% de todas las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero y gases responsables del cambio climático, el cual consiste en la variación global del clima de la Tierra, debida a causas naturales, a la acción del ser humano, y que afecta en diferentes formas. Esta variación de temperatura ha sido tema de preocupación en diferentes encuentros de líderes mundiales como fue en el Acuerdo de París, (marco de lucha contra el cambio climático a partir de 2020) cuyo principal objetivo definido fue que el incremento de temperatura media de la Tierra no superarse los 2°C.

Con esto aparece en España la legislación básica con la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de Cambio Climático y Transición Energética cuyo objeto se basa en asegurar el cumplimiento de los objetivos del Acuerdo de París 2015, así como facilitar la descarbonización de la economía española, fomentar la transición a una economía circular, promover la adaptación a los impactos del cambio climático, e implantar un modelo de desarrollo sostenible que genere empleo decente y contribuya a la reducción de las desigualdades energéticas, esta ley aparece de la mano del séptimo objetivo de desarrollo sostenible recogido por la UNE en la “Agenda 2030”, en el que se busca garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos.

Comienzan a surgir de esta forma diferentes iniciativas, entre ellas, las comunidades energéticas que surgen con el objetivo principal de beneficiarse colectivamente de las mismas instalaciones de generación eléctrica o térmica, una nueva forma de mejora de la eficiencia energética en las que dentro de ellas se pueden llevar a cabo diversas actividades, como: producir, almacenar, compartir e incluso vender energía. [2]

El perfecto ejemplo para estas actividades basa su principal función en el autoconsumo o generación distribuida, lo cual supone un importante factor para el ahorro económico de numerosas familias especialmente para las más vulnerables, pudiendo de esta forma hacer frente a la pobreza energética, problema social que afecta en España a más de 3,5 millones de personas lo cual supone más del 6% de habitantes en el país.

1.1 Objeto

El objeto de siguiente proyecto va a ser el estudio de la viabilidad de una instalación fotovoltaica para el autoconsumo o generación distribuida entre los habitantes del municipio de Aínsa, en un área que se delimitara más adelante.

En la viabilidad del estudio se llevará a cabo el dimensionamiento de la instalación según el número de viviendas a abastecer, con sus respectivos cálculos energéticos, evaluando requisitos y normativas referente al autoconsumo y autoabastecimiento energético según la norma española, con el impacto económico que supondría dicho proyecto en caso de llevarse a cabo.

Las comunidades energéticas son grupos de personas que se unen para generar, consumir y compartir energía renovable de forma local. Estas comunidades pueden ser pequeñas aldeas, barrios o grupos de edificios que comparten una fuente de energía renovable, como paneles solares, turbinas eólicas o instalaciones hidroeléctricas.

La idea detrás de las comunidades energéticas es crear una red de energía local que sea en parte independiente de las grandes compañías eléctricas y fomente la producción y el consumo de energía limpia y sostenible. De esta manera, se reducen las emisiones de gases de efecto invernadero y se promueve el desarrollo sostenible. Además de ser más ecológicas, las comunidades energéticas pueden tener beneficios económicos para sus miembros, ya que les permite compartir los costos y beneficios de la energía renovable producida. También pueden promover la participación ciudadana y la cohesión social al fomentar la colaboración y el trabajo en equipo en proyectos comunitarios.

En la Unión Europea, se están promoviendo políticas para fomentar el desarrollo de las comunidades energéticas y facilitar su creación y funcionamiento. Sin embargo, aún existen desafíos legales y técnicos para su implementación en gran escala, como la integración de las redes eléctricas y la regulación de la venta y distribución de energía renovable a nivel local.

1.2 Motivación

La motivación de este trabajo es culminar los estudios en Ingeniería de Tecnologías Industriales en la Universidad de Zaragoza con la presentación de un proyecto que reúne gran parte de los campos de la ingeniería abarcados durante todos estos años, así como los conocimientos adquiridos durante este camino.

La pasión hacía la ingeniería y el interés por las energías renovables y transición hacia ellas, se traduce en el diseño de la presente comunidad energética como una forma nueva de ver las ya muy aclamadas energías renovables.

1.3 Metodología

Para llevar a cabo el presente estudio de viabilidad, en primer lugar, se procederá a contextualizar el concepto de Autoconsumo Colectivo y su interrelación con las Comunidades Energéticas. Asimismo, se proporcionarán datos relevantes que contribuyan a la comprensión contextual de este análisis.

A continuación, se procederá a explicar detalladamente el emplazamiento designado para la ejecución de dicho proyecto. Una vez obtenido se llevará a cabo un estudio exhaustivo del consumo energético en las viviendas correspondientes al área demarcada, ajustando dicho ámbito en consonancia con la normativa vigente.

Tras la evaluación del consumo energético, se llevará a cabo un análisis de la irradiación solar en conjunción con la utilización de la herramienta en línea PVGIS. Dicha aplicación

permitirá tomar decisiones fundamentales, como la determinación de la cubierta más idónea y el ángulo de inclinación óptimo para maximizar la producción energética.

Es imperativo realizar una elección prudente en esta etapa, ya que esta elección sentará las bases para los cálculos subsiguientes relacionados con los componentes electrónicos, incluyendo la selección del modelo de paneles solares y de inversores. Con la información recopilada hasta este punto, se procederá a dimensionar las distintas alternativas propuestas para la instalación. Este proceso de dimensionamiento irá acompañado del cálculo de las producciones energéticas totales, lo que permitirá la selección de la opción más viable y beneficiosa.

Una vez completada la fase de dimensionamiento y seleccionado el escenario a seguir en el proyecto, será necesario determinar la modalidad específica a implementar en esta comunidad energética. Una vez definida esta modalidad, se procederá a un análisis exhaustivo de la viabilidad económica del proyecto. A través de este análisis, se obtendrán conclusiones fundamentadas en relación con la rentabilidad del proyecto en cuestión.

1.4 Programas

- **PVGIS**, Se trata de una aplicación de software de libre acceso desarrollada por el Centro Común de Investigación de la Comisión Europea. Su propósito radica en simplificar el análisis del recurso solar y la capacidad fotovoltaica en el continente europeo. Esta herramienta demuestra ser de gran utilidad al emprender estudios de viabilidad de sistemas fotovoltaicos.
- **Google Earth Pro**: Google Earth Pro brinda el repertorio más exhaustivo de información geoespacial de acceso público, englobando imágenes de alta resolución, recorridos tridimensionales de ciudades, detallados mapas de carreteras, panorámicas callejeras, instantáneas históricas y puntos de relevancia, tales como accidentes naturales. Permite con sus diferentes herramientas obtener dimensiones de cualquier tipo, coordenadas, elevaciones de terrenos, etc.
- **AUTOCAD**: software de diseño asistido por ordenador (CAD) que se utiliza para dibujar, diseñar y modelar en 2D y 3D de forma precisa con sólidos, superficies, objetos de malla
- **Excel**: Proporciona hojas de cálculo para organizar números y datos con fórmulas y funciones así como gráficas y numerosas funciones más.

2. Estado del arte

2.1 Autoconsumo colectivo

El autoconsumo consiste principalmente en la instalación de una fuente de energía renovable, siendo la energía fotovoltaica la más utilizada en el ámbito del autoconsumo colectivo, en la que la energía generada por los paneles solares se distribuye entre varias personas, viviendas u otros participantes, de acuerdo con un acuerdo de reparto previamente gestionado. Este proceso de distribución se realiza de manera automática mediante un contador de generación que se instala de forma obligatoria en estos casos. Así, cada participante recibe su parte proporcional de la energía solar producida, lo que permite compartir los beneficios y promover la utilización conjunta de energía renovable.

Los paneles solares pueden ir instalados en diferentes lugares y tipos de edificios, ya sean comunidades enteras de vecinos, urbanizaciones de pisos, unifamiliares etc. Siempre y cuando se cumplan los requisitos necesarios para su instalación y se respete la normativa estipulada.

En las instalaciones de módulos solares fotovoltaicos, se utilizan estructuras de soporte adecuadas según la ubicación específica del proyecto. En cubiertas inclinadas, los módulos suelen colocarse al mismo nivel de la superficie, siguiendo el ángulo de la cubierta de forma coplanar, en cubiertas u otras superficies planas, se utilizan estructuras que proporcionan una inclinación óptima para maximizar el rendimiento.

Un componente fundamental en estas instalaciones es el inversor, encargado de transformar la corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna, que puede ser utilizada directamente en el punto de consumo. La elección del inversor se realiza de manera personalizada para optimizar el funcionamiento en cada proyecto en particular. [3]

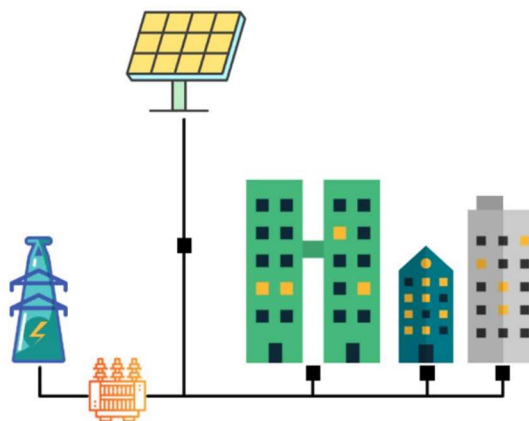


Ilustración 1. Esquema Ilustrativo de Autoconsumo Colectivo. [12]

2.2 Autoconsumo Colectivo y Comunidades Energéticas

Se denomina Autoconsumo Colectivo a la agrupación de vecinos u empresas que no constituyen ningún tipo de entidad específica y sólo se acogen a la legislación vigente

referente al autoconsumo. Hoy en día la mayoría de las Comunidades Energéticas se basan en el modelo del Autoconsumo Colectivo.

Durante el proceso de una propia legislación para este novedoso concepto, las definiciones que respectan a este tema han ido evolucionando a lo largo de los años, apareciendo las Comunidades Energéticas en la legislación europea por primera vez en el año 2016.

La figura de Comunidad Energética aparece en el Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, y definen las Comunidades de Energías Renovables como *“entidades jurídicas basadas en la participación abierta y voluntaria, autónomas y efectivamente controladas por socios o miembros que están situados en las proximidades de los proyectos de energías renovables que sean propiedad de dichas entidades jurídicas y que estas hayan desarrollado, cuyos socios o miembros sean personas físicas, pymes o autoridades locales, incluidos los municipios y cuya finalidad primordial sea proporcionar beneficios medioambientales, económicos o sociales a sus socios o miembros o a las zonas locales donde operan, en lugar de ganancias financieras”*.

Dentro de este extenso grupo se encuentran las Comunidades Energéticas Locales. Este tipo de Comunidades presentar una cierta proximidad entre los participantes implicados en ella, así como la participación de entidades municipales, son Comunidades sin ánimo de lucro donde los grandes beneficiados son los integrantes de esta mediante la reducción de sus propios costes energéticos. Las Comunidades Energéticas también permiten un acercamiento hacia la transición energética por parte de los ciudadanos, instituciones y empresas. [3]

2.3 Autoconsumo en España

El autoconsumo es una de las realidades más prometedoras hoy en día en España, mostrando un crecimiento positivo en estos últimos años, siendo la tecnología fotovoltaica la que mayor desarrollo ha experimentado. Según los datos recogidos en los últimos años por la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), en el año 2019 se instalaron 459 MW de capacidad fotovoltaica frente a los 235 MW de 2018. A pesar de la pandemia que agitó el mundo en 2020, en España se llegaron a instalar 596 MW de capacidad fotovoltaica consiguiendo un aumento del 30% con una representación del 19% por parte del sector residencial.

Adicionalmente, la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA) informó de cómo en el año 2020 se instalarán 623 MW de potencia de autoconsumo. [4]

Estos datos muestran una tendencia positiva en el crecimiento del autoconsumo y la creciente adopción de tecnología solar fotovoltaica en España, lo que es un indicio alentador hacia una mayor sostenibilidad y uso de energías limpias en el país.

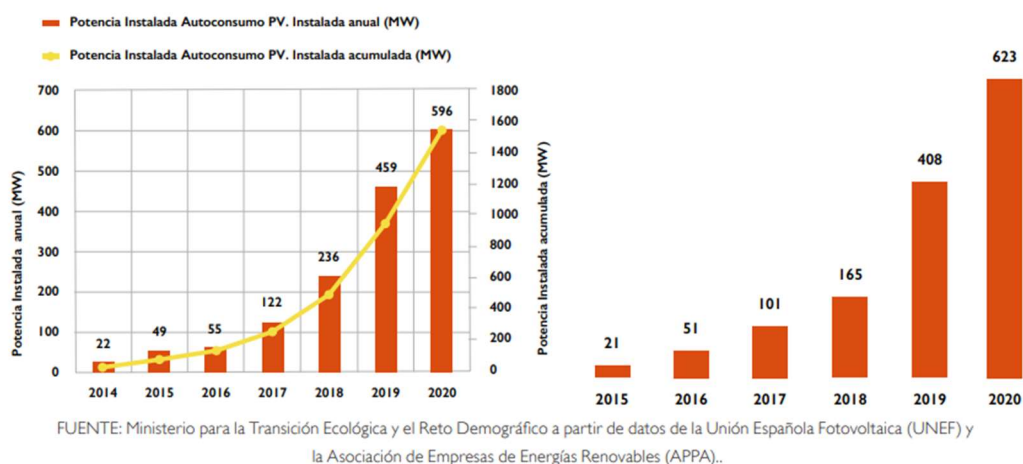


Ilustración 2. Potencia de autoconsumo FV instalado en España. [4]

2.4 Modalidades del autoconsumo colectivo

Dentro de cada modalidad, el autoconsumo puede clasificarse en dos tipos: individual, cuando únicamente existe un consumidor asociado a la instalación de producción, y colectivo, cuando se trata de varios consumidores asociados a una o varias instalaciones de producción próximas. [4]

La conexión de las instalaciones de autoconsumo colectivo puede realizarse de tres formas:

1. **Red interior:** La conexión se efectúa a través de la red eléctrica interna del lugar donde se encuentra la instalación de producción y los consumidores asociados.
2. **Líneas directas:** La conexión se establece mediante líneas eléctricas directas que vinculan la instalación de producción con los consumidores asociados.
3. **Conexión a través de red:** En este caso, la conexión se realiza a la red eléctrica general siempre que se cumplan los requisitos establecidos por el RD 244/2019 (en su redacción dada por el Real Decreto-ley 29/2021 y modificado por el Real Decreto-ley 18/2022 y el Real Decreto-ley 20/2022). Estos requisitos son los siguientes:
 - La conexión debe ser a la red de baja tensión (BT) que se deriva del mismo centro de transformación al que pertenece el consumidor.
 - La distancia entre la instalación de generación y los consumos asociados no debe ser mayor de 500 metros, medidos en proyección ortogonal en planta entre los equipos de medida. Sin embargo, esta distancia puede aumentar hasta 2.000 metros en el caso de plantas fotovoltaicas sobre cubiertas, suelo industrial o estructuras artificiales cuyo objetivo principal no sea generar electricidad.
 - La instalación generadora y los consumidores asociados deben estar ubicados en la misma referencia catastral, considerando coincidentes los 14 primeros dígitos, a excepción de las comunidades autónomas con normativa catastral propia. [4]

2.4.1 Autoconsumo colectivo sin excedentes

Esta modalidad de autoconsumo implica la participación de varios consumidores asociados que comparten una instalación de generación eléctrica y disponen de un sistema anti vertido para evitar la inyección de excedentes a la red. La titularidad tanto de la instalación de generación como del mecanismo anti vertido es compartida solidariamente por todos los consumidores asociados.

Dentro de esta modalidad, existen dos opciones:

a) Sin compensación de excedentes: En esta opción, los excedentes de energía generados no son aprovechados, es decir, no se utilizan ni se transfieren a la red.

b) Con compensación de excedentes: Los consumidores asociados pueden aprovechar la compensación de energía no consumida. Los excedentes sólo se generan cuando otro consumidor demanda energía en ese momento. El sistema anti vertido evita generar más energía de la necesaria para los consumidores asociados, lo que limita el aprovechamiento total del potencial de la compensación de excedentes. [4]

2.4.2 Autoconsumo colectivo con excedentes acogida a compensación

En este tipo de instalaciones, se requiere que las conexiones se realicen en red interior, garantizando que, en los edificios sujetos a la ley de propiedad horizontal (LPH), no haya una conexión directa a la red interior de ninguno de los consumidores. Para poder acogerse a la compensación de excedentes a través de la red, las instalaciones colectivas deben asegurarse de que al menos uno de los consumidores asociados esté conectado a la instalación en red interior.

En estos casos, la titularidad de la instalación de generación recae en el productor. Si las instalaciones de producción comparten infraestructuras de conexión a la red o se conectan en la red interior de un consumidor, tanto los consumidores como los productores serán solidariamente responsables ante el sistema eléctrico en caso de incumplimiento. [4]

2.4.3 Autoconsumo colectivo con excedentes NO acogida a compensación

Los excedentes no consumidos por los participantes se venderán al mercado. La titularidad de la instalación recae en el productor. Las instalaciones conectadas a la red interior de un consumidor o que compartan infraestructuras asumen responsabilidad solidaria ante el sistema eléctrico. Todos los consumidores asociados deben pertenecer a la misma modalidad de autoconsumo. Se requiere un acuerdo de reparto de la energía generada, que puede ser distinto para cada hora del periodo de facturación, siempre que la suma de los coeficientes sea 1 para cada hora. Las activaciones de la modalidad se hacen según las solicitudes de los comercializadores, y las modificaciones se realizan simultáneamente. [4]

3. Emplazamiento

El estudio de viabilidad se va a realizar en la localidad de Aínsa, una villa pirenaica en la provincia de Huesca, situada en la comarca de Sobrarbe y comunidad autónoma de Aragón.

Respecto a su geografía urbana, dicha localidad aparece emplazada entre los ríos Cinca y Ara, pueblo formado por dos calles paralelas, la calle Santa Cruz y Calle Mayor.



Ilustración 3. Imagen satélite del municipio de Aínsa. [Fuente: Google Earth Pro]

Concretamente el punto exacto elegido para el emplazamiento de la instalación consiste en un conjunto de cubiertas que conforman el Polígono Industrial de Aínsa, en la calle Polígono Industrial de Aínsa, 22330, Huesca (42.411411, 0.153610).

Al tratarse de más de 10.000 m² de cubiertas se realizará posteriormente un estudio exhaustivo de estas para reconocer la cubierta óptima para el desarrollo de este proyecto.

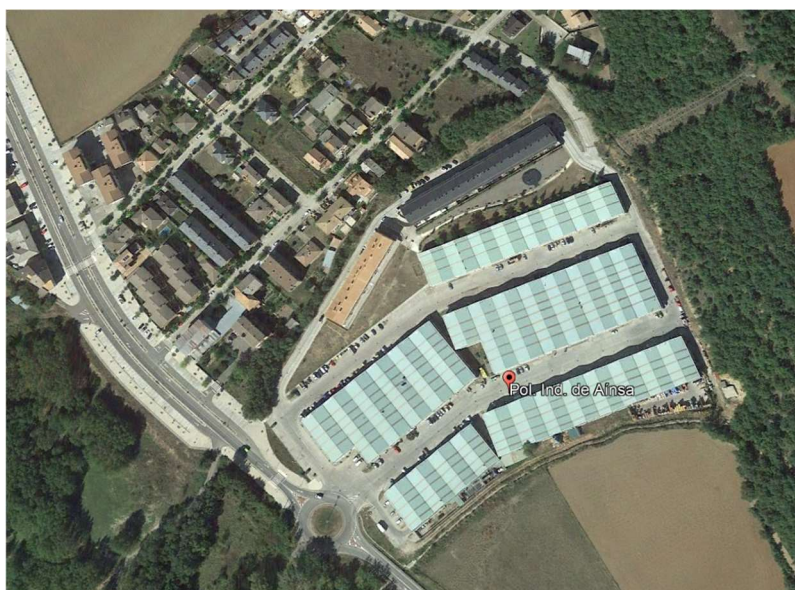


Ilustración 4. Imagen tomada del Polígono Industrial de Aínsa. [Fuente: Google Earth Pro]

4. Consumo

En este capítulo se va a realizar una estimación detallada del número de familias representativas involucradas en el estudio, de esta forma se obtendrá una visión clara de las necesidades energéticas y los patrones de consumo de los hogares.

Posteriormente en el siguiente apartado se llevará a cabo el dimensionamiento de las cubiertas de los edificios seleccionados para el estudio, incluyendo planos, emplazamiento y disposición de los módulos fotovoltaicos en cada una de las estructuras, dando de esta forma los planos una representación visual precisa de cómo se integrarán los paneles solares en dichos edificios.

4.1 Estimación del consumo por vivienda

El Municipio de Aínsa ubicado al norte de la provincia de Huesca cuenta con una población de 2315 habitantes. (INE 2022)

En relación con la instalación, es necesario que tanto los sistemas de generación de energía como los puntos de consumo estén conectados en una red de baja tensión y que la distancia entre ellos sea menor a 500 metros.

Esta condición limita el alcance de consumo a un conjunto específico de edificios. Sin embargo, es importante señalar que algunos edificios del municipio quedarían excluidos de esta configuración, ya que abarcarlos requeriría la formación de múltiples comunidades energéticas, esto se debe a que la extensión geográfica del municipio es demasiado grande para ser cubierta por una única comunidad energética. Se puede encontrar una propuesta para la creación de varias comunidades energéticas en el ANEXO VI.

En motivo de estudio de las viviendas que hay en Aínsa se ha podido comprobar que hay un total de 1190 viviendas familiares en este municipio. [6]

No obstante, de esas 1190 viviendas familiares dentro del área permitida se pueden encontrar un total de:

- 114 unifamiliares
- hasta 299 pisos
- 1 hotel
- 4 talleres tipo industria

En primera instancia, se supondrá que los beneficiarios de la CE principalmente serán aquellos edificios de vivienda habitables, para facilitar los cálculos y aproximaciones.

A partir de este momento todos los datos que se proporcionen respecto a los valores de consumo energético en las viviendas españolas se han recogido del documento: *“PROYECTO SECH-SPAHOUSEC Análisis del consumo energético del sector residencial en España INFORME FINAL”* realizado por el IDAE en colaboración con la EUROSTAT y el Ministerio Español de Industria, Energía y Turismo. [7]

Los datos están convertidos directamente de tonelada equivalente de petróleo a kilovatio-hora dado que el resto de los resultados se van a dar directamente en esta última unidad mencionada.

Esta información proporcionará una base para poder calcular el total consumo energético en el área escogida.

En esta coyuntura Aínsa se encuentra dentro de la denominada Zona Continental.

4.1.1 Consumo Medio anual por Electrodoméstico [GWh]

Las viviendas unifamiliares se tratan de hogares de mayor tamaño y generalmente cuenta con la presencia de niños pequeños. De esta misma forma las viviendas unifamiliares son mayoritarias para hábitats pequeños, de hasta 10.000 habitantes, como es el caso de Aínsa, por lo que aunque no sean el tipo de vivienda predominante, cabe resaltar su elevada presencia dentro de la comarca, puesto que como se puede observar el consumo medio anual por electrodoméstico es ligeramente elevado en comparación con el de un piso, luego a la hora de calcular el consumo total habrá que diferenciar entre estos dos tipos de viviendas cada una con su respectivo valor.

Unidad: kWh	España	Zona Atlántica	Zona Continental	Zona Mediterránea
Frigoríficos	655	548	680	665
Congeladores	558	654	424	612
Lavadoras	254	305	239	251
Lavavajillas	245	299	252	230
Secadoras	255	270	237	260
Horno	229	262	258	202
TV	119	67	144	116
Ordenadores	145	123	160	140

Unidad: kWh	España	Pisos	Unifamiliares
Frigoríficos	655	651	662
Congeladores	558	488	623
Lavadoras	254	253	258
Lavavajillas	245	242	251
Secadoras	255	258	252
Horno	229	227	234
TV	119	119	119
Ordenadores	145	140	156

Tabla 1. Consumo Medio Anual por Electrodoméstico. [7]

4.1.2 Consumo Medio por Servicio y Hogar Equipado [kWh/hogar]

Unidad: kWh/hogar	Servicios		Zona Atlántica		Zona Continental		Zona Mediterránea		España	
Pisos	Calefacción		1.992	22,2%	4.408	43,9%	1.573	24,6%	2.670	34,0%
	Agua caliente sanitaria		2.255	25,1%	2.313	23,0%	1.646	25,8%	1.958	24,9%
	Cocina		932	10,4%	683	6,8%	492	7,7%	618	7,9%
	Refrigeración		528	5,9%	225	2,2%	127	2,0%	151	1,9%
	Iluminación		361	4,0%	292	2,9%	476	7,5%	397	5,1%
	Electrodomésticos		2.665	29,7%	1.885	18,8%	1.839	28,8%	1.828	23,3%
	Standby		250	2,8%	238	2,4%	233	3,6%	237	3,0%
	TOTAL		8.981,866	100%	10.044,848	100%	6.386,105	100%	7.859,112	100%
Unifamiliares	Calefacción		9.938	45,9%	15.270	71,2%	9.245	63,3%	11.311	66,5%
	Agua caliente sanitaria		1.394	6,4%	1.858	8,7%	1.607	11,0%	1.664	9,8%
	Cocina		1.646	7,6%	1.146	5,3%	819	5,6%	1.019	6,0%
	Refrigeración		5.201	24,0%	275	1,3%	175	1,2%	209	1,2%
	Iluminación		332	1,5%	423	2,0%	471	3,2%	439	2,6%
	Electrodomésticos		2.966	13,7%	2.261	10,5%	2.060	14,1%	2.154	12,7%
	Standby		192	0,9%	213	1,0%	222	1,5%	216	1,3%
	TOTAL		21.670,481	100%	21.445,292	100%	14.598,351	100%	17.011,982	100%
España	Calefacción		4.015	35,7%	7.342	55,9%	3.972	44,3%	5.172	49,2%
	Agua caliente sanitaria		2.038	18,1%	2.193	16,7%	1.638	18,3%	1.877	17,8%
	Cocina		1.116	9,9%	815	6,2%	595	6,6%	737	7,0%
	Refrigeración		757	6,7%	238	1,8%	142	1,6%	170	1,6%
	Iluminación		353	3,1%	329	2,5%	474	5,3%	410	3,9%
	Electrodomésticos		2.745	24,4%	1.992	15,2%	1.908	21,3%	1.924	18,3%
	Standby		235	2,1%	231	1,8%	229	2,6%	231	2,2%
	TOTAL		11.259,109	100%	13.140,647	100%	8.958,722	100%	10.520,629	100%

Tabla 2. Consumo Medio Anual de Electrodoméstico por hogar. [7]

4.1.3 Consumos Medios y Totales del Sector Residencial [kWh]

En el contexto de España, se observa que el consumo promedio de energía eléctrica en un hogar típico es de aproximadamente 11.879 kilovatios-hora (kWh) por año. Esta cifra varía en función del tipo de vivienda, con diferencias notables entre las viviendas en edificios de varios pisos y las viviendas unifamiliares.

Específicamente, se identifica que las viviendas en edificios de varios pisos en la región mediterránea presentan el consumo promedio más bajo por hogar, cifrado en alrededor de 6.250 kWh anuales. En contraste, las viviendas unifamiliares en zonas continentales muestran el consumo más alto, llegando a aproximadamente 19.667 kWh al año.

[kWh]	Atlántico Norte	Continental	Mediterráneo Total	Total
Pisos	7.305,56	9.805,56	6.250	7.787,04
Unifamiliares	15.000	19.666,67	13.250	15.972,22
España	11152,78	14.736,12	9.750	11.879,63

Tabla 3. Consumos Medios y Totales del Sector Residencial. [Fuente: Elaboración Propia]

Es importante tomar en consideración que, dentro del consumo total, el componente correspondiente al consumo eléctrico constituye el 25%. Siguiendo esta perspectiva, se constata que el consumo promedio de electricidad para una vivienda en un edificio residencial de zona continental asciende a 2.451,39 kWh, mientras que para una vivienda unifamiliar alcanza los 4.916,667 kWh. La media resultante entre ambas categorías se sitúa en 3.684,02 kWh.

Es notable que este valor supera el promedio de consumo eléctrico en España, cifrado en 3.487 kWh, lo cual es congruente con la observación previa de que la zona continental exhibe de manera destacada el mayor nivel de consumo.

Mediante esta información, es factible realizar el cálculo del consumo promedio mensual por vivienda, resultando en un valor de 307 kilovatios-hora (kWh), así como los cálculos de consumo anual y diario para cada tipología de hogar.

[kWh]	Número viviendas	Consumo anual/hogar	Consumo diario por vivienda
Pisos	299	2.451,39	6,72
Unifamiliares	144	4.916,67	13,47
Total	443	7.368,06	20,19

Tabla 4. Resumen de consumo anual y diario por hogar. [Fuente: Elaboración Propia]

5. Planteamiento del estudio

A la hora de realizar el estudio se comenzará con un dimensionamiento de la instalación fotovoltaica teniendo en cuenta las variables posibles que puede adoptar, así como temas de conveniencia véase estudio de radiación solar, valores importantes como inclinación de los paneles, azimut de las cubiertas, etc.

Posteriormente se dimensionará la cubierta del edificio objeto de estudio. El proceso incluye el análisis de las características de las cubiertas y el cálculo del espacio disponible para la instalación de módulos fotovoltaicos. Para una mejor visualización de esta información, se incluirán en Anexos los planos correspondientes elaborados en AutoCAD.

Con toda esta información, se procede a evaluar cuánta energía solar es capaz de generar cada instalación. En el cálculo se considerarán factores como la ubicación geográfica, la orientación del techo y la eficiencia del panel solar. A partir de esta evaluación, es posible determinar qué instalación es la más adecuada para una instalación fotovoltaica, es decir, la instalación con mayor potencial de generación de electricidad.

Con la implantación de esta CE en el municipio de Aínsa se podrán obtener datos relevantes sobre el consumo energético de diferentes grupos de consumidores y evaluar los beneficios y retos relacionados con el autoconsumo colectivo, además, podría llegar a ser un modelo replicable para futuras comunidades energéticas locales que busquen integrar a diversos consumidores y promover el uso de energías renovables.

5.1 Ubicación

El lugar escogido para la instalación de la CE está situado al sureste del municipio y está compuesto por las cubiertas del polígono Industrial de Aínsa, se trata de una superficie total de 45.684 m², esta infraestructura de titularidad privada que cuenta con al menos 46 parcelas con una superficie de entre 400 y 540 m².

Se plantea dicha comunidad con la finalidad de abastecer energéticamente a viviendas. La implantación de esta comunidad energética se basará en el concepto de autoconsumo colectivo, ya que es la forma de implantación prevista por la ley vigente. Esto significa que buscará utilizar generación de energía renovable, particularmente fotovoltaica, para satisfacer las necesidades energéticas de los participantes de la comunidad.

En cuanto a la escala de la instalación comunitaria, se determina un radio de 500 metros ya que según el Real Decreto 244/2019, la distancia entre una instalación fotovoltaica y los participantes asociados a la instalación será siempre inferior a 500 metros.

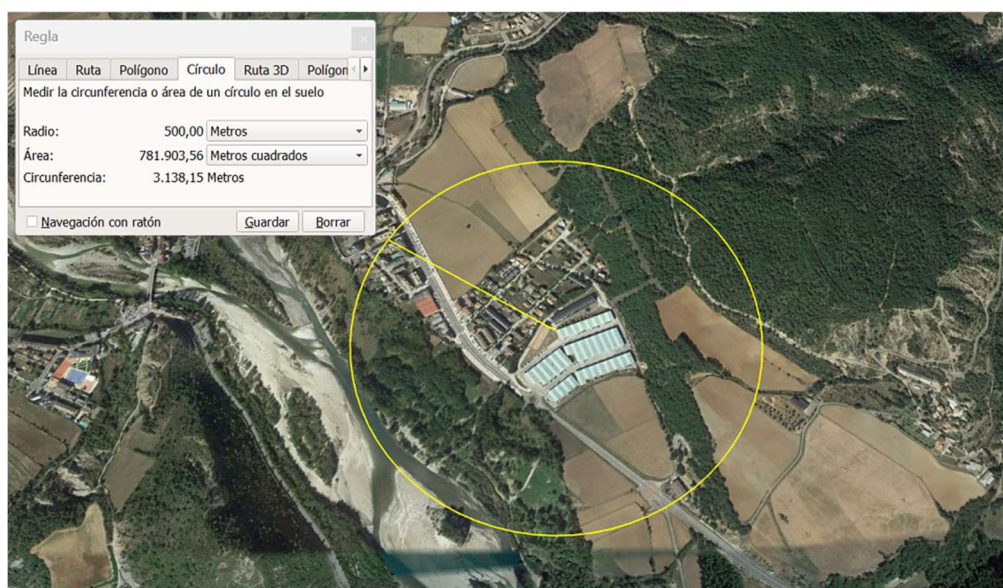


Ilustración 5. Área acotada de 500 metros. [Fuente: Google Earth Pro]

El polígono consta de 5 edificios con cubierta, los cuales se van a enumerar siguiendo la estructura de colores que se observa en la Figura (), EC_1 (cubierta rosa), EC_2 (cubierta amarilla), EC_3 (cubierta naranja), EC_4 (cubierta verde), EC_5 (cubierta azul).

Todas estas cubiertas serán susceptibles de abarcar la instalación final, pero primero se han de estudiar otros parámetros de importancia antes de hacer la elección del punto exacto para la implementación de los paneles.



Ilustración 6. Cubiertas que componen el lugar elegido para la instalación. [Fuente: Google Earth Pro]

5.2 Estudio de la irradiación solar

A continuación, se realizará un estudio de irradiación solar mediante PVGIS, herramienta de simulación en línea ampliamente utilizada para evaluar la radiación solar

y el rendimiento potencial de los sistemas fotovoltaicos en diferentes ubicaciones geográficas.

Para realizar el estudio se han de introducir los parámetros necesarios, como la ubicación geográfica concreta del polígono industrial de Aínsa, las características de los paneles solares, el ángulo de inclinación y la orientación de la cubierta. PVGIS utilizará estos datos para calcular la radiación solar incidente en diferentes superficies y proporcionar información sobre el rendimiento solar estimado.

Además, el estudio de la radiación solar utilizando PVGIS puede proporcionar información valiosa para el diseño óptimo de sistemas fotovoltaicos, de modo que el ángulo de inclinación y la orientación de los paneles solares se puedan ajustar para maximizar la captura de radiación solar y, en última instancia, lograr la producción de energía renovable.

En esta herramienta se introduce la localización del lugar a estudiar ya bien en la zona donde pone Dirección o buscando directamente en el mapa como ha sido en este caso, se dejan por defecto tanto la base de datos PVGIS-SARAH2 tratándose del paquete más completo, como los valores de potencia de pico y pérdidas del sistema que ofrece la aplicación.

Se mantiene por defecto la elección de paneles de silicio cristalino ya que, este tipo de paneles solares son una opción ideal para instalaciones que requieren un alto rendimiento energético, ya que pueden aprovechar de manera eficiente la radiación solar y generar una mayor cantidad de electricidad. En posición de montaje se escoge, “sobre el tejado”.

La inclinación se refiere a la orientación del plano vertical de la pantalla en relación con el plano horizontal. Es necesario determinar la pendiente del techo para calcular la cantidad de luz solar que cae sobre el techo. La instalación adecuada de los paneles solares depende de varios factores, como la altura del sitio y el propósito de aumentar la captación de radiación solar.

El proceso de análisis se inicia mediante la ejecución de una secuencia de iteraciones, cada una involucrando diferentes valores de inclinación en relación con la superficie horizontal. Estas iteraciones serán puntos de partida fundamentales para determinar la elección del ángulo de inclinación más idóneo. Con la inclinación adecuada se puede llegar a conseguir la maximización de la captación de energía solar durante todo el transcurso del año, contribuyendo a la optimización de la producción energética.

Este proceso iterativo se lleva a cabo considerando una gama de ángulos desde 0° (horizontal) hasta 45°, siendo este último valor poco probable, ya que en la práctica las placas solares tienden a adoptar ángulos comprendidos entre 20° y 40°. No obstante, es esencial mantener en mente que los resultados derivados de estas evaluaciones se fundamentan en datos y cálculos de naturaleza general. La elección de la inclinación óptima puede variar en función de factores específicos del sistema en cuestión, así como a las necesidades individuales y particulares del contexto.

Datos obtenidos a partir del software PVGIS.

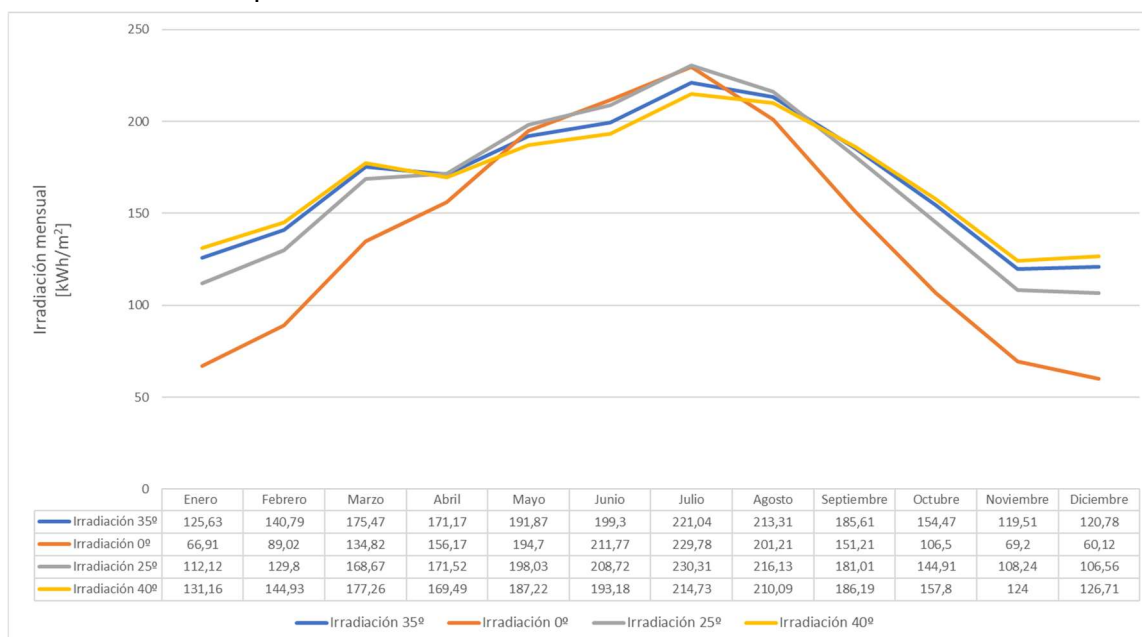


Ilustración 7. Comparación de Irradiación mensual frente a diferentes ángulos de inclinación. [Fuente: Elaboración Propia]

Se compara el uso de diferentes ángulos en el área a estudiar y se encuentra que el ángulo más propicio para la luz solar es de 35 grados, esto se observa puesto que a pesar de no ser el ángulo que aporta mayor irradiación en los meses de julio y junio, es sin embargo el que mayor irradiación proporciona a lo largo del año en comparación con los otros tres ángulos propuestos, se observa de esta forma que este ángulo maximiza la captura de energía solar en comparación con otros ángulos probados.

La selección precisa del ángulo de inclinación tiene relevancia a la hora de maximizar tanto la potencia como el rendimiento de salida de un sistema solar fotovoltaico. A través del estudio con diversos ángulos, se constata que el valor de 35 grados proporciona la iluminación solar más efectiva. En este contexto específico y bajo las condiciones analizadas, los paneles solares ajustados a un ángulo de 35 grados logran capturar la máxima cantidad de energía solar a lo largo de todo el año.

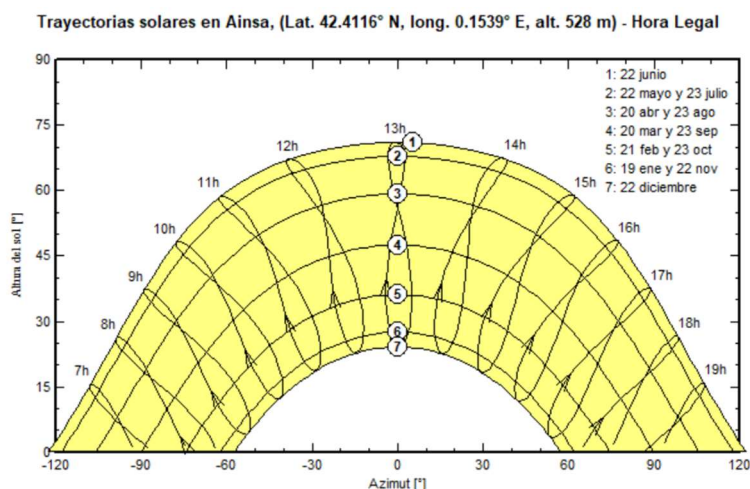


Ilustración 8. Trayectorias Solares en Ainsa. [Fuente: PVSyst]

Mediante el empleo de PVSyst, se ha generado el diagrama de la trayectoria solar en la localidad de Aínsa, específicamente en la zona del polígono industrial. En este diagrama, se plasman las líneas curvas que delimitan los solsticios anuales. Además, se representan los dos meses con la radiación solar máxima y mínima, correspondientes a Junio (1) y Diciembre (7), respectivamente.

En cuanto a la representación gráfica, el eje horizontal del diagrama denota el azimut, donde los valores positivos indican la dirección suroeste, mientras que los valores negativos señalan la dirección sureste. Por otro lado, el eje vertical refleja la longitud del sol, es decir, el ángulo formado entre la posición del sol y el plano horizontal. La información ofrecida en esta representación adquirirá un valor crucial posteriormente, ya que proporcionará una mejor comprensión de la relevancia del azimut ofrecido por las cubiertas de los edificios. Asimismo, con esta información se permitirá efectuar un adecuado dimensionamiento de la instalación fotovoltaica.

Dentro del área designada se han identificado cinco techos para la instalación de paneles fotovoltaicos. Se aprecian entre las cinco cubiertas, dos orientaciones distintas, pues todas ellas están orientadas hacia el sureste, pero con distinto azimut que se estudiará de aquí en adelante.

Los paneles entonces se integrarán manteniendo estas orientaciones, pues siguiendo esta estrategia de posicionamiento de los paneles fotovoltaicos se tiene en cuenta la ubicación geográfica y las condiciones de radiación solar de la zona.

Con esta orientación de los paneles solares, se aprovechará la producción de energía solar tanto en las primeras horas del día como en las últimas, lo cual es beneficioso al ser el consumo de energía más reducido al mediodía. Siguiendo esta estrategia se ayudará a equilibrar mejor la producción y el consumo de energía solar a lo largo del día.

6. Dimensionado de la instalación

Dado que Google Earth Pro permite hallar la inclinación de las cubiertas se ha podido ver como esta inclinación varía entre los 11 y 12 grados, dado que la diferencia es de un solo grado se va a suponer que la inclinación de todas las cubiertas es de 12° y a mantener este valor en todo momento.

Como ya se ha visto la inclinación óptima para los paneles sería de 35° sin embargo esto obligaría a tener en cuenta una distancia mínima entre paneles puesto que al estar compuestos por múltiples células que convierten la luz solar en electricidad, si no hay la suficiente distancia entre ellos es muy probable que se produzca un sombreado, el cual ocurre cuando un panel proyecta una sombra sobre el otro, reduciendo de manera significativa la producción de energía de los paneles sombreados.

Ocurre también de esta forma una pérdida de eficiencia ya que se ve afectada la capacidad de producir electricidad del panel afectando a la producción general del sistema.

Para evitar todo esto se recomienda dejar una distancia mínima que variará en función de la inclinación de los paneles reduciendo la probabilidad de que las sombras de un panel caigan sobre otras, permitiendo que todos los paneles reciban la cantidad óptima de luz solar.

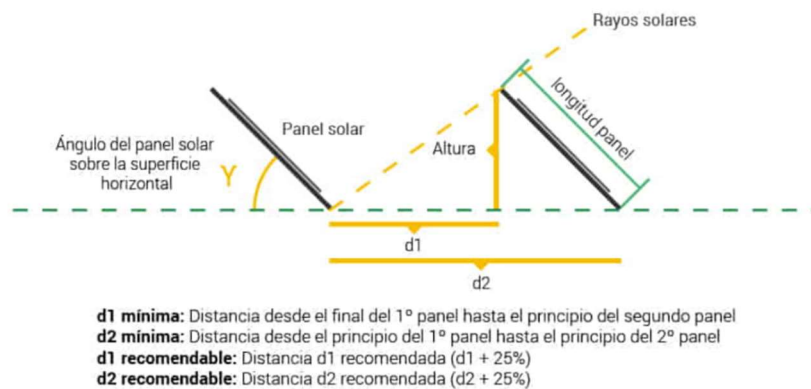


Ilustración 9. Distancia mínima entre paneles solares con inclinación. [13]

A partir de este punto se dará inicio al análisis de dos escenarios discretos correspondientes a la implementación. Estos casos serán los fundamentos del estudio y orientarán los cálculos dimensionales subsiguientes en función de la variabilidad de las inclinaciones de los paneles.

Caso 1: Inclinación de los paneles coplanar a las cubiertas, se instalan los paneles solares con una inclinación de 12°, que coincide con la inclinación de la cubierta. En este caso, los módulos solares se colocarán directamente sobre la superficie de la cubierta y se fijarán a ella mediante anclajes o soportes.

Caso 2: Se busca en los paneles la inclinación óptima, 35°, el número de paneles ahora es menor dado que hay que respetar una distancia mínima entre paneles como ya se ha explicado. Hará falta un tipo de estructura concreto que permita fijar los paneles a la inclinación deseada.

Se entiende como azimut la orientación angular de una superficie. En el contexto mencionado, el azimut se establece en 0° cuando la superficie está orientada hacia el sur.

Se puede dividir la instalación en dos tipos de cubiertas distintas como ya se han distinguido, EC_3, EC_4 y EC_5 muestran un azimut de -20° .



Ilustración 10. Cálculo del Azimut de las cubiertas EC_3, EC_4 y EC_5. [Fuente: Google Earth Pro]

Mientras que las cubiertas EC_1 y EC_2 se corresponden con un azimut de -35° .



Ilustración 11. Cálculo del Azimut de las cubiertas EC_1 y EC_2. [Fuente: Google Earth Pro]

En ambas situaciones, los paneles solares se orientan hacia el sureste a un ángulo de menos de 45° respecto al sur, lo cual reduce las pérdidas de generación al acercarse al ángulo cero con el sur. Luego de establecer los valores de azimut e inclinación de los techos y paneles, se emplea la herramienta PVGIS mencionada anteriormente para comparar la radiación solar y la producción de energía mensualmente.

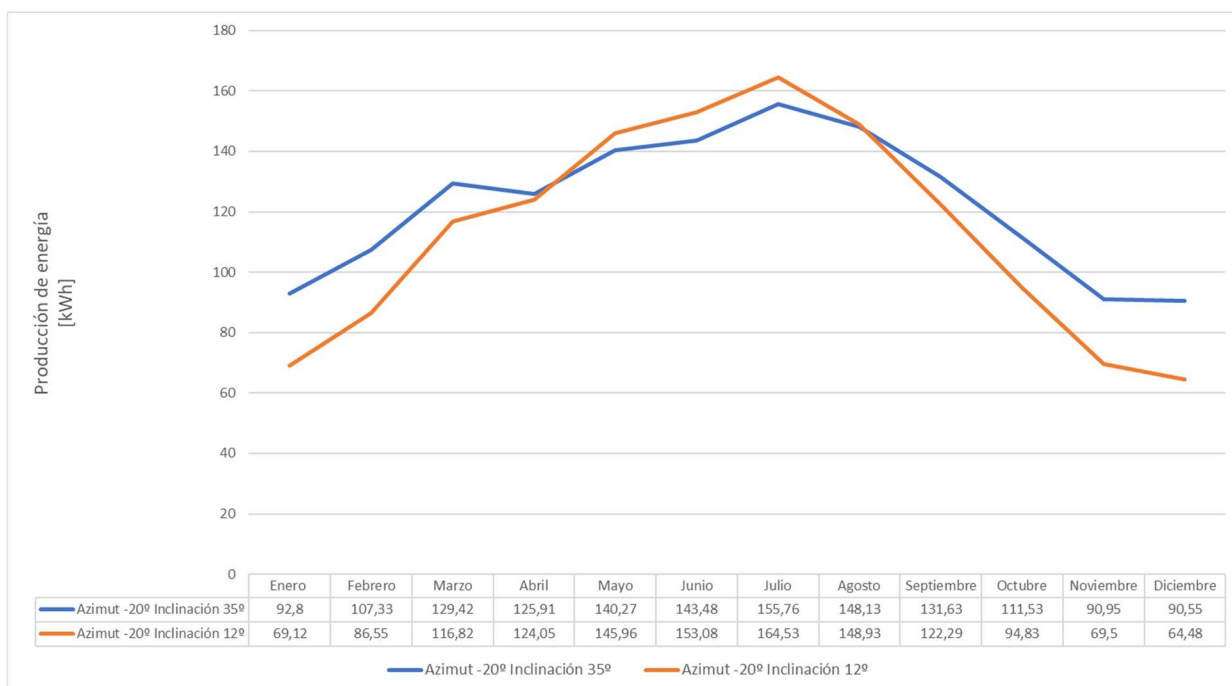


Ilustración 12. Comparativa mensual de la producción de Energía (kWh) para las cubiertas EC_3, EC_4 y EC_5. [Fuente: Elaboración Propia]

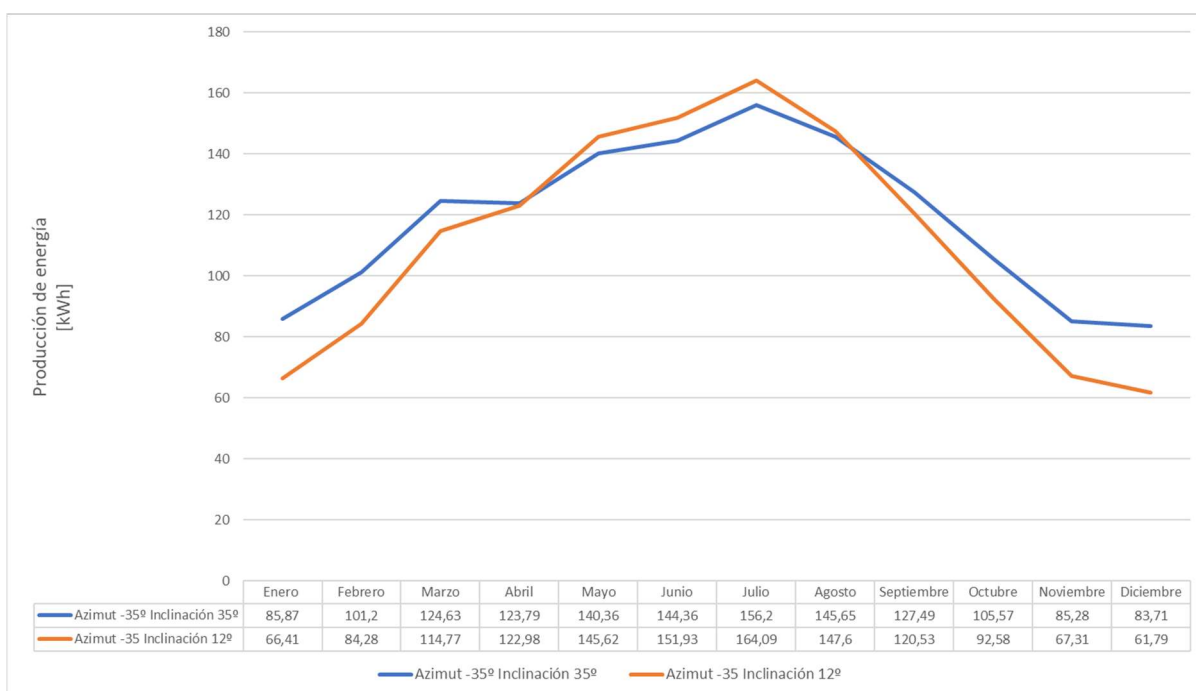


Ilustración 13. Comparativa mensual de la producción de Energía (kWh) para las cubiertas EC_1 y EC_2. [Fuente: Elaboración Propia]

En ambos casos para los dos tipos de cubiertas ya diferenciados se preferiría según la producción de energía una inclinación de 35° de los paneles solares pues como ya se había previsto anteriormente esta inclinación permite maximizar la producción de forma

óptima a lo largo de todos los meses, aun obteniéndose en los meses pico una producción menor respecto al caso 1, al acercarse la temporada de invierno se consideran mejores resultados al buscar la inclinación considerada como óptima.

Cabe destacar también una pequeña diferencia con mayor producción de energía entre las cubiertas EC_3, EC_4 y EC_5 con respecto a las cubiertas EC_1 y EC_2, como ya se preveía puesto que el azimut más eficaz en este tipo de instalaciones en el hemisferio norte es de cero al sur, que se ha tomado como referencia.

Se observa una disparidad de 15 grados en la inclinación entre dos grupos de cubiertas, lo que resulta en una mayor generación de energía para aquellas con una inclinación más próxima a cero grados. A pesar de ser una diferencia sutil, este factor será considerado en el proceso de dimensionamiento definitivo. Es importante destacar que debido a las restricciones establecidas para el Autoconsumo Colectivo en la legislación española, es altamente probable que no todas las cubiertas sean necesarias para alcanzar las capacidades máximas permitidas.

No obstante, habrá que comparar estos resultados con la potencia que pueda ofrecer la instalación completa una vez se haya terminado de dimensionar la instalación pues esta producción variará en función del número de placas instaladas en cada uno de los casos, el cual se ha de recordar que puede ser menor en el caso 2 debido a la distancia mínima.

Con los datos obtenidos arriba, se lleva a cabo la comparativa en las próximas tablas, dónde se recogen según edificio, tanto su irradiación anual como superficie en función de la inclinación y azimut para cada cubierta.

Cubierta	Inclinación [°]	Azimut [°]	Irradiación anual [kWh/m ²]	Superficie [m ²]
EC_1	35	-35	1921,96	5115,22
EC_2	35	-35	1921,96	2070,49
EC_3	35	-20	1979,09	3415,86
EC_4	35	-20	1979,09	6307,26
EC_5	35	-20	1979,09	4119,62

Tabla 5. Irradiación anual en las cubiertas según Inclinación de 35°. [Fuente: Elaboración Propia]

Cubierta	Inclinación [°]	Azimut [°]	Irradiación anual [kWh/m ²]	Superficie [m ²]
EC_1	12	-35	1805,36	5115,22
EC_2	12	-35	1805,36	2070,49
EC_3	12	-20	1830,39	3415,86
EC_4	12	-20	1830,39	6307,26
EC_5	12	-20	1830,39	4119,62

Tabla 6. Irradiación anual en las cubiertas según Inclinación de 12° (coplanar). [Fuente: Elaboración Propia]

Una vez más, se constata una mayor incidencia de radiación solar con una inclinación de 35°. Hasta este punto, no se ha incorporado la consideración de las sombras proyectadas por los paneles entre sí, dado que tal opción no se encuentra disponible en PVGIS. Si bien la alternativa 2 parece ser la más favorable en términos tanto de

producción energética como de irradiación solar, es importante tener en consideración otros factores que serán abordados en etapas posteriores.

6.1 Módulo solar

A la hora de elegir un módulo solar se han propongido una serie de aspectos a enumerar:

- **Eficiencia:** La eficiencia de conversión de una célula fotovoltaica es el porcentaje de energía solar que brilla en un panel solar y que se convierte en electricidad utilizable. Los paneles solares de mayor eficiencia pueden generar más electricidad en un área más pequeña, lo que es beneficioso cuando el espacio de instalación es limitado, se considerarán paneles eficientes aquellos que sobrepasen las potencias de 400Wp y módulo a partir del 19%.
- **Garantía:** Paneles solares que ofrezcan una garantía sólida, generalmente de entre 10 a 30 años. Las garantías más largas demuestran confianza en la durabilidad y el rendimiento a largo plazo.
- **Tecnología:** Los paneles solares con tecnologías más avanzadas, como los paneles monocristalinos y de película delgada, tienden a ser más eficientes para convertir la luz solar en electricidad.
- **Reputación del fabricante:** Es importante elegir un fabricante de confianza con una buena reputación en la industria. Las empresas establecidas tienden a tener una mayor confiabilidad y atención al cliente.
- **Rentabilidad:** Los paneles solares se empiezan a encarecer a partir de los 450Wp, con lo que utilizar este valor como límite no es arriesgado ya que de esta forma se asegura la competitividad y rentabilidad de este.
- **Certificación:** Paneles solares que hayan sido certificados por agencias reconocidas como TÜV Rheinland.

La marca y modelo escogidos que cumplen con todas las expectativas marcadas es el LONGI LR4-72HPH-450 de la reconocida empresa en el ámbito de la energía solar Longi, líderes en la industria fotovoltaica, se trata de un módulo monocristalino de 450W y 144 células (6x24) que ofrece una degradación de módulo del 0,55% anual y eficiencia energética del 21,2%.

Las medidas del módulo es lo que se necesita para poder realizar los cálculos de distancia mínima entre estos, y en este caso son de 2094 x 1038 en mm y 35 de espesor.

La distancia mínima ya explicada se calculará tanto para placas colocadas de forma vertical como horizontal, para ello se utiliza una calculadora online [8] que permite introducir los parámetros y obtener de forma directa esta distancia necesaria

Tipo de Tejado	Ángulo de inclinación tejado (Ángulos en positivo)	Latitud del lugar	Longitud del panel en metros	Ángulo del panel sobre la Horizontal	d1 mínima	d1 Recomendada	d2 mínima	d2 Recomendada
Inclinación A	12	42.41	2.094	35	1.122	1.885	3.050	3.812
Inclinación A	12	42.41	1.038	35	0.596	0.934	1.512	1.890

Tabla 7. Distancias mínimas, módulo en horizontal y vertical. [8]

En los cálculos realizados se extrae una distancia recomendada de 3,812 metros en caso de colocarlos en vertical con los soportes, y de 1,890 metros en caso de colocarlos en horizontal.

6.2 Dimensionamiento real de la instalación

De acuerdo con la normativa establecida en el artículo 3j) del Real Decreto 244/2019, la potencia de la instalación de producción debe ser igual o inferior a 100 kWp. De esta premisa, se entiende que la capacidad de salida del inversor no excederá los 100 kWp, cifra máxima de potencia pico utilizada para determinar la cantidad máxima de paneles solares a instalar.

En primera instancia, se procederá a la selección de los inversores adecuados para la realización de dicha instalación. Con la potencia máxima de entrada que cada inversor puede convertir, se efectuará el cálculo correspondiente del número total de paneles requeridos.

Teniendo en cuenta la considerable amplitud de la superficie de las cubiertas disponible, se procederá a la selección de una única cubierta destinada a la instalación de los paneles solares. En este caso, la elección recae en la cubierta designada como EC_3, la cual será subdividida en un total de 16 áreas. Estas áreas serán caracterizadas por poseer superficies uniformes e idénticas, tal y como se exhibe en la representación que sigue:



Ilustración 14. División de la cubierta en 16 áreas diferenciadas. [Fuente: Google Earth Pro]

Se ha seleccionado dicha cubierta como la ubicación definitiva para llevar a cabo la instalación, basándose en la orientación más entre las dos alternativas disponibles. Además, su superficie, aunque moderada en tamaño, resulta ampliamente adecuada para la ejecución exitosa de la instalación. Ver ANEXO XI.

6.2.1 Inversores

El inversor desempeña un papel fundamental al hacer que la energía generada por los paneles solares sea adecuada para alimentar dispositivos eléctricos que requieren corriente alterna para funcionar de manera óptima permitiendo el aprovechamiento de la energía renovable generada, que a su vez permitirá lograr una mayor eficiencia energética y una mejor gestión de recursos, lo que se traduce en una reducción de los costes económicos por consumo energético.

Adicionalmente, el inversor juega un rol crucial en el monitoreo y control de la instalación de autoconsumo. Proporciona información en tiempo real acerca de la producción de energía, así como de los parámetros de tensión y frecuencia de la red eléctrica, lo que contribuye al mantenimiento y operación efectivos de la instalación.

Como ya se ha decidido, se van a calcular dos casos distintos, pero para ambos casos se utilizarán los mismos inversores.

- En primera instancia se escoge el inversor SUN2000-60KTL-M0 cuya potencia máxima de entrada es de 67400 Wp y de salida 60000 Wp.
 - Máxima tensión de entrada: 1100 V
 - Corriente de entrada máxima por MPPT: 22 A
 - Tensión de funcionamiento MPPT: 200-1000 V
 - Corriente máxima de cortocircuito por MPPT: 30 A
 - Cantidad de MPP: 6
 - Cantidad máxima de entradas por MPPT: 2
 - Distribución de las entradas en cada MPPT: 2/2/2/2/2/2

- En segundo lugar, para completar hasta máximo los 100 kWp de salida, se escoge el SUN2000-36KTL-M3, con una potencia de entrada máxima de 54000 Wp y de salida de 36000 Wp.
 - Máxima tensión de entrada: 1100 V
 - Corriente de entrada máxima por MPPT: 26 A
 - Tensión de funcionamiento MPPT: 200 - 1000 V
 - Corriente máxima de cortocircuito por MPPT: 40 A
 - Cantidad de MPP: 4
 - Cantidad máxima de entradas por MPPT: 8
 - Distribución de las entradas en cada MPPT: 8/8/8/8

Equipo	SUN2000-50KTL-M0	SUN2000-60KTL-M0	SUN2000-65KTL-M0
Potencia de entrada máxima	56200W	67400W	73500W

Tabla 8. Potencia de entrada máxima inversor SUN2000-60KTL-M0. [Fuente: Manual del Usuario SUN2000-(50KTL, 60KTL, 65KTL)-M0]

Especificaciones técnicas	SUN2000-20KTL-M3	SUN2000-29.9KTL-M3	SUN2000-30KTL-M3	SUN2000-36KTL-M3	SUN2000-40KTL-M3
Potencia de entrada de CC máxima	30.000 W	44.850 W	45.000 W	54.000 W	60.000 W

Tabla 9. Potencia de entrada máxima inversor SUN2000-36KTL-M3 [Fuente: Manual del Usuario SUN2000-(20KTL, 29.9KTL, 30KTL, 36KTL, 40KTL)- M3]

6.2.2 Dimensionamiento Caso 1

En este primer escenario, la consideración de la distancia mínima no va a ser necesaria, dado que los paneles solares se alinearán en el mismo plano que la cubierta (inclinación de 12°). Para la determinación del dimensionamiento de la instalación, se han optado por las ocho superficies centrales (EC_3.5, 3.6, 3.7, 3.8, 3.9, 3.10, 3.11, 3.12).

Se instalarán un total de 144 paneles, desde el EC_3.5 hasta el EC_3.8, con una capacidad combinada de 64,8 kWp. Para esta disposición, se empleará el inversor SUN2000-60KTL-M0. En la continuación de la instalación, desde el EC_3.9 hasta el EC_3.12, se dispondrán un total de 112 paneles con una potencia de entrada de 50,4 kWp. En este caso, se utilizará el segundo inversor, SUN2000-36KTL-M3. Una representación de esta disposición se detalla a continuación. Para visualizar los planos en AUTOCAD, se proporciona información adicional en el ANEXO XI.

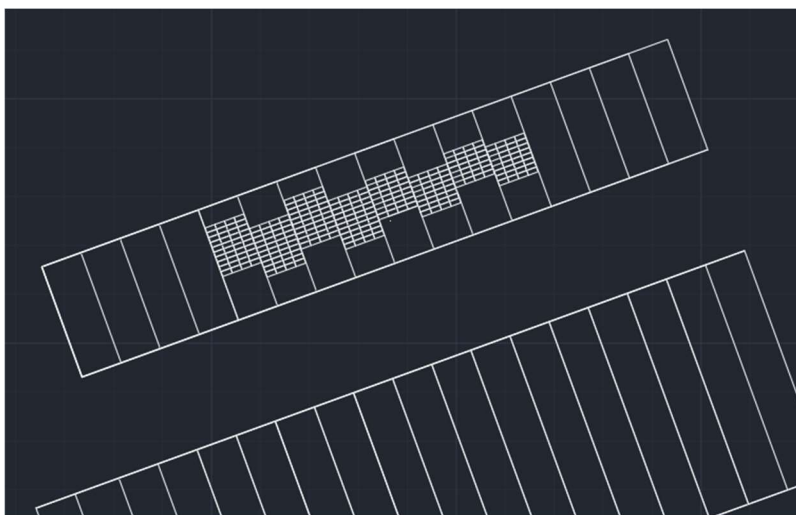


Ilustración 15. Disposición de los módulos solares en Caso 1. [Fuente: AutoCAD, Elaboración Propia]

1. Áreas de la EC_3.5 a la EC_3.8, se dispondrán por cada área, 9x4 paneles haciendo un total de 36 paneles por área, siendo cuatro áreas iguales con un total de 144 paneles, a 450 Wp cada panel se inyectan un total de 64,5 kWp. Para esa potencia hará falta el inversor SUN2000-(60KTL)-M0 cuya potencia máxima de entrada ya se ha visto que no debe superar los 67,4 kWp obteniendo a la salida 60 kWp.

2. Áreas de la EC_3.9 a la EC_3.12, en estas áreas se disponen 7x4 paneles haciendo un total de 28 paneles por área, siendo cuatro áreas iguales con un total de 112 paneles que a 450 Wp cada panel se inyectan un total de 50,4 kWp. Para esa potencia hará falta el inversor SUN2000-(30KTL)-M3 cuya potencia máxima de entrada no puede sobrepasar los 54 kWp obteniendo a la salida 36 kWp.

Así pues, en el caso 1 se puede llegar a obtener una capacidad total instalada de los inversores que no sobrepase los 100 kWp, quedándose en 96 kWp permitiendo de esta forma establecer una actividad de autoconsumo colectivo en la zona elegida respetando los límites establecidos, con una producción de energía de 162736,77 kWp anuales.

Áreas	Inclinación [°]	Azimut [°]	Potencia inyectada [kWp]	Producción anual FV [kWh]
EC_3.5,6,7,8	12	-20	64,5	91353,54
EC_3.9,10,11,12	12	-20	50,4	71383,23
Total producción				162736,77

Tabla 10. Producción total Caso 1. [Fuente: Elaboración Propia]

6.2.3 Dimensionamiento Caso 2

En este nuevo escenario, se introduce una diferencia con respecto al caso anterior, ya que ahora los paneles estarán inclinados a 35° con relación a la horizontal. En este segundo caso, es crucial considerar la distancia mínima entre los paneles debido a las sombras generadas por la rotación solar durante el transcurso del día.

Previo a este análisis, ya se han calculado tanto la distancia mínima como la recomendada para la disposición de los paneles en orientación horizontal y vertical. En esta instancia, se aplicará la distancia recomendada como medida precautoria. Para el arreglo horizontal, la separación es de 3,812 metros, mientras que en el arreglo vertical se reduce a 1,890 metros, aproximadamente la mitad.

Generalmente, la orientación horizontal (con una inclinación similar al ángulo de latitud) suele ser más común y efectiva en la mayoría de las ubicaciones, ya que permite captar una mayor cantidad de radiación solar a lo largo del día y las estaciones.

Con la intención de mantener el mismo número de paneles que en el caso anterior, el nuevo dimensionamiento se presenta de la siguiente manera:



Ilustración 16. Disposición de los módulos solares en Caso 2. [Fuente: AutoCAD, Elaboración Propia]

De nuevo se va a dividir la cubierta en dos tipos de distribución distinta según los dos inversores elegidos.

1. Zonas de la EC_3.4 a la EC_3.9, se disponen los paneles de tal forma que se obtienen 12 columnas de 12 paneles cada una y una distancia mínima entre columnas de 3,90 metros, haciendo un total de 144 paneles, a 450 Wp cada panel se inyectan un total de 64,5 kWp, dónde se usará el inversor SUN2000-(60KTL)-M0 cuya potencia máxima de entrada no puede estar por encima de los 67,4 kWp obteniendo a la salida 60 kWp.
2. Zonas de la EC_3.9 a la EC_3.13, en estas áreas se disponen 8 columnas de 14 paneles cada una, obteniendo un total de 112 paneles que a 450 Wp cada panel, se habrán de administrar un total de 50,4 kWp. Para esa potencia hará falta el inversor SUN2000-(30KTL)-M3 cuya potencia máxima de entrada no puede sobrepasar los 54 kWp obteniendo a la salida 36 kWp.

Con esta información introducida en PVGIS se obtiene la producción de energía total exactamente igual que en el anterior caso, observar en el ANEXO VII, se producen anualmente 176412,54 kWh, 14 kWp que en el caso anterior.

Áreas	Inclinación [°]	Azimut [°]	Potencia inyectada [kWp]	Producción anual FV [kWh]
EC_3.1,2,3,4,5,6,7,8	35	-20	64,5	99030,54
EC_3.9,10,11,12,13,14,15,16	35	-20	50,4	77382
			Total producción	176412,54

Tabla 11. Producción total Caso 1. [Fuente: Elaboración Propia]

Superando con una amplia diferencia el valor del caso 1 como ya se auguraba, el caso 2 es el más favorable y por tanto el que presta mayor producción de energía respetando

los límites establecidos a lo largo del dimensionamiento, con lo cual será el elegido en este proyecto.

6.2.5 Cálculos del dimensionamiento

Todos los módulos fotovoltaicos se han de dividir en los conocidos grupos denominados “strings” para poder llevar a cabo la conexión al inversor.

Un string es una serie de módulos fotovoltaicos conectados en serie de forma que la tensión generada por el string es la suma de las tensiones de cada módulo conectado, manteniendo esa suma entre el rango de tensión de entrada admitido por el inversor.

La potencia del inversor debe coincidir con la potencia del módulo, pero se han de tener en cuenta una serie de datos referentes a la potencia del módulo en W_p que se basan en condiciones de medición estándar que son:

STC: 1000 W/m²

$T^a = 25\text{ °C}$

AM = 1,5

Por lo tanto, teniendo en cuenta las pérdidas, se debe elegir una potencia máxima total (potencia en el módulo) superior a la potencia nominal del inversor para aprovechar al máximo la potencia de su instalación. Esto asegura una operación más eficiente del sistema.

El número mínimo de módulos a conectar en serie es de 6, mientras que el máximo es de 21 módulos. Ver los cálculos desarrollados en ANEXO IV.

Para las 144 primeras placas, el inversor tiene 6 MPPT con 2 entradas por cada uno, luego se dispondrán los módulos en 12 strings de 12 módulos, que darán lugar a 498 V por cada string (dentro de rango de operación):

- MPPT 1: string 1 y 2
- MPPT 2: string 3 y 4
- MPPT 3: string 5 y 6
- MPPT 4: string 7 y 8
- MPPT 5: string 9 y 10
- MPPT 6: string 11 y 12

En los siguientes 112 módulos, el inversor tiene 4 MPPT de 8 entradas cada uno, en esta ocasión se dispondrán los módulos en 8 strings de 14 módulos, que darán lugar a 581 V por cada string, quedando:

- MPPT 1: string 1 y 2
- MPPT 2: string 3 y 4
- MPPT 3: string 5 y 6

- MPPT 4: string 7 y 8

Con estos cálculos se consigue demostrar la solidez de la instrumentaría seleccionada, así como su óptimo desempeño en las actividades energéticas para las que se han escogido, demostrando la idoneidad y calidad de los equipos propuestos para la instalación en cuestión.

7. Elección de modalidad

Como ya se ha observado anteriormente dada la falta de legislación vigente ante las Comunidades Energéticas estas se rigen por las normas que regulan el Autoconsumo Colectivo.

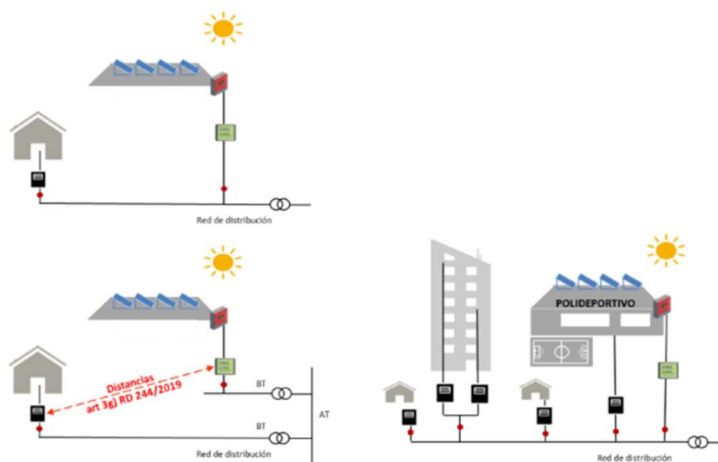


Ilustración 17. Diferencia entre Autoconsumo Colectivo y Autoconsumo Individual. [Fuente: Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo]

7.1 Autoconsumo Colectivo CON Excedentes

En estas situaciones, la energía que se produce se une directamente a la red eléctrica y las personas que utilizan esa instalación lo hacen conectándose a través de la red. Esto significa que deben seguir ciertos criterios de distancia que están descritos en el artículo 3g) del RD 244/2019, 5 de abril.

En estas configuraciones, cuando no hay ningún consumidor conectado directamente a la red interna, no se puede pasar por alto el consumo de servicios extra que la instalación de generación necesita. Por esa razón, se requiere un contrato de suministro específico, ya que estos consumos no son insignificantes.

Debido a esto, las personas que se benefician de estas instalaciones no pueden optar por la opción de tener excedentes y ser compensados por ellos. En lugar de eso, deben seguir las normas para la modalidad de instalación de autoconsumo con excedentes, pero sin compensación. Esto implica que el productor debe cumplir con varios requisitos administrativos, técnicos y económicos si quieren vender en el mercado (cosas como inscribirse en el RAIPEE, pagar impuestos de generación, IVA, etc.). [3]

7.2 Autoconsumo Colectivo SIN Excedentes

Por un lado, surge la forma de Autoconsumo Colectivo SIN Generación de Excedentes, una modalidad en la cual la energía producida se personaliza y se distribuye entre los miembros vinculados siguiendo coeficientes de distribución acordados. Sin embargo, en ningún caso se cede energía directamente a la red eléctrica. De ahí que el sistema generador deba ajustarse perfectamente a los patrones de consumo de los miembros asociados.

La producción de energía en cada intervalo horario queda limitada al máximo del consumo agregado de los usuarios conectados en la corriente descendente de la generación. Además, únicamente se genera la cantidad de energía requerida en cada momento, evitando cualquier excedente en el proceso. [3]

Esta va a ser la modalidad elegida puesto que al no existir ningún consumidor conectado a la red interior se requeriría la figura de un productor en caso de elegir la modalidad CON Excedentes, así como de las existencias de contratos de suministro propios, mientras que de ninguna manera se obtendría compensación económica hacia los participantes de la comunidad por la generación de energía extra, luego presenta cierta incongruencia con la finalidad buscada del proyecto.

7.2.1 Coeficiente de reparto

Para calcular el coeficiente de distribución, se parte del conocimiento de que la producción total de energía por parte de la instalación asciende a 176.412,54 kWh, mientras que el consumo medio anual en la zona ha sido previamente determinado como 3.684,02 kWh. Con estos valores, es posible calcular el consumo promedio mensual por vivienda, el cual equivale a 307 kWh. Se persigue la meta de reducir las facturas en más del 15% de la tarifa mensual estándar.

Mediante una serie de iteraciones y cálculos, se determina que una disminución del 18,75% en el consumo mensual se traduce en 57,5625 kWh, resultando en un consumo de 690,75 kWh anual por parte de los participantes.

Dado que la producción total de la instalación es de 176.412,54 kWh y se compone de un total de 256 módulos, se deduce una producción promedio de 689,11 kWh por módulo. De esta manera, se distribuirá un módulo por vivienda, lo cual permite suministrar energía a hasta 256 viviendas de las 441 que constituyen el área acotada, superando el 50% de cobertura en la zona.

Este enfoque permite una alineación precisa entre el consumo y la producción para los consumidores afectados. Dado que la reducción solo representa el 18,75% del consumo real de cada hogar y se prevé que el valor de consumo total por parte de los hogares siempre estará por encima del 50% del consumo promedio calculado a lo largo del año, se garantiza que el porcentaje de 18,75% será cumplido en todo momento, de esta forma se logrará que se genere solo la cantidad de energía necesaria sin resultar excedentes.

8. Análisis económico

8.1 Inversión Inicial

Dentro del presupuesto se va a calcular con precisión la inversión inicial a realizar para todo el equipamiento eléctrico mientras que para el resto de inversión se hará una estimación aproximada.

Componentes Eléctricos			
Descripción	Precio unitario (€)	Unidades	Subtotal (€)
Panel unitario módulo solar LONGI LR4-72HPH-450	212,83	256	54.484,48
Inversor trifásico Huawei SUN2000-60KTL-M0	3.850,00	1	3.850,00
Inversor trifásico Huawei SUN2000-36KTL-M3	3.089,00	1	3.089,00
Estructura solar para 256 paneles horizontales de Solar Parts Components	29.824	1	29.824
Total			91.247,48

Tabla 12. Inversión Total de Componentes Eléctricos. [Fuente: Elaboración Propia]

Descripción	Subtotal (€)
Componentes Eléctricos	91.247,48
Componentes Auxiliares	24.567
Ingeniería y Administración	4600
Obra	780
Total	121.194,48

Tabla 13. Inversión Inicial Total. [Fuente: Elaboración Propia]

Queda una inversión inicial de **CIENTO VEINTEÚN MIL CIENTO NOVENTA Y CUATRO EUROS CON CUARENTA Y OCHO CÉNTIMOS** siendo el apartado de componentes eléctricos el que mayor gasto genera logrando ser más de un 75% del cómputo total.

8.2 Ahorro total

Para poder analizar los beneficios de la inversión se han de realizar los cálculos adecuados y para ello se ha de conocer con anterioridad el ahorro en factura que supondrá dicha instalación.

Junto a varias fuentes distintas se ha estimado un valor de 0,1478€/kWh [10] que multiplicándolo por lo 176.412,54 kWh anuales producidos se puede llegar a obtener un total de ahorro de hasta 26.232,74 € el primer año gracias a la instalación, valor que irá disminuyendo en función del rendimiento de la instalación.

8.3 Rentabilidad del proyecto

VAN y TIR son dos herramientas valiosas para evaluar la viabilidad de invertir en un nuevo proyecto. En esencia, su distinción principal radica en que, mientras el VAN estima la rentabilidad de la inversión y presenta los resultados en términos monetarios concretos, el TIR examina esa misma rentabilidad, sin embargo, se utilizar para evaluar la factibilidad de un proyecto y calcular la tasa de ganancia o rentabilidad que puede derivarse de esa inversión.

El VAN se calcula como la suma actualizada de los flujos de caja durante la vida útil de la inversión:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^T \frac{Q_t}{(1+r)^t}$$

I_0 Inversión Inicial
 Q_t Flujo de Caja en el periodo t
 r Tasa de actualización

El TIR es la tasa de actualización (r) que hace el VAN igual a 0.

Se van a calcular ambos valores para una duración de 25 años dado que coincide con la vida útil de las placas.

Se han valorado los siguientes parámetros para realizar estos cálculos:

- El porcentaje de degradación de las placas es del 0,55% anual.
- Tasa de actualización (r) se va a calcular asumiendo la siguiente fórmula
 - $r = i + k \times (1 + i) + p$
 - i : tipo de interés = 3,5%
[<https://www.bde.es/f/webbe/GAP/Secciones/SalaPrensa/ComunicadosBCE/DecisionesPoliticaMonetaria/23/pm150623.pdf>]
 - k : tasa de inflación = 1,9%
[<https://www.ine.es/daco/daco42/daco421/ipcia0623.pdf>]
 - p : prima de riesgo = 0,90%
[<https://datosmacro.expansion.com/prima-riesgo/espana>]
- Se considerarán unos gastos de mantenimiento anuales de 1.950€
- La Inversión Inicial se ha calculado que es de 121.194,48 €

Siguiendo con los parámetros definidos, se ha podido obtener:

Tasa de Actualización (r)	6%
VAN	1.248.404,61 €
TIR	18%
Período de Retorno	5,18 años

Tabla 14. Resultado Viabilidad Económica. [Fuente: Elaboración Propia].

La evaluación financiera revela que el proyecto es viable desde una perspectiva económica, ya que tanto el VAN como la TIR muestran resultados positivos, un TIR superior a la tasa de interés, como es el caso, sugiere una rentabilidad atractiva, y el período de retorno de poco más de 5 años indica que la inversión se recupera en un plazo razonable.

9. Creación de tres hipotéticas Comunidades Energéticas en Aínsa

Tras el estudio de una única CE se propone la concepción de tres agrupaciones energéticas, en particular la ya propuesta junto con otras dos entidades afines, que ostentaría el potencial de proveer la energía requerida para satisfacer aproximadamente el 90% de las necesidades poblacionales de Aínsa. Este enfoque exhibiría una cooperación que optimizaría la utilización de los recursos y la eficiencia en la generación, distribución y aprovechamiento de la energía en el municipio de Aínsa.

Dicha disposición posibilitaría una ampliación estratégica en cuanto a las fuentes de energía renovables, reduciendo la necesidad de depender exclusivamente de fuentes tradicionales y brindando mayor capacidad de recuperación frente a posibles cortes.

Esta trinidad de comunidades energéticas podría abastecer una porción significativa de la demanda energética de Aínsa, lo que, a su vez, conseguiría en una menor exposición a la inestabilidad de los mercados energéticos y una reducción en las emisiones contaminantes.

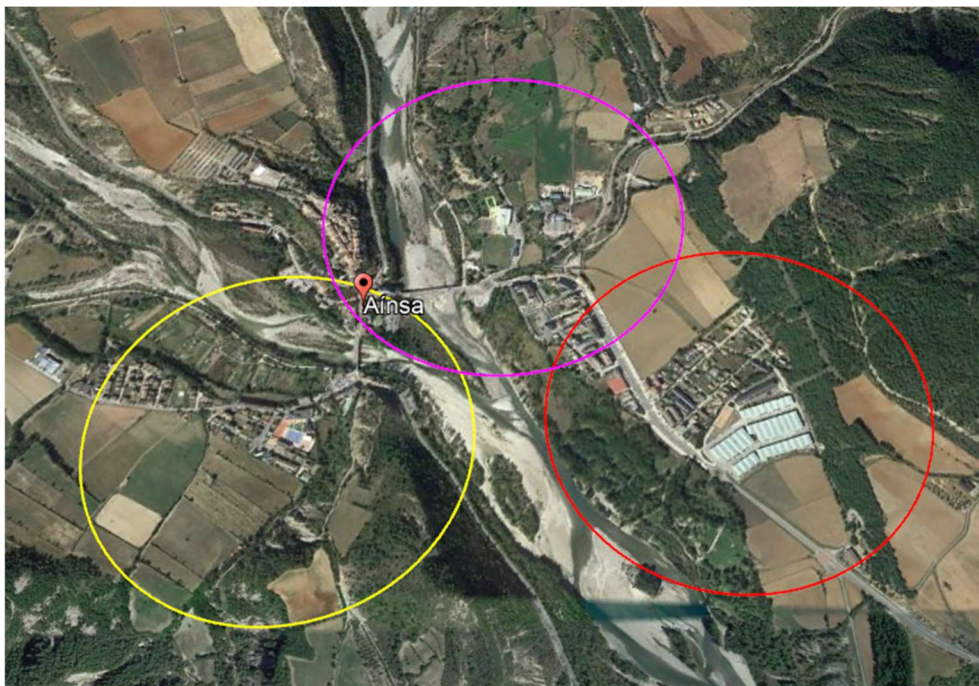


Ilustración 18. Delimitación de las tres áreas que conformarían las tres hipotéticas CE. [Fuente: Google Earth Pro]

10. Conclusión

En definitiva, el presente proyecto arroja luz sobre la viabilidad y rentabilidad de la creación de una Comunidad Energética en Aínsa. A través de este estudio se ha podido demostrar que la creación, desarrollo y operación de esta entidad energética es viable desde el punto de vista técnico y económico y, además, también se alza como una inversión sensata y prometedora de cara al futuro. La combinación estratégica de fuentes de energía renovable y la optimización de la distribución de esta para todas las viviendas involucradas, se traducen en un modelo sostenible que responde a las demandas energéticas de la comunidad elegida. Los resultados tangibles obtenidos a lo largo de este estudio subrayan la coherencia de los planteamientos teóricos con la realidad práctica, evidenciando el potencial de esta comunidad energética para generar rentabilidad económica en muy poco tiempo.

Tras realizar este análisis, se ha verificado como el autoconsumo colectivo en el municipio de Aínsa podría llegar resultar en un alivio considerable para numerosos hogares, al brindarles facilidad para hacer frente a sus compromisos económicos relacionados con las tarifas en el ámbito energético. Además, su implementación ejemplar podría servir como pauta orientadora para proyectos análogos futuros.

Este proyecto fin de grado no solo aborda la viabilidad económica y técnica, sino que también resalta la contribución medioambiental y social de la comunidad propuesta, al fomentar la generación de energía limpia y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, se perfila como un eslabón en la cadena de esfuerzos hacia la transición energética que tiene como objetivo un futuro más sostenible y resiliente.

11. Bibliografía

- [1] **Autores:** Salvador Moreno Régil, Las energías renovables en el futuro de la Seguridad Nacional : Renewable energies in the future of National Security, Fuente: XIX CEMFAS: Selección de trabajos fin de curso. 2019
URL de acceso: <http://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=6968023>
- [2] <https://www.idae.es/ayudas-y-financiacion/comunidades-energeticas>
- [3] https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/2023_06_30_Guia_Autoconsumo_Colectivo.pdf
- [4] <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/oficina-de-autoconsumo/hoja-de-ruta-del-autoconsumo>
- [5] <https://ecodes.org/hacemos/energia-y-personas/energia-comun/barrio-solar>
- [6] <https://www.idealista.com/maps/ainsa-sobrarbe-huesca/>
- [7] https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Informe_SPAHOUSEC_ACC_f68291a3.pdf
- [8] <https://www.monsolar.com/separacion-paneles-solares>
- [9] *“PROYECTO INSLTACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO 10,8 KWp EN EDIFICIO TORRES QUEVEDO (EINA).”*
- [9] <https://www.helioesfera.com/comprobacion-de-los-parametros-electricos-del-inversor/>
- [10] <https://www.ocu.org/vivienda-y-energia/gas-luz/informe/precio-luz>
- [11] GUIA PARA CREAR UNA CE <http://www.navarra.es/NR/rdonlyres/3273BD73-5CE9-41C4-95B5-0A9D81534ECD/473224/GuiarapidaCE.pdf>
- [12] https://static.malaga.es/municipios/subidas/archivos/2/2/arc_217822.pdf
- [13] <https://autosolar.es/estructura-paneles-solares?page=7>

Estudiante de Ingeniería de Tecnologías Industriales

En Zaragoza, a 29 de Agosto del año 2023

ANEXOS

ANEXO I: Ventajas de las Comunidades Energéticas

Las Comunidades Energéticas ofrecen diversas ventajas que contribuyen al bienestar de los ciudadanos y al desarrollo sostenible. Algunas de estas ventajas son:

1. **Acceso justo y fácil a energía renovable:** Permiten a los ciudadanos tener un acceso directo a recursos locales de energía renovable y otros servicios energéticos o de movilidad. Esto les brinda la oportunidad de beneficiarse de inversiones realizadas en infraestructuras energéticas sostenibles.
2. **Mayor control y responsabilidad energética:** Los usuarios de las comunidades energéticas adquieren un mayor control sobre su consumo y producción de energía, lo que les otorga una mayor autonomía en el abastecimiento de sus necesidades energéticas.
3. **Oportunidades de inversión local:** Se generan oportunidades de inversión para ciudadanos y negocios locales, lo que fomenta la participación de la comunidad en proyectos energéticos y fortalece la economía local.
4. **Generación de ingresos en la comunidad:** Las comunidades energéticas pueden crear ingresos que se reinvierten y permanecen en la propia comunidad. Esto contribuye a aumentar la aceptación del desarrollo de energías renovables locales y fomenta la autonomía energética de la región.
5. **Integración de energías renovables:** Facilitan la integración de energías renovables en el sistema energético a través de la gestión inteligente de la demanda. Al combinar la producción y el consumo local, las comunidades energéticas contribuyen a una mayor eficiencia y estabilidad del sistema.
6. **Beneficios ambientales:** Al impulsar el uso de energías renovables, se pretende reducir la dependencia de combustibles fósiles, disminuyendo el impacto de algunos de sus efectos nocivos.
7. **Beneficios sociales:** Se promueve la creación de empleos en las localidades asociadas al desarrollo y operación de proyectos de energía sostenible.

ANEXO II: Ejemplo de comunidad energética en Aragón

Actur Barrio Solar es una iniciativa conjunta impulsada por ECODES, EDP y el Ayuntamiento de Zaragoza, con la colaboración de Fundación Schneider Electric, Fundación EDP y Zaragoza Vivienda. Su objetivo principal es brindar acceso al autoconsumo de energía a comercios y hogares ubicados en la zona Norte del barrio Actur - Rey Fernando de Zaragoza.

Esta iniciativa ofrece la oportunidad de participar tanto a vecinos como a comercios que se encuentren en un radio de 500 metros de la instalación, sin necesidad de realizar inversiones adicionales. En lugar de invertir, los participantes pagan una pequeña cuota mensual y pueden disfrutar de un ahorro de aproximadamente un 30% en sus facturas de energía, ya que recibirán energía de las placas solares instaladas en su barrio.

Consta de dos instalaciones fotovoltaicas, cada una con una capacidad de 50 kWp, ubicadas en los Pabellones Deportivos Municipales Siglo XXI y Actur V. Los comercios, vecinos y vecinas que se encuentren a menos de 500 metros de al menos una de estas dos instalaciones podrán participar en el autoconsumo de energía solar sin necesidad de realizar obras o cambios en sus viviendas, ni tampoco cambiar de compañía eléctrica.

Parte de la energía generada se destina a familias en situación de pobreza energética. Estas familias reciben energía sin tener que pagar cuota mensual alguna, beneficiándose del ahorro en sus facturas generado por el autoconsumo solar.

Con esta propuesta se pretende fomentar tanto la adopción de energía renovable como la sostenibilidad ambiental en el entorno urbano de Zaragoza, favoreciendo la solidaridad energética y la mejora de los vecinos que pertenezcan a este núcleo. Se trata de acercar a los vecinos del barrio, mejorando su calidad de vida al facilitar el acceso a una fuente de energía más limpia y económica. [5]



Ilustración 19. Comunidad Energética, Actur Barrio Solar. [5]

ANEXO III: Estructura solar

Debido a la elección tomada, para esta instalación hará falta una estructura que permita regular el ángulo de inclinación, puesto que el tejado en sí ya está inclinado 12° y lo que interesa encontrar es una estructura que permita alcanzar los 35° óptimos para este proyecto.

Para ello se va a optar por la construcción libre del soporte de los paneles, es decir, se adquirirán componentes por separado y se ensamblarán tal y como se ha dimensionado la instalación especificada.

Se va a hacer uso de los componentes que ofrece la empresa Solar Parts Componentes diseñados especialmente para techos de metal, como es el caso, que permiten la orientación tanto vertical como horizontal, así como la regulación del ángulo de inclinación desde 10 hasta 60°.



Ilustración 20. Guía de Instalación estructura solar. [Fuente: Solar Parts Components]



Ilustración 21. Ejemplo de estructura solar. [Fuente: Solar Parts Components]

En este caso se ajustará dicho ángulo hasta 23° respecto a los 12° ya predeterminados en las cubiertas con subnúmero impar, mientras que en las cubiertas de subnúmero par habrá que considerar el ángulo de 12° de la cubierta como negativo y sumar 12° más los 35° buscados dando lugar a 47° que será el ángulo al que habrá que ajustar los componentes para así poder conseguir el ángulo buscado sobre la horizontal (ver en dibujo), consiguiendo de esta manera una inclinación de 35° para todos paneles respecto a la horizontal.

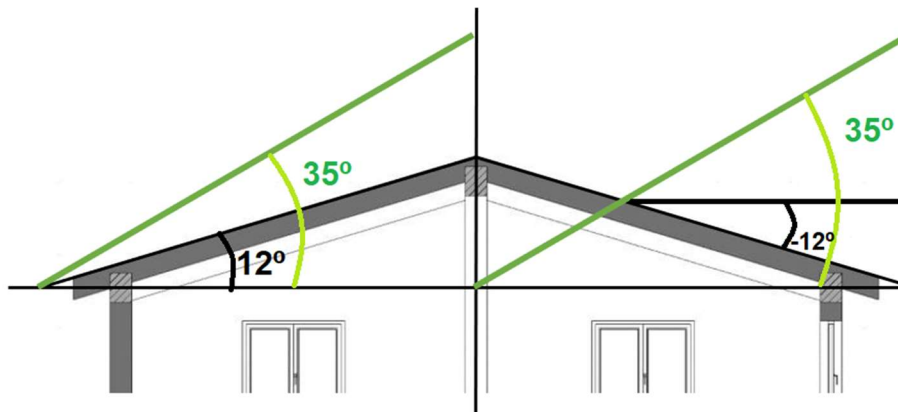
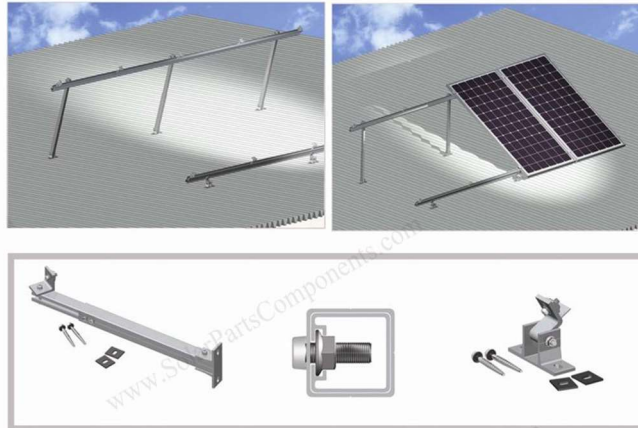


Ilustración 22. Ángulos de la estructura solar según la inclinación de la cubierta. [Fuente: Elaboración Propia]

De esta manera se consiguen de manera segura y con la instrumentación diseñada para este tipo de instalaciones el dimensionamiento real de la estructura buscada que permita obtener el máximo rendimiento.

Adjustable Solar Mounting System



20
years
duration

12
years
warranty

Spec .	Descriptions
Wind Load	60m/s
Snow Load	1.5KN/m ²
Structure Material	Anodized Aluminum + Stainless Steel 304
Min. Module Mounting Area	Standard 10m ² →∞
PV Peak Power	1.5KWp→∞
Bracket Type	Adjustable
Distance from Roof to Panel	Over 100mm
Tilt Angle	10 °~ 60°
Module Type	Any type of PV modules
Foundation Type	Metal roof, flat roof
Color	Natural or Customized
International Standard	AS/NZS 1170.2, SGS, TUV
Maintenance	Free for bracket, cleaning required for panels
Warranty	12 years warranty on parts

Ilustración 23. Especificaciones del montaje y la estructura. [Fuente: Solar Parts Components]

[Solar Parts Components: <https://www.solarpartscomponents.com/solar-metal-roof-mounting-systems-adjustable-tilt>]

ANEXO IV: Desarrollo de cálculos del dimensionamiento

Para llevar a cabo estos cálculos se han de analizar los parámetros eléctricos del inversor y con estos parámetros determinar la cantidad de strings que se pueden tener en cada entrada, así como el número de módulos que podemos conectar en cada string.

Uno de los factores clave que debemos tener en cuenta es el efecto que la temperatura ejerce sobre los paneles solares. Por ello se empleará la siguiente fórmula [9]:

Ecuación 1

$$V_{mpp}(T^a) = V_{mpp}(STC) + (T^a(max./min.) - T^a(stc)) \cdot \beta \cdot V_{oc}(STC)$$

Esta fórmula se empleará para calcular que tanto las temperaturas máximas y mínimas de cada string se encuentren dentro del rango de valores de los inversores elegidos.

$$V_{mpp}(STC) = 41,5 \text{ V (Valor máximo de tensión de la placa)}$$

$$V_{oc}(STC) = 49,3 \text{ V (Valor de tensión en circuito abierto)}$$

$$\beta = -0,27 \text{ \%/}^\circ\text{C}$$

$$T^a(stc) = 25 \text{ }^\circ\text{C}$$

Ambos modelos de inversor presentan un rango de temperatura de operación de -25°C hasta 60° , y un rango de tensión de funcionamiento del MPPT de entre 200 y 1000 V, luego:

$$T^a(\text{min}) = -25 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$T^a(\text{máx.}) = 60 \text{ }^\circ\text{C}$$

Con el valor máximo para una temperatura de 60° se obtendrán el número mínimo de módulos que se pueden conectar en serie para alcanzar los 200 V en cada caso, al sustituir:

Ecuación 2

$$V_{mpp}(60 \text{ }^\circ\text{C}) = 41,5 + (60 - 25) \times -0,0027 \times 49,3 = 36,84 \text{ V}$$

Al dividir 200 V de tensión mínima a conectar en serie entre los 36,84 V calculados, se redondea el número mínimo de módulos a conectar en serie de 6 módulos.

Se realiza el mismo cálculo para la temperatura mínima, con ella se calcularán el número máximo de módulos que se pueden conectar en serie de forma que nunca se excedan los 1000 V de tensión para el inversor.

Ecuación 3

$$V_{mpp}(60 \text{ }^\circ\text{C}) = 41,5 + (-25 - 25) \times -0,0027 \times 49,3 = 48,15 \text{ V}$$

Obteniéndose un máximo de 21 módulos a conectar en serie.

Con estos valores ya calculados y sabiendo que se va a proceder al dimensionamiento de una instalación que cuenta con dos inversores, dónde las primeras cuatro áreas ya

mencionadas cuentan con 144 paneles que se conectaran al inversor SUN2000-(60KTL)-M0, inversor que tiene exactamente 12 entradas de strings, restringiendo este número al máximo de strings a conectar a este inversor, es fácil ver entonces que la distribución va a ser de 12 strings con 12 módulos cada uno.

Luego en este inversor todos los muestreadores MPP van a tener conectados a sus 2 entradas 2 strings, consiguiendo así los 12 strings completos.

En este inversor la corriente máxima de entrada es de 22 A y la máxima de corto circuito 30 A, que al tener todos los MPPT conectados a 2 strings (su máximo a conectar), se ha de comprobar que en ningún caso se supera ninguna de las dos corrientes ya mencionadas.

La corriente máxima de entrada de las placas según las especificaciones es de 10,85 A mientras que la corriente máxima de corto circuito es de 11,60 A, en ambos casos al multiplicar esto por dos, que es el número de strings a la entrada de cada MPPT se obtiene por un lado 21,7 A respetando el valor máximo, y en el caso de corto circuito se obtienen 23,2 A el cual también guarda distancia con el valor especificado.

Las siguientes 112 placas serán conectadas al inversor SUN2000-36KTL-M3, el cual tiene un total de 4 MPPT con 8 entradas cada uno pudiéndose de nuevo conectar 2 strings a cada MPPT, teniendo un total de 8 entradas conectadas entre los 4 MPPT disponibles, de esta forma el cálculo anterior nos sirve pues la corriente a la entrada de cada MPPT será de 21,7 A y la de corto circuito de 23,2 A, ambas corrientes por debajo de las especificadas en el datasheet de este inversor que son las siguientes:

- Corriente máxima de entrada por MPPT: 26 A
- Corriente máxima de corto circuito: 40 A.

En resumen, MPPT y strings quedan de la forma expuesta a continuación:

Para las 144 primeras placas, el inversor tiene 6 MPPT con 2 entradas por cada uno, luego se dispondrán los módulos en 12 strings de 12 módulos, que darán lugar a 498 V por cada string (dentro de rango de operación):

- MPPT 1: string 1 y 2
- MPPT 2: string 3 y 4
- MPPT 3: string 5 y 6
- MPPT 4: string 7 y 8
- MPPT 5: string 9 y 10
- MPPT 6: string 11 y 12

En los siguientes 112 módulos, el inversor tiene 4 MPPT de 8 entradas cada uno, en esta ocasión se dispondrán los módulos en 8 strings de 14 módulos, que darán lugar a 581 V por cada string, quedando:

- MPPT 1: string 1 y 2
- MPPT 2: string 3 y 4

- MPPT 3: string 5 y 6
- MPPT 4: string 7 y 8

Con estos cálculos se consigue demostrar la solidez de la instrumentaría seleccionada, así como su óptimo desempeño en las actividades energéticas para las que se han escogido, demostrando la idoneidad y calidad de los equipos propuestos para la instalación en cuestión.

ANEXO V: Pasos por seguir para alcanzar una Comunidad

Energética.

Una Comunidad Energética no se crea de manera trivial, sino que hay que seguir una metodología que permita alcanzar este objetivo de la forma adecuada, pero evitar cualquier tipo de problemas [11].

Paso 1: Grupo Motor

Se necesita un equipo de personas líderes trabajando juntas. Se trata de crear un grupo de personas comprometidas que se responsabilicen y se ayuden entre sí. Ha de ser un grupo activo y eficaz, quienes a su vez pueden involucrar a más personas por sí mismas.

PASO 2: Dinamización proceso participativo.

A la hora de trabajar en equipo es clave la flexibilidad. Hay que adaptarse para que todas puedan participar plenamente. Es importante estar abierto a diferentes expectativas y perspectivas en las reuniones, como nivel de formalidad, tiempo de intervención y manejo de desacuerdos.

Para establecer límites y reglas, es útil crear un "documento de formas de trabajo" en el que el grupo defina cómo quiere trabajar en conjunto. Revisarlo periódicamente y compartirlo con nuevos miembros es recomendable.

PASO 3: Conformación de la CE.

Los proyectos de compromiso comunitario (CE) se enfocan en construir una comunidad, que se entiende como una estructura social, además de construir infraestructuras basadas en diferentes formas de energía. Estos proyectos se extienden a lo largo de un período muy largo, luego es fundamental la paciencia y la compasión. También es importante estar preparado para no siempre lograr lo que cada persona quiere en cada momento.

PASO 4: Prototipado de los primeros pasos (diseño técnico y gestión administrativa).

Las actividades en las que las iniciativas de compromiso comunitario (CE) pueden involucrarse son diversas; lo esencial es identificar aquella que mejor se ajuste a las necesidades y recursos de tu comunidad, la finalidad de estas es proporcionar un impacto positivo y múltiples ventajas, cómo:

- Aumentar directamente la cantidad de energía renovable en el sistema, reemplazando los combustibles fósiles perjudiciales.
- Generar ingresos y reducir gastos para la comunidad.
- Contribuye a la construcción del sistema energético completamente renovable.
- Fomentan el ahorro de energía y la eficiencia en las viviendas de la comunidad.

Las comunidades energéticas desempeñan un papel crucial en la mitigación de la pobreza energética debido a que estas comunidades permiten un enfoque más localizado y participativo en la producción y distribución de energía, además de involucrar activamente a los miembros de la comunidad en la toma de decisiones y en

la generación de energía renovable, se crea una mayor conciencia sobre el uso eficiente de la energía y sus beneficios.

Algunos datos preocupantes en Europa referentes a la pobreza energética demuestran que:

- Una de cada cuatro personas en Europa, es decir, alrededor de 125 millones de individuos, enfrenta el problema de la pobreza energética.
- En el año 2015, aproximadamente 50 millones de personas en la Unión Europea experimentaron dificultades para pagar o incluso se retrasaron en el pago de sus facturas de servicios energéticos.
- En ese mismo año, alrededor del 15% de la población europea vivía en viviendas con problemas como goteras en techos, paredes, suelos o cimientos húmedos, además de marcos de ventanas o suelos deteriorados. Esto equivale a cerca de 80 millones de personas.

Las CE suelen implementar proyectos de energía renovable, como paneles solares o turbinas eólicas a nivel local. Estas fuentes de energía más sostenibles pueden lograr reducir significativamente los costos a largo plazo en comparación con las fuentes de energía tradicionales. Al disminuir los gastos de energía de los hogares y las comunidades, se alivia la carga financiera de los hogares con ingresos más bajos.

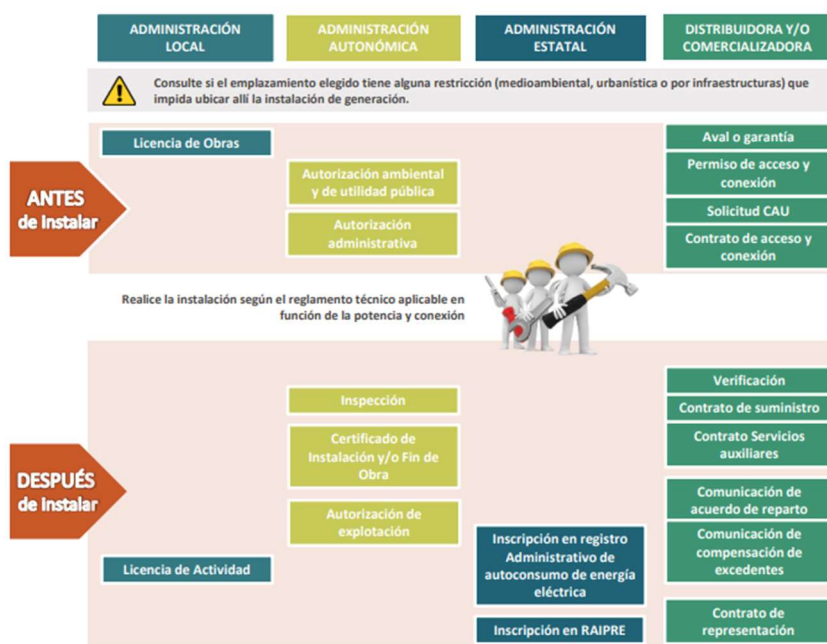


Ilustración 24. Resumen de las etapas de tramitación y organismos y entidades implicadas. [Fuente: Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo]

PASO 5: Estudios de diseño y viabilidad.

La puesta en marcha del estudio de diseño y viabilidad es el proceso que analiza si un proyecto es posible y efectivo antes de llevarlo a cabo. Examina detalles técnicos, económicos y operativos, evaluando recursos, costos, beneficios y riesgos. Ayuda a tomar decisiones informadas sobre si implementar el proyecto o hacer ajustes.

PASO 6: Financiación.

La financiación de proyectos en las comunidades energéticas es un gran desafío. Desde la planificación hasta la operación y mantenimiento, se necesita financiamiento en diferentes etapas y formas. A veces, esto ocurre simultáneamente o incluso antes de los estudios de viabilidad. Sortear los obstáculos financieros necesita de un mix de ideas novedosas y del uso las herramientas ya existentes.

OPCIONES PARA LA FINANCIACIÓN

1. Subvenciones

Se trata de una estrategia muy recomendable, especialmente al inicio de la creación de las comunidades energéticas. Investigar sobre las oportunidades que existen a nivel nacional, regional o local. En la mayoría de estas oportunidades, hará falta proporcionar los documentos necesarios dónde se detallan qué acciones se planean llevar a cabo y explicar cómo se van a utilizar las ayudas solicitadas.

2. Préstamo Bancario Tradicional

3. Financiación de terceras partes

En caso de que los bancos no estén dispuestos a otorgar financiamiento, aún existe la opción de explorar la financiación a través de terceras partes. Un ejemplo concreto es el caso de Boa Energia en Portugal, a quien BeauVent en Bélgica y Som Energía en Cataluña proporcionaron un préstamo para su primer proyecto, que posteriormente, fue reembolsado una vez que el proyecto ganó reconocimiento y más personas de la comunidad decidieron unirse.

4. Entidad Local o Apoyo Municipal

El gobierno local puede proporcionar fondos para respaldar proyectos positivos en la comunidad, como energía sostenible. Ayuda a cubrir costos y fortalece la relación entre la comunidad y las autoridades locales, atrayendo inversores y fomentando la participación local.

DIAGRAMA: Pasos a Seguir.

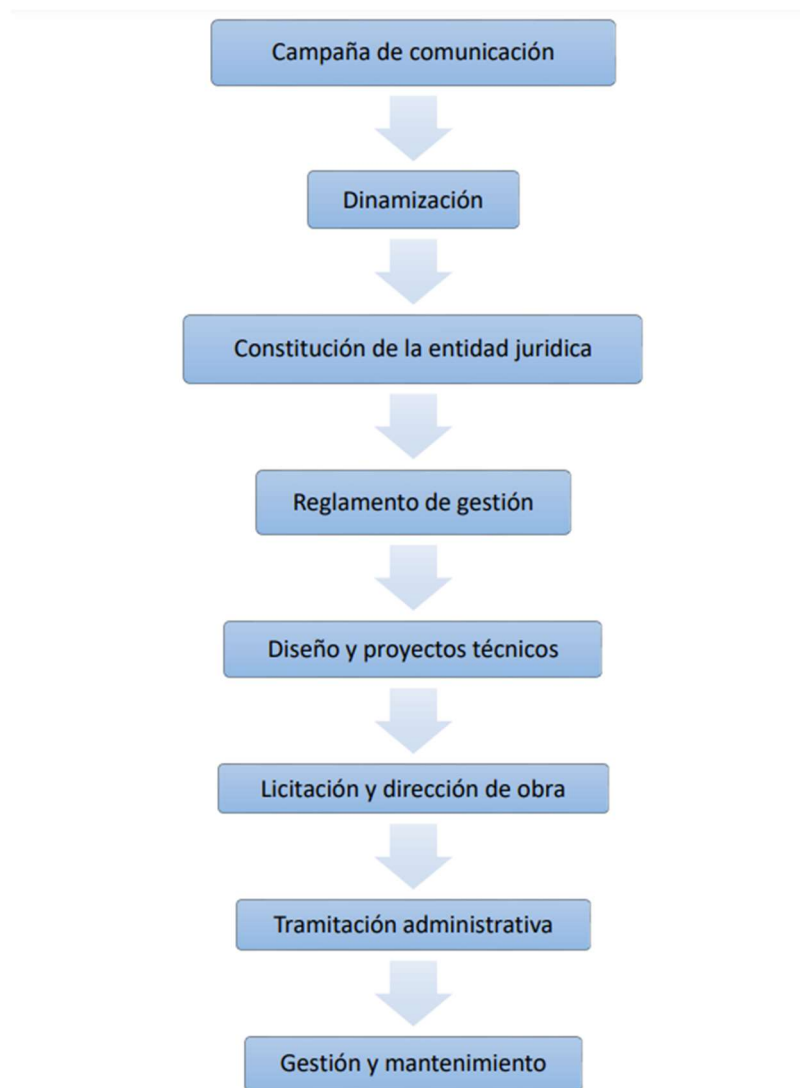


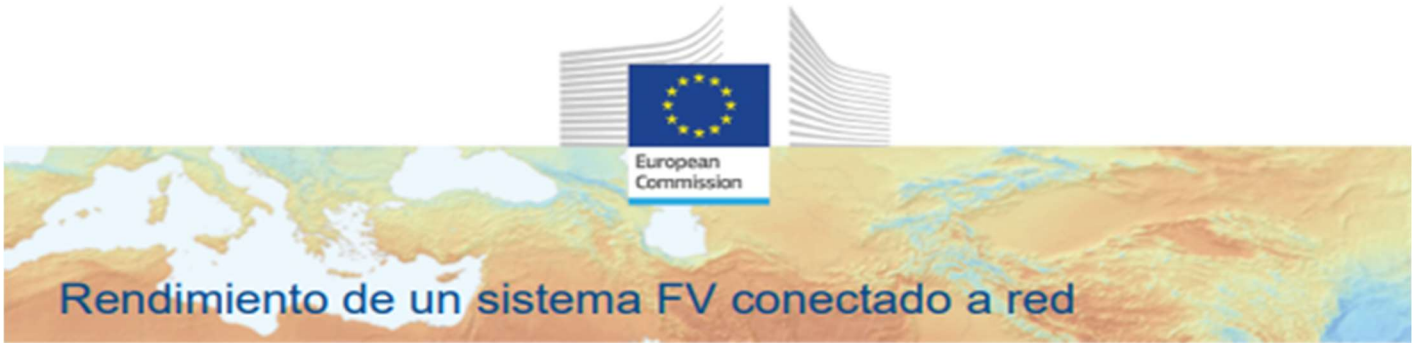
Ilustración 25. Diagrama pasos a seguir para crear una CE. [11]

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Rendimiento	0%	98,00%	97,45%	96,90%	96,35%	95,80%	95,25%	94,70%	94,15%	93,60%	93,05%	92,50%	91,95%	91,40%	90,85%	90,30%	89,75%	89,20%	88,65%	88,10%	87,55%	87,00%	86,45%	85,90%	85,35%	84,80%
Energía generada (kWh)	0	176.412,54	171.914,02	170.943,75	169.973,48	169.003,21	168.032,94	167.062,68	166.092,41	165.122,14	164.151,87	163.181,60	162.211,33	161.241,06	160.270,79	159.300,52	158.330,25	157.359,99	156.389,72	155.419,45	154.449,18	153.478,91	152.508,64	151.538,37	150.568,10	149.597,83
Ahorro (€)	0	26.073,77	25.408,89	25.265,49	25.122,08	24.978,67	24.835,27	24.691,86	24.548,46	24.405,05	24.261,65	24.118,24	23.974,83	23.831,43	23.688,02	23.544,62	23.401,21	23.257,81	23.114,40	22.970,99	22.827,59	22.684,18	22.540,78	22.397,37	22.253,97	22.110,56
Coste de mantenimiento (€)	0	-1950	-1950	-1950	-1950	-1950	-1950	-1950	-1950	-1950	-1950	-1950	-1950	-1950	-1950	-1950	-1950	-1950	-1950	-1950	-1950	-1950	-1950	-1950	-1950	-1950
Inversión Inicial (€)	-121.194	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valor Actual Generado (€)	-121.194	28.023,77	23.458,89	23.315,49	23.172,08	23.028,67	22.885,27	22.741,86	22.598,46	22.455,05	22.311,65	22.168,24	22.024,83	21.881,43	21.738,02	21.594,62	21.451,21	21.307,81	21.164,40	21.020,99	20.877,59	20.734,18	20.590,78	20.447,37	20.303,97	40.464,53
Flujo de Caja (€)	-121.194	-97.070,23	-73.611,33	-50.295,85	-27.123,77	-4.095,09	18.790,18	41.532,04	64.130,50	86.585,55	108.897,20	131.065,44	153.090,27	174.971,70	196.709,72	218.304,34	239.755,55	261.063,36	282.227,76	303.248,75	324.126,34	344.860,52	365.451,30	385.898,67	406.202,64	426.363,20

VAN	1.248.404,61 €
TIR	18%

r	6%
---	----

ANEXO VII: Resultados PVGIS



PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

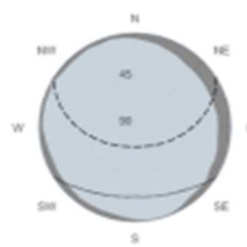
Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 42.412,0.154
Horizonte: Calculado
Base de datos: PVGIS-SARAH2
Tecnología FV: Silicio cristalino
FV instalado: 50.4 kWp
Pérdidas sistema: 14 %

Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación: 12 °
Ángulo de azimut: -20 °
Producción anual FV: 71383.23 kWh
Irradiación anual: 1830.4 kWh/m²
Variación interanual: 2062.37 kWh
Cambios en la producción debido a:
 Ángulo de incidencia: -3.05 %
 Efectos espectrales: 0.68 %
 Temperatura y baja irradiancia: -7.82 %
Pérdidas totales: -22.62 %

Perfil del horizonte en la localización seleccionada



■ Altura del horizonte
 - - Elevación solar, Junio
 - - Elevación solar, Diciembre

Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



Irradiación mensual sobre plano fijo:



Energía FV y radiación solar mensual

Mes	E_m	H(i)_m	SD_m
Enero	3581.8	86.5	456.2
Febrero	4510.0	109.3	557.9
Marzo	6120.2	151.3	540.1
Abril	6518.2	165.0	662.7
Mayo	7692.2	199.4	687.7
Junio	8081.3	214.0	344.9
Julio	8700.4	233.9	246.1
Agosto	7863.4	209.6	239.2
Septiembre	6425.9	167.2	315.6
Octubre	4950.4	125.0	404.4
Noviembre	3604.5	88.3	411.9
Diciembre	3335.0	80.9	349.0

E_m: Producción eléctrica media mensual del sistema definido [kWh].
H(i)_m: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].
SD_m: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanual [kWh].

La Comisión Europea mantiene esta web para facilitar el acceso público a la información sobre sus iniciativas y las políticas de la Unión Europea en general. Nuestra prioridad es mantener la información precisa y al día. Tratamos de asegurar los errores que se nos ocurren. Sin embargo, la Comisión declara toda responsabilidad en relación con la información incluida en esta web. Aunque hacemos lo posible por reducir al mínimo los errores técnicos, algunos datos e informaciones contenidas en nuestro sitio pueden haberse actualizado o reproducido sin advertencia o sin el consentimiento de algunos usuarios, cuyo contenido generamos que sea de información y acción de alguna manera al servicio. La Comisión no asume ninguna responsabilidad por los problemas que pueden surgir al utilizar este sitio o sitios similares que se vinculan al mismo.

Para obtener más información, por favor visite http://ec.europa.eu/info/legal/index_en



PVGIS ©Unión Europea, 2001-2023. Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Informe creado el 2023/07/30



Rendimiento de un sistema FV conectado a red

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

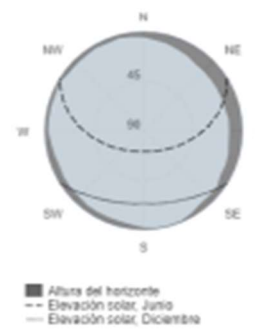
Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 42.412,0.154
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH2
 Tecnología FV: Silicio cristalino
 FV instalado: 50.4 kWp
 Pérdidas sistema: 14 %

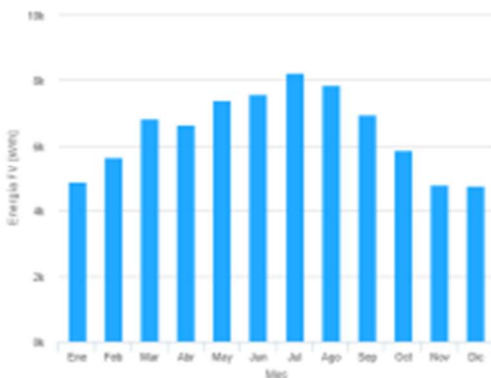
Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación: 35 °
 Ángulo de azimut: -20 °
 Producción anual FV: 77382 kWh
 Irradiación anual: 1979.1 kWh/m²
 Variación interanual: 2538.59 kWh
 Cambios en la producción debido a:
 Ángulo de incidencia: -2.52 %
 Efectos espectrales: 0.77 %
 Temperatura y baja irradiancia: -8.16 %
 Pérdidas totales: -22.42 %

Perfil del horizonte en la localización seleccionada



Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



Irradiación mensual sobre plano fijo:



Energía FV y radiación solar mensual

Mes	E _m	H(i) _m	SD _m
Enero	4869.6	116.7	702.1
Febrero	5651.1	137.0	783.1
Marzo	6829.6	169.8	660.8
Abril	6639.9	169.0	711.5
Mayo	7397.5	192.6	657.3
Junio	7570.4	201.3	319.4
Julio	8237.3	222.4	215.2
Agosto	7842.3	210.3	240.8
Septiembre	6956.8	181.9	369.5
Octubre	5873.5	148.8	548.4
Noviembre	4771.0	116.0	625.0
Diciembre	4743.1	113.2	565.7

E_m: Producción eléctrica media mensual del sistema definido [kWh].
H(i)_m: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].
SD_m: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanual [kWh].

La Comisión Europea mantiene este sitio para facilitar el acceso público a la información sobre sus iniciativas, y los proyectos de la Unión Europea en general. Nuestra prioridad es mantener la información precisa y al día. Tomaremos de inmediato las acciones que se nos pidan. Sin embargo, la Comisión no asume ninguna responsabilidad en relación con la información incluida en este sitio. Aunque hacemos la posible por reducir al mínimo los errores técnicos, algunos datos e informaciones contenidas en nuestro sitio pueden haberse convertido o modificado en cualquier momento sin advertencia de dichos errores, y no podemos garantizar que ellos no interfieran o afecten de alguna manera al usuario. La Comisión no asume ninguna responsabilidad por los problemas que puedan surgir al utilizar este sitio o sitios externos con enlaces al mismo.

Para obtener más información, por favor visite https://ec.europa.eu/info/legal/notice_en

PVGIS ©Unión Europea, 2001-2023.
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Informe creado el 2023/08/10





Rendimiento de un sistema FV conectado a red

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

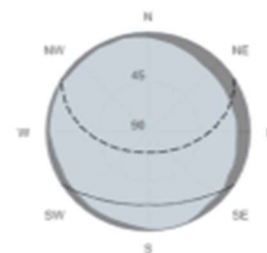
Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 42.412.0.154
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH2
 Tecnología FV: Silicio cristalino
 FV instalado: 64.5 kWp
 Pérdidas sistema: 14 %

Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación: 35 °
 Ángulo de azimut: -20 °
 Producción anual FV: 99030.54 kWh
 Irradiación anual: 1979.1 kWh/m²
 Variación interanual: 3248.79 kWh
 Cambios en la producción debido a:
 Ángulo de incidencia: -2.52 %
 Efectos espectrales: 0.77 %
 Temperatura y baja irradiancia: -8.16 %
 Pérdidas totales: -22.42 %

Perfil del horizonte en la localización seleccionada



■ Altura del horizonte
 - - Elevación solar, Junio
 - - Elevación solar, Diciembre

Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



Irradiación mensual sobre plano fijo:



Energía FV y radiación solar mensual

Mes	E_m	H(i)_m	SD_m
Enero	6231.9	116.7	898.5
Febrero	7232.1	137.0	1002.2
Marzo	8740.2	169.8	845.6
Abril	8497.5	169.0	910.5
Mayo	9467.0	192.6	841.1
Junio	9688.3	201.3	408.8
Julio	10541.8	222.4	275.4
Agosto	10036.3	210.3	308.1
Septiembre	8903.0	181.9	472.9
Octubre	7516.7	148.8	701.9
Noviembre	6105.7	116.0	799.9
Diciembre	6070.0	113.2	723.9

E_m: Producción eléctrica media mensual del sistema definido [kWh].
 H(i)_m: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].
 SD_m: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanual [kWh].

La Comisión Europea mantiene esta web para facilitar el acceso público a la información sobre sus actividades y los perfiles de la Unión Europea en general. Nuestra prioridad es mantener la información precisa y al día. Tratamos de corregir los errores que se nos notificar. No obstante, la Comisión declina toda responsabilidad en relación con la información incluida en esta web.

Aunque hacemos lo posible por evitar al máximo los errores técnicos, algunos datos o informaciones contenidos en nuestra web pueden haberse omitido o reducido en cantidad o formato no debido de otros errores, y no podemos garantizar que esta no interrumpa o afecte de alguna manera al servicio. La Comisión no asume ninguna responsabilidad por los problemas que puedan surgir al utilizar este sitio o otros sistemas con enlaces al mismo.

Para obtener más información, por favor visite https://ec.europa.eu/info/multi-legal-media_en

PVGIS ©Unión Europea, 2001-2023.

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Informe creado el 2023/08/10





Rendimiento de un sistema FV conectado a red

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

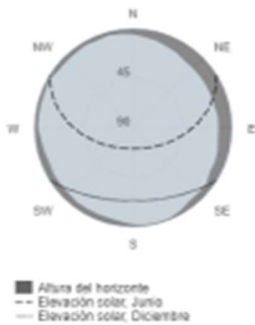
Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 42.412, 0.154
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH2
 Tecnología FV: Silicio cristalino
 FV instalado: 64.5 kWp
 Pérdidas sistema: 14 %

Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación: 12 °
 Ángulo de azimut: -20 °
 Producción anual FV: 91353.54 kWh
 Irradiación anual: 1830.4 kWh/m²
 Variación interanual: 2639.34 kWh
 Cambios en la producción debido a:
 Ángulo de incidencia: -3.05 %
 Efectos espectrales: 0.68 %
 Temperatura y baja irradiancia: -7.82 %
 Pérdidas totales: -22.62 %

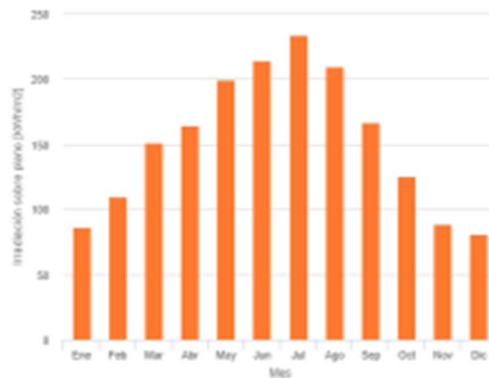
Perfil del horizonte en la localización seleccionada



Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



Irradiación mensual sobre plano fijo:



Energía FV y radiación solar mensual

Mes	E _m	H(i) _m	SD _m
Enero	4583.9	86.5	583.9
Febrero	5771.7	109.3	714.0
Marzo	7832.4	151.3	691.2
Abril	8341.7	165.0	848.1
Mayo	9844.2	199.4	880.0
Junio	10342.1	214.0	441.3
Julio	11134.5	233.9	314.9
Agosto	10063.2	209.6	306.1
Septiembre	8223.6	167.2	403.9
Octubre	6335.4	125.0	517.5
Noviembre	4613.0	88.3	527.1
Diciembre	4268.0	80.9	446.6

E_m: Producción eléctrica media mensual del sistema definido [kWh].
 H(i)_m: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].
 SD_m: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanual [kWh].

La Comisión Europea mantiene esta web para facilitar el acceso público a la información sobre sus iniciativas y las políticas de la Unión Europea en general. Nuestra prioridad es mantener la información precisa y al día. Tratamos de corregir los errores que se nos notan. Sin embargo, la Comisión acepta toda responsabilidad en relación con la información incluida en este sitio. Aunque hacemos lo posible por reducir al mínimo los errores técnicos, algunos datos o informaciones contenidas en nuestra web pueden haberse actualizado o modificado de cualquier forma sin avisar de dichos cambios, y no podemos garantizar que ella no interrumpa o afecte de alguna manera al usuario. La Comisión no asume ninguna responsabilidad por los problemas que puedan surgir al utilizar este sitio o sitios externos con enlaces al mismo. Para obtener más información, por favor visite http://europa.eu/inf/legal/notice_en

PVGIS ©Unión Europea, 2001-2023.
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

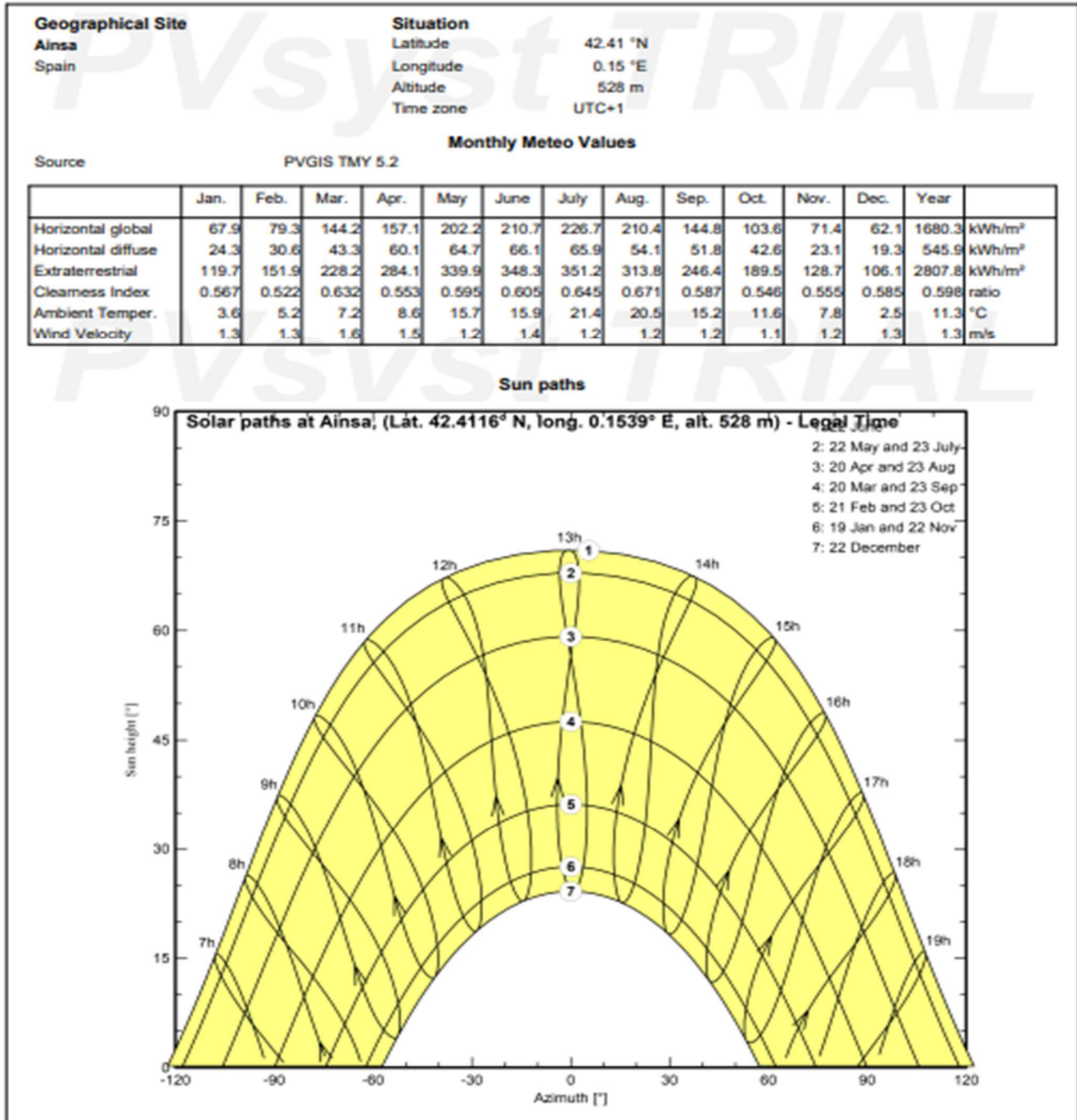
Informe creado el 2023/07/30



ANEXO VIII: Trayectoria Solar en Aínsa [Fuente: PVsyst]



PVsyst V7.4.0



ANEXO IX: DataSheet Paneles Solares

Hi-MO **4m**

LR4-72HPH 430~460M

- Suitable for ground power plants and distributed projects
- Advanced module technology delivers superior module efficiency
 - M6 Gallium-doped Wafer
 - 9-busbar Half-cut Cell
- Excellent outdoor power generation performance
- High module quality ensures long-term reliability

12

12-year Warranty for Materials and Processing

25

25-year Warranty for Extra Linear Power Output

Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO 9001:2008: ISO Quality Management System

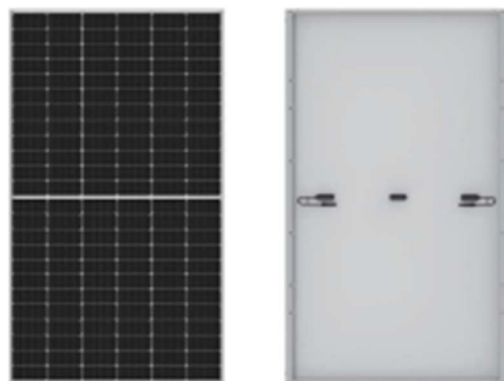
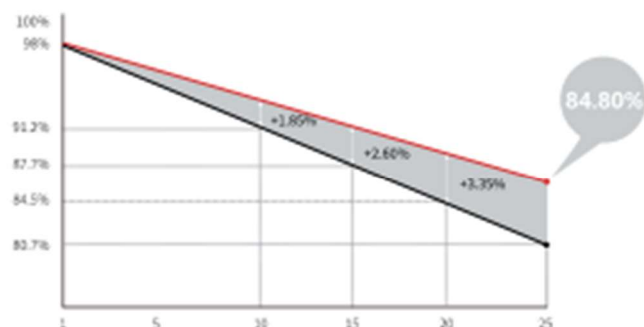
ISO 14001:2004: ISO Environment Management System

TS62941: Guideline for module design qualification and type approval

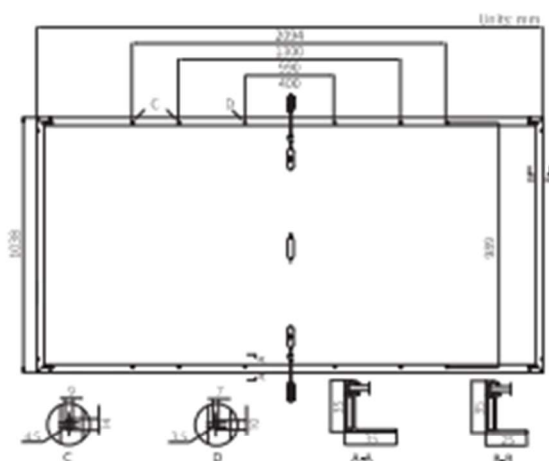
OHSAS 18001: 2007 Occupational Health and Safety

LONGI



Hi-MO 4m**LR4-72HPH 430~460M****21.2%**
MAX MODULE
EFFICIENCY**0~+5W**
POWER
TOLERANCE**<2%**
FIRST YEAR
POWER DEGRADATION**0.55%**
YEAR 2-25
POWER DEGRADATION**HALF-CELL**
Lower operating temperature**Additional Value****25-Year Power Warranty****Mechanical Parameters**

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , 1400mm length can be customized
Connector	EVO2
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	23.5kg
Dimension	2094 × 1038 × 35mm
Packaging	30pcs per pallet / 150pcs per 20' GP / 660pcs per 40' HC

**Electrical Characteristics**STC: AM1.5 1000W/m² 25°C Test uncertainty for Pmax: ±3%

	430	435	440	445	450	455	460
Power Class	430	435	440	445	450	455	460
Maximum Power (P _{max} /W)	430	435	440	445	450	455	460
Open Circuit Voltage (V _{oc} /V)	48.5	48.7	48.9	49.1	49.3	49.5	49.7
Short Circuit Current (I _{sc} /A)	11.31	11.39	11.46	11.53	11.60	11.66	11.73
Voltage at Maximum Power (V _{mp} /V)	40.7	40.9	41.1	41.3	41.5	41.7	41.9
Current at Maximum Power (I _{mp} /A)	10.57	10.64	10.71	10.78	10.85	10.92	10.98
Module Efficiency(%)	19.8	20.0	20.2	20.5	20.7	20.9	21.2

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ +5 W
V _{oc} and I _{sc} Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	20A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 1 or 2

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of I _{sc}	+0.048%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.270%/°C
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.350%/°C

ANEXO X: DataSheet Inversores

SUN2000-30/36/40KTL-M3 Smart PV Controller



Inteligente

Monitorización a nivel de string



Eficiente

Eficiencia máxima del 98.7%



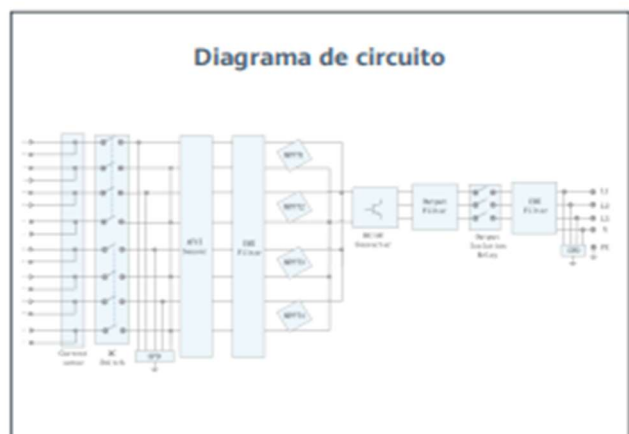
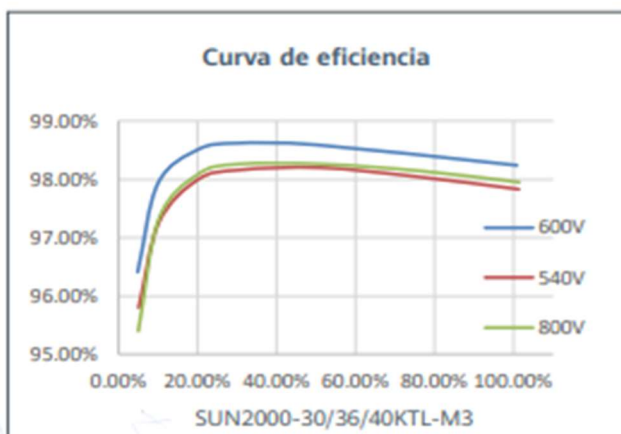
Seguro

Diseño sin fusibles



Confiable

Descargadores de sobretensión tipo II de CC y CA



SUN2000-30/36/40KTL-M3
Especificaciones técnicas

Especificaciones técnicas	SUN2000-30KTL-M3	SUN2000-36KTL-M3	SUN2000-40KTL-M3
Eficiencia			
Máxima eficiencia		98.7%	
Eficiencia europea ponderada		98.4%	
Entrada			
Tensión máxima de entrada ¹		1,100 V	
Intensidad de entrada máxima por MPPT		26 A	
Intensidad de cortocircuito máxima		40 A	
Tensión de arranque		200 V	
Rango de tensión de operación ²		200 V – 1000 V	
Tensión nominal de entrada		600 V	
Cantidad de entradas		8	
Cantidad de MPPTs		4	
Salida			
Potencia nominal activa de CA	30,000 W	36,000 W	40,000 W
Máx. potencia aparente de CA	33,000 VA	40,000 VA	44,000 VA
Tensión nominal de Salida	230 Vac / 400 Vac, 3W/N+PE		
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz		
Intensidad nominal de salida	43.3 A	52.0 A	57.8 A
Máx. intensidad de salida	47.9 A	58.0 A	63.8 A
Factor de potencia ajustable	0.8 LG .. 0.8 LD		
Máx. distorsión armónica total	< 3%		
Características y protecciones			
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Sí		
Protección anti-isla	Sí		
Protección contra sobreintensidad de CA	Sí		
Protección contra polaridad inversa CC	Sí		
Monitorización a nivel de string	Sí		
Descargador de sobretensiones de CC	Sí		
Descargador de sobretensiones de CA	Sí		
Detección de resistencia de aislamiento CC	Sí		
Monitorización de corriente residual	Sí		
Protección ante fallo por arco eléctrico	Sí		
Control del receptor Ripple	Sí		
Recuperación PID integrada ³	Sí		
Comunicación			
Display	Indicadores LED, WLAN Integrado + FusionSolar APP		
RS485	Sí		
Smart Dongle	WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Opcional) 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Opcional)		
Monitoring BUS (MBUS)	Sí (transformador de aislamiento requerido)		
Especificaciones generales			
Dimensiones (Ancho x Profundo x Alto)	640 x 530 x 270 mm (25.2 x 20.9 x 10.6 inch)		
Peso (Kit de herramientas para soporte de suelo incluido)	43 kg (94.8 lb)		
Nivel de Ruido	< 46 dB		
Rango de temperaturas en operación	-25 – + 60 °C (-13 °F – 140 °F)		
Ventilación	Convección natural		
Max. Altitud de operación	0 - 4,000 m (13,123 ft.)		
Humedad relativa	0% RH – 100% RH		
Conector de CC	Staubli MC4		
Conector de CA	Terminal PG impermeable + conector OT/DT		
Grado de Protección	IP 66		
Tipología	Sin transformador		
Consumo de energía durante la noche	≤ 5.5W		
Compatibilidad con optimizador			
Optimizador compatible con DC MBUS	SUN2000-450W-P		
Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)			
Seguridad	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683		
Estándares de conexión a red eléctrica	IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11, MEA, Resolution No.7, NRS 097-2-1, AS/NZS 4777.2, DEWA		

1. El voltaje de entrada máximo es el límite superior del voltaje de CC. Cualquier voltaje DC de entrada más alto probablemente dañaría el inversor.

2. Cualquier voltaje de entrada de CC más allá del rango de voltaje de funcionamiento puede provocar un funcionamiento incorrecto del inversor.

3. SUN2000-30-40KTL-M3 aumenta por encima de cero la tensión entre la FV- y tierra a través de la función de recuperación PID, con el fin de recuperar la degradación del módulo debido al efecto PID. Compatible con módulos tipo-P (mono, poli), tipo-N (nPERT, HET)

SUN2000-60KTL-M0 Smart String Inverter



Inteligente

Monitorización a nivel de string



Eficiente

Eficiencia máxima del 98,7 %



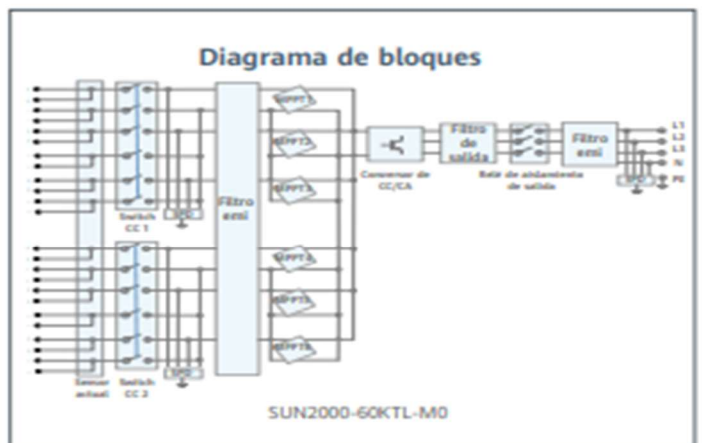
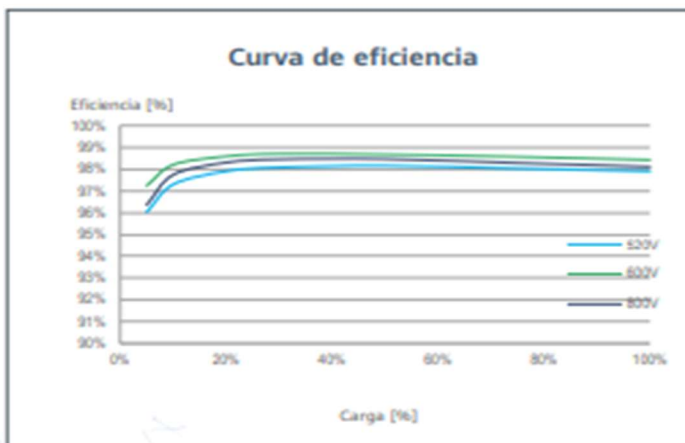
Seguro

Diseño sin fusibles



Reliable

Descargadores de sobretensión tipo II de CC y CA



Especificaciones técnicas		SUN2000-60KTL-M0
Eficiencia		
Máxima eficiencia		98.9% @480 V; 98.7% @380 V / 400 V
Eficiencia europea ponderada		98.7% @480 V; 98.5% @380 V / 400 V
Entrada		
Tensión máxima de entrada ¹		1,100 V
Corriente de entrada máxima por MPPT		22 A
Corriente de cortocircuito máxima		30 A
Tensión de arranque		200 V
Tensión de funcionamiento MPPT ²		200 V – 1,000 V
Tensión nominal de entrada		600 V @380 Vac / 400 Vac; 720 V @480 Vac
Cantidad de rastreadores MPP		6
Cantidad máxima de entradas por MPPT		2
Salida		
Potencia activa		60,000 W
Max. Potencia aparente de CA		66,000 VA
Max. Potencia activa de CA (cosφ = 1)		66,000 W
Tensión nominal de salida		220 V / 380 V, 230 V / 400 V, por defecto 3W + N + PE; 3W + PE opcional en configuraciones; 277 V / 480 V, 3W + PE
Frecuencia nominal de red de CA		50 Hz / 60 Hz
Intensidad nominal de salida		91.2 A @380 V, 86.7 A @400 V, 72.2 A @480 V
Max. intensidad de salida		100 A @380 V, 95.3 A @400 V, 79.4 A @480 V
Factor de potencia ajustable		0.8 leading... 0.8 lagging
Distorsión armónica total máxima		< 3%
Protecciones		
Dispositivo de desconexión del lado de entrada		Si
Protección anti-isla		Si
Protección contra sobreintensidad de CA		Si
Protección contra polaridad inversa CC		Si
Monitorización a nivel de string		Si
Descargador de sobretensiones de CC		Type II
Descargador de sobretensiones de CA		Type II
Detección de resistencia de aislamiento CC		Si
Monitorización de corriente residual		Si
Comunicación		
Display		Indicadores LED, Bluetooth + APP
RS485		Si
USB		Si
Monitorización de BUS (MBUS)		Si
Datos generales		
Dimensiones (W x H x D)		1,075 x 555 x 300 mm
Peso (incluida ménsula de montaje)		74 kg
Rango de temperatura de operación		-25°C – 60°C
Enfriamiento		Convección natural
Max. Altitud de operación		4,000 m
Humedad de operación relativa		0 – 100%
Conector CC		Amphenol Helios H4
Conector CA		Terminal PG Impermeable + conector OT
Grado de protección		IP65
Topología		Sin transformador
Consumo de noche la durante energía		< 2 W
Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)		
Seguridad		EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Estándares de conexión a red eléctrica		IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, VDE 4120, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11

¹ The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.
² Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.


ANEXO XI: PLANOS

PLANO Nº 1: Emplazamiento de la Instalación

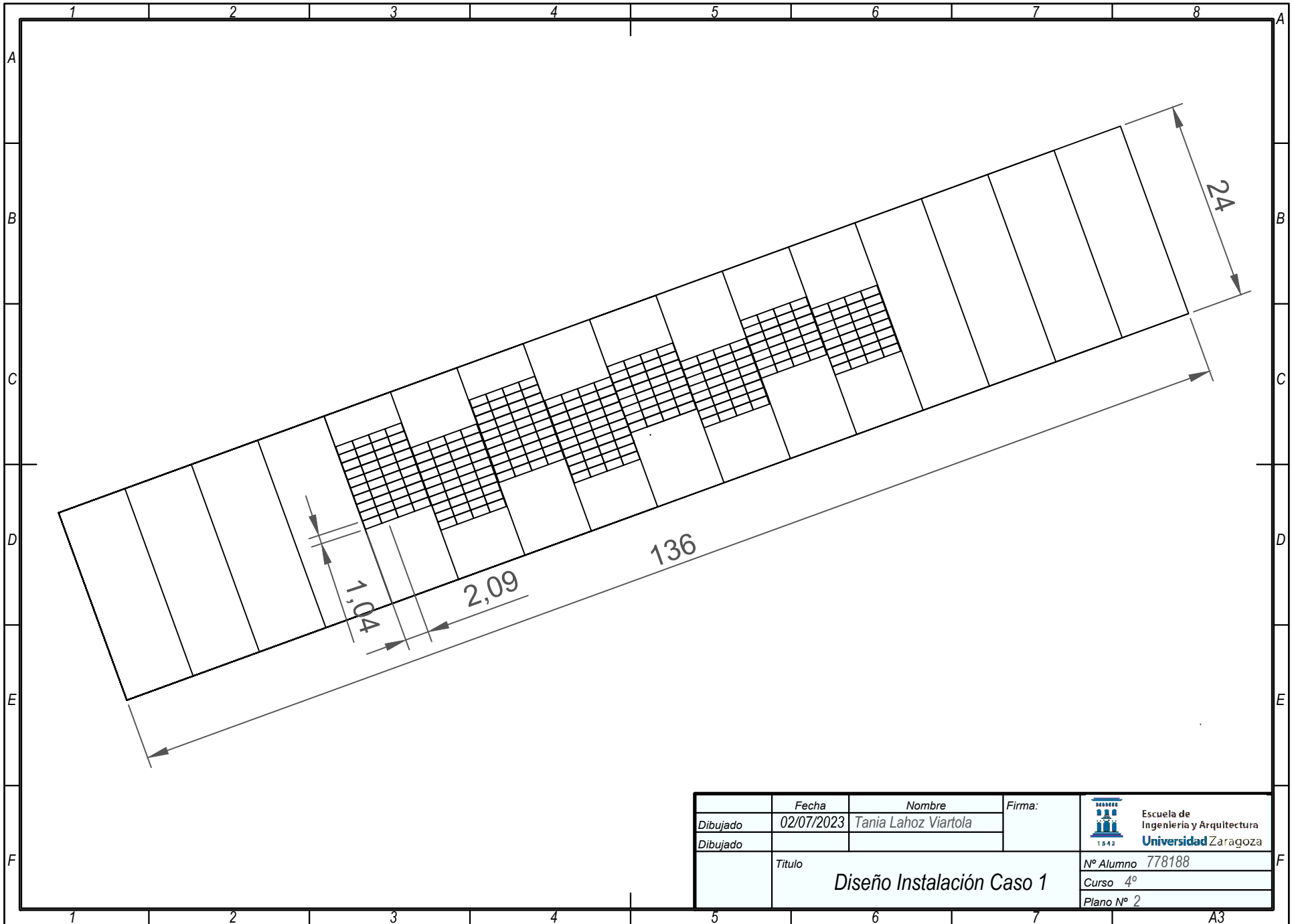
PLANO Nº 2: Diseño de la Instalación Caso 1


PLANO Nº 3: Diseño de la Instalación Caso 2

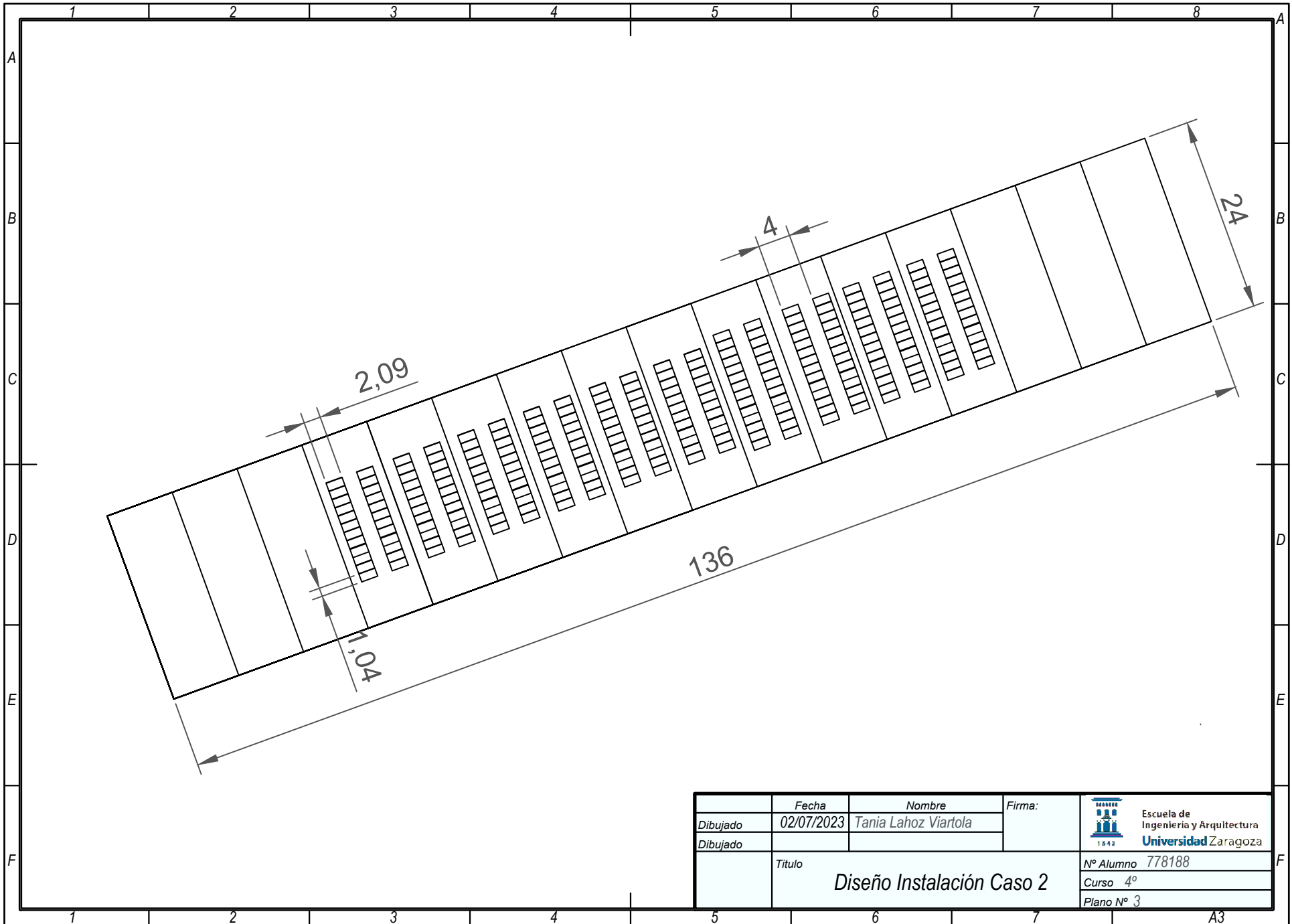



	Fecha	Nombre	Firma:	 Escuela de Ingeniería y Arquitectura Universidad Zaragoza
Dibujado	02/07/2023	Tania Lahoz Viartola		
Dibujado				Nº Alumno 778188
	Titulo			Curso 4º
	Emplazamiento			Plano Nº 1

A3



	Fecha	Nombre	Firma:	 Escuela de Ingeniería y Arquitectura Universidad Zaragoza
Dibujado	02/07/2023	Tania Lahoz Viartola		
Dibujado				Nº Alumno 778188
	Título Diseño Instalación Caso 1			Curso 4º
				Plano Nº 2



	Fecha	Nombre	Firma:	 Escuela de Ingeniería y Arquitectura Universidad Zaragoza
Dibujado	02/07/2023	Tania Lahoz Viartola		
Dibujado				Nº Alumno 778188
	Título Diseño Instalación Caso 2			Curso 4º
				Plano Nº 3