

Proyecto Fin de Carrera
Ingeniería de las Tecnologías Industriales

Proyecto Básico de Planta Solar Fotovoltaica de 2 MW con seguimiento a un eje

Autora:

Ana María González Lozada

Tutor:

Rafael Valenzuela García

Profesor asociado

Dpto. Ingeniería de la Construcción y Proyectos de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2021

Agradecimientos

Me gustaría agradecer a mi familia todo el apoyo que me han transmitido estos años. A mi tutor, por prestarme su ayuda y su tiempo. A mi tío Miguel, por transmitirme sus conocimientos y ayudarme. A mis amigos, por levantarme el ánimo cuando lo he necesitado. A Rai, por hacerlo todo más fácil, por animarme y por confiar en mi siempre.

Resumen

En el presente trabajo se aborda el proyecto básico de una planta solar fotovoltaica de 2 MW de potencia en el término municipal de La Luisiana (Sevilla), cuyo objetivo es la venta de la energía generada a la red. Se opta por instalar una estructura con tecnología de seguimiento solar a 1 eje horizontal, dada la eficiencia y rentabilidad de este tipo de instalaciones en la actualidad.

En primer lugar, se hace una intruducción a las energías renovables y, en concreto, a la fotovoltaica. A continuación, se desarrolla el diseño de la planta, pasando por la selección y el dimensionado de los equipos y elementos auxiliares y de protección, la obra civil y el presupuesto.

Por último, se realiza la simulación de la planta a partir el software de cálculo PVsyst, con el objetivo de obtener la producción energética, así como la ganancia de energía al emplear seguimiento solar, frente al sistema con inclinación fija.

Abstract

This project is about the design of a 2 MW photovoltaic solar plant in La Luisiana (Seville), which aims to sell the energy generated to the grid. It is decided to install a structure with 1-axis horizontal solar tracking technology, given the efficiency and profitability of this type of installation at present.

Firstly, we make an introduction to renewable energies and, specifically, to photovoltaic energy. Next, the design of the system is developed, including the selection and sizing of the equipment and protection elements, the civil works, and the budget.

Finally, the simulation of the system is carried out using PVsyst calculation software, with the aim of obtaining the energy production, as well as the energy gain when using solar tracking, compared to the system with a fixed inclination.

Índice

Agradecimientos

Resumen

Abstract

Índice

Índice de Tablas

Índice de Figuras

1	Motivación del proyecto	1
2	Objetivos y alcance	3
3	La Energía Solar Fotovoltaica	5
	<i>3.1. Energías Renovables</i>	5
	<i>3.2. El recurso solar y su aprovechamiento</i>	6
	3.2.1. Tipos de energía solar	6
	3.2.2. Conceptos básicos	7
	3.2.3. Movimiento de La Tierra alrededor del Sol	9
	<i>3.3. Efecto fotovoltaico</i>	10
	<i>3.4. De la célula al módulo fotovoltaico</i>	11
	<i>3.5. Sistemas fotovoltaicos</i>	13
	3.5.1. Clasificación	13
	3.5.2. Elementos principales	14
	<i>3.6. El sector de la energía fotovoltaica</i>	16
	3.6.1. Evolución y perspectivas	16
	3.6.2. Situación actual	17
4	Normativa y legislación	21
5	Emplazamiento	24
6	Diseño de la planta fotovoltaica	28
	<i>6.1. Potencia de la instalación</i>	28
	<i>6.2. Selección del módulo fotovoltaico</i>	28
	<i>6.3. Inversor</i>	30
	<i>6.4. Transformador</i>	31
	<i>6.5. Configuración de los módulos en serie</i>	32
	<i>6.6. Configuración de los módulos en paralelo</i>	33
	<i>6.7. Orientación y separación entre filas</i>	34
	<i>6.8. Seguidor solar</i>	35
	<i>6.9. Cajas de conexiones</i>	36
	<i>6.10. Cableado</i>	37
	6.10.1. Tramo 1: string-caja de conexión (DC)	38
	6.10.2. Tramo 2: caja de conexión (DC)-inversor	43
	6.10.3. Tramo 3: inversor-transformador (AC)	45
	6.10.4. Tramo 4: salida del transformador (MT)	46

6.11. Elementos de la parte de Media Tensión	49
6.11.1. Cabinas de Media Tensión	49
6.11.2. Centro de seccionamiento	49
6.11.3. Conexión a red	50
6.12. Auxiliares	51
6.12.1. Sistema de control y monitorización	51
6.12.2. Sistema de seguridad	52
6.13. Protecciones	52
6.13.1. Parte de corriente continua	52
6.13.2. Parte de corriente alterna	53
6.13.3. Puesta a tierra	53
7 Obra civil	58
7.1. Acondicionamiento del terreno	58
7.2. Edificios	58
7.2.1. Centro de transformación	58
7.2.2. Caseta de servicios auxiliares	58
7.3. Cimentación y excavación	59
7.4. Zanjas	59
7.5. Cerramiento y accesos	60
8 Presupuesto	63
9 Simulación con PVsyst	66
9.1. Simulación y resultados	66
9.2. Análisis de la ganancia obtenida con seguimiento a 1 eje	67
9.3. Análisis económico	67

Bibliografía

Anexos

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Comparativa de módulos fotovoltaicos	28
Tabla 2. Características del inversor	30
Tabla 3. Resumen de la configuración de módulos	34
Tabla 4. Conductividad del cobre y el aluminio	40
Tabla 5. Datos de cableado del Tramo 1	40
Tabla 6. Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada	41
Tabla 7. Factor de corrección para temperatura del terreno distinta de 25°C	41
Tabla 8. Factor de corrección para agrupaciones de cables trifásicos o ternas de cables unipolares	42
Tabla 9. Factor de corrección para diferentes profundidades de instalación	42
Tabla 10. Criterio térmico Tramo 1	42
Tabla 11. Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación al aire (temperatura ambiente 40°C)	43
Tabla 12. Cálculo de la sección para el Tramo 2	44
Tabla 13. Criterio térmico para el Tramo 2	45
Tabla 14. Criterio térmico para el Tramo 3	46
Tabla 15. Criterio de intensidad admisible para el Tramo 4	47
Tabla 16. Criterio de caída de tensión para el Tramo 4	48
Tabla 17. Intensidades de cortocircuito del transformador	48
Tabla 18. Pérdidas detalladas en PVsyst	66
Tabla 19. Resultados de producción de la simulación con PVsyst	67
Tabla 20. Resultados económicos con PVsyst	68
Tabla 21. Resultados económicos detallados (EUR), Sistema Fijo	69
Tabla 22. Resultados económicos detallados (EUR), Seguimiento Solar	69

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Latitud y longitud	8
Figura 2. Azimut y altitud	8
Figura 3. Radiación directa, difusa y albedo	9
Figura 4. Estaciones en el hemisferio norte	9
Figura 5. Efecto fotovoltaico	10
Figura 6. Curva I/V-W/V	12
Figura 7. Variación de la curva I/V con la irradiancia y la temperatura	12
Figura 8. Tipos de instalaciones fotovoltaicas	13
Figura 9. Sistema de autoconsumo conectado a red	14
Figura 10. Evolución mundial de la potencia fotovoltaica instalada	17
Figura 11. Segmentación de instalaciones fotovoltaicas (GW)	18
Figura 12. Evolución de la potencia instalada	19
Figura 13. Ubicación de La Luisiana en la provincia de Sevilla	24
Figura 14. Parcela seleccionada	25
Figura 15. Vista aérea de la zona	25
Figura 16. Transformador Ormazabal junto a inversor Jema	32
Figura 17. Cálculo de la distancia entre módulos	35
Figura 18. Variación de la inclinación con seguimiento	36
Figura 19. Caja de conexiones de strings	37
Figura 20. Esquema del cableado de strings	39
Figura 21. Esquema del cableado del tramo 2	44
Figura 22. Partes del centro de transformación	50
Figura 23. Esquema unifilar del centro de transformación	50
Figura 24. Unidad de medida en poste trifásica con sensores	51
Figura 25. Arqueta de verificación de tierra	55
Figura 26. Esquema de puesta a tierra	56
Figura 27. Planos de excavación CT	59
Figura 28. Puerta de acceso	60

1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

“La solar será la fuente de energía más importante a mediados de siglo”

- Antonio Luque (Inventor de la célula bifacial) -

El hecho de que la población mundial está creciendo y lo seguirá haciendo no es nada nuevo ni desconocido. En concreto, según Naciones Unidas se espera un crecimiento de 2.000 millones de personas en los próximos 30 años. Una de las consecuencias de esta situación es el aumento de la economía global, y consecuentemente del consumo, como es el de la energía eléctrica.

Gran parte de esta energía se genera a partir de combustibles fósiles, un recurso agotable que además supone importantes emisiones de CO₂ en nuestro planeta, agravando el impacto del cambio climático.

Por otro lado, cada vez está más presente y evidenciada la necesidad de hacer frente a estos efectos perjudiciales para el medio ambiente, y por tanto para la humanidad.

Dicho esto, la pregunta es, ¿cómo podemos hacer compatible este crecimiento del consumo con la reducción de emisiones? Una respuesta obvia es la transición energética a las energías renovables, que ya se está viviendo a nivel mundial y que se considera imprescindible en el futuro para cubrir la demanda de energía de una forma sostenible.

La fotovoltaica es una de las principales energías limpias, la cual ha cobrado mucha importancia en los últimos años, se han reducido sus costes y cada vez contribuye más a la economía de muchos países. En concreto España cuenta con el privilegio de ser el país de la Unión Europea con más horas de sol al año, teniendo la posibilidad de aprovechar la gran cantidad de radiación solar que recibe.

Con todo lo anterior, es evidente que el estudio y análisis de esta tecnología y su viabilidad resultan atractivos y suscitan gran interés, motivo por el cual surge el presente proyecto.

2 OBJETIVOS Y ALCANCE

El objetivo principal es el diseño y cálculo de una planta solar fotovoltaica de 2 MW de potencia con tecnología de seguimiento solar a un eje horizontal con orientación norte-sur. Estará ubicada en el término municipal de La Luisiana (Sevilla), y tiene como fin la generación de electricidad para su inyección y venta a la red eléctrica.

Para ello, en primer lugar, se analiza el recurso solar y su aprovechamiento, se estudian los fundamentos de la tecnología fotovoltaica, y se considera la situación y regulación del sector.

A continuación, se abordan las cuestiones principales del diseño de instalaciones de generación de energía eléctrica conectadas a red, como son la disposición de módulos, inversores, conexión y distribución de equipos, cableado y sistemas de protección.

Para llevar a la práctica estos conceptos, se diseña una instalación fotovoltaica conectada a red y se estudia su viabilidad técnica y económica. Para ello se tiene en cuenta la normativa vigente y se abordan los siguientes aspectos:

- Justificación y análisis de la ubicación.
- Elementos de la instalación.
- Diseño de la instalación.
- Cableado.
- Sistemas de protección.
- Obra civil.
- Análisis económico.
- Simulación con el software PVsyst, para una comparación de los resultados obtenidos.

3 LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

3.1. Energías renovables

El concepto de energía, entre otras definiciones, hace referencia a la capacidad de la materia de producir un trabajo físico o lo que es lo mismo, que actúen unas fuerzas desplazando los puntos sobre los que están aplicadas. Podríamos decir, de forma más simple, que la energía es la capacidad de hacer funcionar las cosas.

Cuando la fuente de esta energía es un recurso natural inagotable, se dice que es renovable y sus características principales son las siguientes:

- **No se agota:** al ser recursos naturales, la cantidad disponible se puede mantener a lo largo del tiempo, bien porque el recurso cuenta con una enorme cantidad de energía o bien porque es capaz de regenerarse de forma natural.
- **No contamina:** el proceso de obtención de esta energía no genera residuos que contaminen, teniendo un impacto ambiental muy escaso y mitigando los efectos del cambio climático.
- **Es competitiva:** una vez realizada la inversión inicial, los costos son relativamente bajos y además contribuye al desarrollo económico sostenible. Ayuda también a disminuir la dependencia de suministros externos de los países y favorecen el desarrollo de nuevas tecnologías y de la creación de empleo.

Estas ventajas, junto con la propuesta de la Unión Europea de que en 2030 el 27% del consumo de energía sea renovable, hacen que el desarrollo de este sector cuente con un futuro esperanzador.

Existen diferentes tipos de energías renovables en función de la fuente de la que se obtiene:

Energía solar

Es la que proviene del Sol en forma de radiación electromagnética y que proporciona luz y calor a nuestro planeta. La podemos aprovechar tanto para generar calor como electricidad.

Energía eólica

Es aquella que aprovecha la energía cinética del viento, la cual provoca el movimiento de las palas de molinos, y a su vez de turbinas conectadas a generadores eléctricos. Junto con la energía solar, es una de las energías limpias más aprovechadas en el mundo.

Energía hidráulica

Aprovecha las corrientes de ríos y la caída de agua en embalses o pantanos a gran altura. La fuerza del agua mueve turbinas que transmiten la energía a un generador para producir energía eléctrica.

Biomasa

Es toda materia orgánica utilizada para generar energía, ya sea de origen animal, vegetal o de residuos agroindustriales. Esta materia es aprovechada para generar energía térmica por combustión directa, para la producción de biocombustibles o para generar energía eléctrica. Otra aplicación importante es la producción de **biogás**, compuesto principalmente por metano y dióxido de carbono, el cual se obtiene a partir de la descomposición biológica en ausencia de oxígeno, y puede usarse para generar energía eléctrica, térmica o como carburante. Una de las ventajas de este tipo de energía limpia es que no está condicionada por la espontaneidad de los factores climáticos, pudiendo generarse cuando se estime oportuno.

Energía geotérmica

Aprovecha el calor que la Tierra genera en su núcleo y transmite por conducción desde su interior a las capas superficiales, quedando almacenado en rocas, suelos y aguas subterráneas. Este recurso puede ser de media y alta temperatura, principalmente para la producción de electricidad, o de baja temperatura, aprovechado solo para producir calor a nivel doméstico o industrial.

Energía marina

Se obtiene de distintos fenómenos que tienen lugar en el océano, como son las olas, las mareas, las corrientes y las diferencias de temperatura entre la superficie y el fondo marino. Estas formas de obtener energía no generan impactos ambientales o visuales importantes, sin embargo, las condiciones adversas del mar y las grandes inversiones hacen más compleja su implantación.

3.2. El recurso solar y su aprovechamiento

De entre todas las energías renovables mencionadas anteriormente, nos centraremos en la energía solar, una de las más conocidas y utilizadas actualmente en todo el mundo, y en concreto en nuestro país.

El Sol es la fuente de energía que mantiene vivo nuestro planeta y su radiación ha sido aprovechada por el ser humano desde la antigüedad, mediante diferentes tecnologías que han ido evolucionando. Las primeras técnicas de aprovechamiento se basaban en el uso de lentes y espejos para prender fuego, se empezaron a construir edificios teniendo en cuenta los rayos solares y se utilizaba el vidrio para captar luz y calor.

El origen de esta energía son las reacciones de fusión nuclear en el interior del Sol y se propaga en forma de radiación electromagnética. Sin embargo, no toda la radiación que se emite llega a la Tierra, debido a la dispersión que sufre al atravesar la atmósfera. La que finalmente llega a nuestro planeta se denomina irradiancia y se mide en potencia por unidad de área (W/m^2).

Para tener una idea de la magnitud de energía que nos llega del Sol, anualmente la Tierra recibe una cantidad equivalente a diez mil veces el consumo de la sociedad, y se estima que continuará siendo así durante unos 5 mil millones de años, razón por la cual desde el punto de vista de la humanidad es un recurso ilimitado.

Ratificando la importancia del Sol, este no solo tiene influencia directa en la energía solar, sino que es responsable indirectamente de otras energías renovables, como la eólica, ya que calienta grandes masas de aire causando su movimiento; o la hidráulica, debido a que evapora el agua de la superficie originando nubes y lluvias.

3.2.1 Tipos de energía solar

En cuanto a energía solar nos referimos, existen distintas formas de recoger y aprovechar los rayos del Sol, dando lugar a varios tipos:

Energía solar térmica

Se basa en el aprovechamiento de la energía solar para producir calor, dando lugar a múltiples aplicaciones, tanto a nivel doméstico como a nivel industrial, y se caracterizan por diferentes necesidades de temperatura.

En el caso de energía doméstica, se trata de una instalación de baja temperatura (inferior a $65\text{ }^{\circ}\text{C}$) formada por colectores solares que captan la radiación solar para calentar un fluido caloportador. Este fluido se hace pasar por un circuito de tubos metálicos junto con un intercambiador y permite obtener suficiente energía para agua caliente sanitaria, calefacción, piscinas climatizadas o climatización de espacios, y no solo para el hogar, sino

también para hoteles, clínicas e incluso para algunos procesos industriales.

Por otro lado, la energía solar térmica también puede ser provechosa a gran escala, donde se alcanzan temperaturas mucho mayores, por encima de los 500 °C. Esto se consigue gracias a la concentración de la radiación solar en una superficie reducida mediante lentes o espejos y dispositivos de seguimiento solar. Dicho proceso se lleva a cabo en centrales solares termoeléctricas, grandes extensiones con colectores que concentran la radiación para generar vapor, el cual acciona una turbina conectada a un generador eléctrico para finalmente obtener energía eléctrica.

Energía solar fotovoltaica

A diferencia de la energía térmica, la fotovoltaica consiste en obtener de forma directa la electricidad a partir de radiación solar, gracias al aprovechamiento de las propiedades de ciertos materiales que forman los paneles fotovoltaicos.

Una de las virtudes que comparten ambos tipos de energía solar es su aspecto modular, es decir, con estos paneles o placas solares se pueden construir desde enormes plantas fotovoltaicas en suelo hasta instalaciones pequeñas de autoconsumo en edificios y casas. Entre otras aplicaciones menos comunes encontramos calculadores y relojes solares o sistemas de alimentación para satélites artificiales.

Las instalaciones fotovoltaicas pueden o no conectarse a la red eléctrica, y en función de este factor se pueden clasificar en instalaciones aisladas enfocadas en aplicaciones de bombeo, señalización y electrificación rural, e instalaciones conectadas a red, orientadas a la venta de energía eléctrica y autoconsumo.

Energía solar pasiva

En este último tipo menos común, a diferencia de los anteriores, no hay una transformación energética, sino que son las técnicas arquitectónicas las que permiten aprovechar la energía solar directamente sin necesidad de procesarla. El propósito es diseñar los edificios de tal forma que se capte y almacene el calor del sol durante el invierno, y se rechace en verano. Para conseguir esto se consideran elementos como la colocación y el tamaño de las ventanas, el tipo de acristalamiento, el aislamiento, el grosor de las paredes, la orientación al sol o las corrientes de aire. Aunque pueda parecer una tecnología moderna, es una de las formas más antiguas de sacarle provecho a la energía solar.

3.2.2 Conceptos básicos

A pesar de su abundancia, el aprovechamiento de la energía solar está condicionado principalmente por tres aspectos: la intensidad de la radiación solar recibida por la Tierra, los ciclos diarios y anuales a los que está sometida y las condiciones climatológicas de cada lugar.

Para entender mejor estos factores tan condicionantes, es necesario conocer algunos conceptos básicos del comportamiento solar y sus parámetros.

- **Latitud:** es la distancia medida en grados, desde un punto cualquiera de la superficie terrestre hasta el ecuador. De esta forma, en los polos será de 90°.
- **Longitud:** se mide también en grados, pero expresa la distancia este-oeste, medida respecto al Meridiano de Greenwich. Estos valores por tanto van de 0° a 180°.

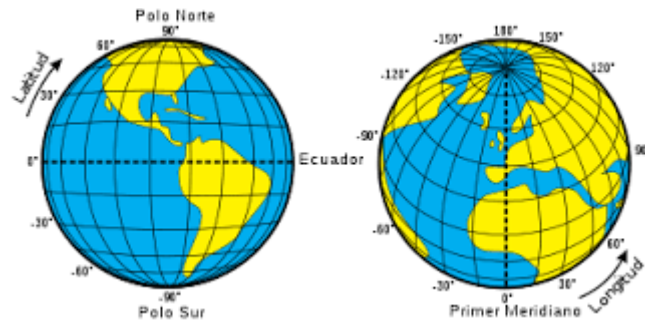


Figura 1: Latitud y longitud. Fuente: Wikipedia

- **Azimuth:** para un observador en la tierra es el ángulo que forma la línea que apunta al norte con la proyección de la línea que apunta al sol.
- **Altitud:** es el ángulo que representa la altura del sol medido desde el horizonte, es decir, será 0° al amanecer y al atardecer.

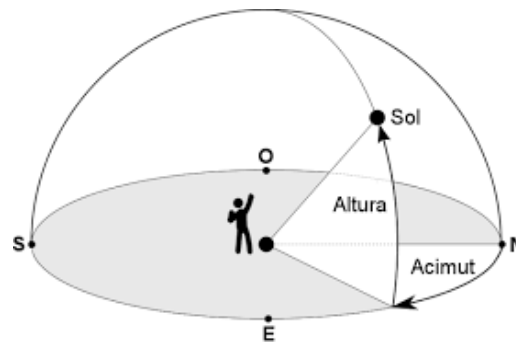


Figura 2: Azimut y altitud. Fuente: tu tiempo.net

La radiación solar que llega a nuestro planeta se puede medir de dos formas:

- **Irradiancia:** radiación que incide en un instante sobre una superficie determinada, es decir, potencia (W/m^2).
- **Irradiación:** radiación que incide durante un período de tiempo sobre una superficie determinada (Wh/m^2).

Además, la radiación solar que llega a la tierra la podemos dividir en tres componentes principales que son:

- **Radiación directa:** aunque está afectada por la absorción de partículas de la atmósfera, es la que nos llega directamente del Sol.
- **Radiación difusa:** se debe a la dispersión y es la que llega a la superficie terrestre tras haber sufrido algunas desviaciones en su trayectoria por la atmósfera, al reflejarse sobre nubes, partículas del aire, vapor, etc.
- **Radiación reflejada o albedo:** es aquella que llega al módulo fotovoltaico después de haber sido reflejada en elementos de la superficie como edificios, montañas, el terreno, etc.

La suma de todas estas componentes se conoce como **radiación global**.

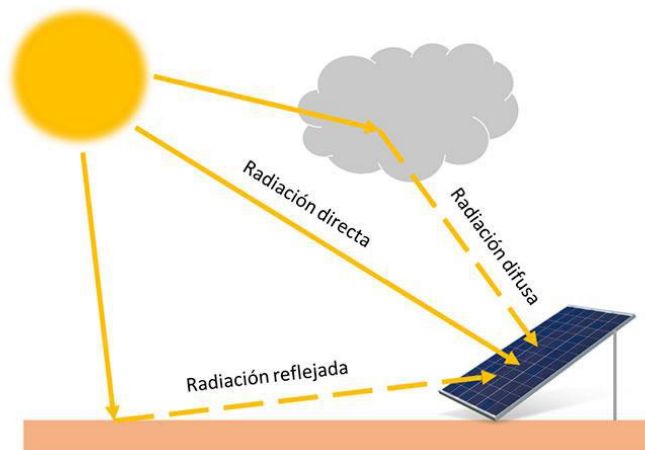


Figura 3: Radiación directa, difusa y albedo. Fuente: elforoverde.org

Otra forma que tenemos de medir la radiación, muy utilizada para sistemas fotovoltaicos, son las “**horas solar pico**” (**HSP**), que hace referencia al número de horas diarias con una irradiación de 1000 W/m² necesarias para igualar la irradiación total real de ese día.

3.2.3 Movimiento de La Tierra alrededor del Sol

La tierra no siempre está a la misma distancia del sol ya que la órbita que describe alrededor del Sol tiene forma de elipse, estando este en uno de sus focos. Podríamos pensar que debido a este hecho tienen lugar las estaciones, pero esto no es correcto, de hecho, cuando estamos más cerca del Sol, en el hemisferio norte es invierno.

Que la Tierra reciba más o menos radiación es debido a que el plano de rotación alrededor del sol no es perpendicular al eje de rotación de la tierra sobre sí misma. De esta forma, dependiendo de la época del año y el hemisferio en el que estemos, los rayos incidirán con distinto ángulo. A mayor perpendicularidad, mayor será la radiación y con ello, la temperatura, coincidiendo con los meses de verano.

Esta inclinación del eje de rotación de la Tierra también influye en las horas de luz que recibe un determinado lugar, en función de la época del año, siendo mayor el número de horas de luz durante los meses de verano en el hemisferio norte.



Figura 4: Estaciones en el hemisferio norte. Fuente: tiempo.com

3.3. Efecto fotovoltaico

Los primeros usos de la energía solar se basaban en la conversión de esta en energía térmica, y no fue hasta 1839 cuando el físico francés Alexandre-Edmond Becquerel observó que la luz del sol también puede generar una corriente eléctrica al iluminar ciertos materiales.

Posteriormente, en 1876 el inglés William Grylls Adams junto con su alumno Richard Evans Day, crearon la primera célula fotovoltaica de selenio. Aunque tenía poca eficiencia, fue un gran paso para demostrar que la energía solar podía convertirse en energía eléctrica sin una transformación previa a térmica o cinética.

A pesar de este temprano descubrimiento, no fue hasta la década de los años cincuenta del siglo XX que se encontró un material que presentaba el efecto fotovoltaico de manera eficiente: el silicio.

Esta posibilidad de obtener energía eléctrica directa a partir de la radiación solar es gracias al efecto fotovoltaico, el cual se produce cuando las partículas de luz llamadas fotones impactan en un material semiconductor.

Si un fotón impacta en dicho material con la energía suficiente para liberar un electrón, este genera una corriente eléctrica en su movimiento por la red atómica hasta que encuentra hueco en otro átomo. Pero si el material semiconductor no se trata correctamente, los choques del electrón por la red atómica del material antes de recolocarse en otro hueco solo generarán calor.

Si queremos aprovechar esta corriente eléctrica hay que sacar el electrón fuera del material, y para ello tenemos que crear un campo eléctrico, el cual impulsa los electrones en un sentido, y los huecos en el opuesto. Esto se consigue combinando en la célula fotovoltaica dos capas de material semiconductor, pero con cargas eléctricas opuestas.

Es lo que se conoce como unión P-N, y consiste en una zona del material con exceso de electrones (negativa) y la otra con exceso de huecos (positiva). Para obtener estas características, se lleva a cabo el dopaje del silicio, normalmente con fósforo en la parte superior (semiconductor tipo N) y con boro en la parte inferior (semiconductor tipo P). La zona superior debe ser mucho más estrecha para que los fotones incidentes puedan alcanzar los electrones más cercanos al límite de la unión, ya que es ahí donde predomina el campo eléctrico.

Por último, un conductor externo permite el flujo de electrones de una capa a otra, produciéndose así una corriente eléctrica continua.

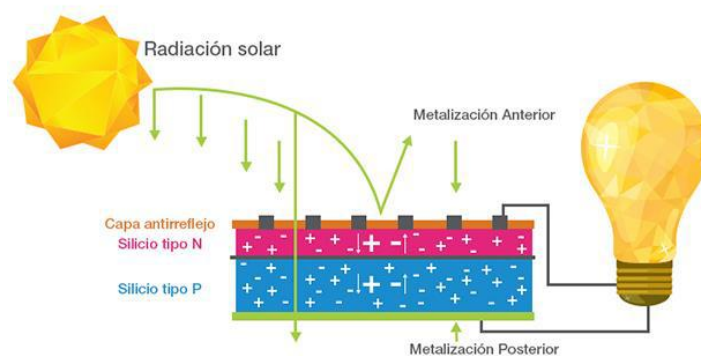


Figura 5: Efecto fotovoltaico. Fuente: foroenergiasolar.com

3.4. De la célula al módulo fotovoltaico

Una célula fotovoltaica es, por tanto, el componente donde tiene lugar esta conversión de energía solar en eléctrica. El silicio es el material más usado actualmente para la fabricación de estas células, aunque también se utilizan otros semiconductores como son el germanio o el selenio.

El proceso de fabricación de las placas es laborioso y se obtienen dividiendo un lingote de silicio puro en láminas muy finas llamadas obleas, que posteriormente se enriquecen con Boro y Fósforo y constituyen el corazón de la célula fotovoltaica. La estructura de la célula cuenta además con una primera capa anti reflexiva para reducir pérdidas y una malla de metal conectada a contactos eléctricos que absorbe la corriente de electrones.

Podemos diferenciar dos tipos principales de células, según el material:

- **De silicio monocristalino:** formadas por un único cristal de silicio con estructura muy uniforme, y cuentan con un rendimiento de conversión mayor, de hasta el 22%.
- **De silicio policristalino:** formadas por varios cristales de silicio y son más económicas, aunque presentan un rendimiento inferior (19%).
- **De silicio amorfo:** la estructura es muy irregular, tienen un coste muy bajo y su rendimiento es aún más bajo, alrededor de un 13%.

Estos son los tipos convencionales, sin embargo, existen nuevas y recientes tecnologías muy eficientes como son las células bifaciales, las de capa delgada o las de tecnología PERC, que incorporan una capa adicional tras las células para reflejar de nuevo la radiación que no ha sido absorbida.

En general, las células por sí solas solo son capaces de generar un voltaje de unos 0,5 V. Por ello, tenemos que conectar estas células en serie formando filas que a su vez se unen en paralelo para formar el panel o módulo fotovoltaico y dicha combinación sí proporciona unos valores de corriente y tensión suficientes para poder ser aprovechados. Normalmente, los paneles están formados por 60 o 72 células, lo que se corresponde con potencias de entre 250 y 350 W.

Un panel solar es, entonces, un conjunto de células fotovoltaicas y que está formado por varias capas. Una primera capa sirve para proteger y mantener hermética la estructura. La siguiente se trata de una capa cuyo material es resistente al calor, a la radiación UV y además debe ser aislante eléctrico y eliminar la humedad. A continuación, tenemos la capa formada por las células y por último una capa opaca en la cara posterior. Para su instalación, los paneles fotovoltaicos se disponen en una estructura soporte, para la cual existen también distintas tecnologías, como son instalaciones fijas o de seguimiento solar a un eje y dos ejes.

El comportamiento del módulo fotovoltaico está determinado por una serie de parámetros significativos que son los siguientes:

- **Intensidad de cortocircuito (I_{sc}):** se trata de la corriente que circularía cuando la tensión es nula y en un caso ideal es la máxima intensidad que se podría obtener.
- **Voltaje de circuito abierto (V_{oc}):** se trata de la tensión máxima que podría alcanzar el módulo para una intensidad de corriente cero.
- **Potencia máxima del módulo (P_{max}):** se corresponde con el punto de trabajo del módulo en el cual la energía por unidad de tiempo entregada es máxima, y es el resultado de multiplicar intensidad y voltaje en el punto de máxima potencia (I_{pmax} y V_{pmax})
- **Factor de forma (FF):** es la relación ente la potencia máxima (P_{max}) y el producto de I_{sc} y V_{oc} . Este valor no será nunca superior a 1, y cuanto más se acerque a este valor, mayor será la calidad el módulo.

$$FF = \frac{V_{pmax} \cdot I_{pmax}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (1)$$

- **Eficiencia de conversión:** suele expresarse como porcentaje y es la relación entre la potencia eléctrica que es capaz de generar el módulo y la potencia de radiación incidente. Depende de múltiples factores como la temperatura, el sombreado, la orientación del módulo, la ubicación, etc. Pero suele estar entre el 15-20%.

Los valores de intensidad, voltaje y potencia mencionados, se identifican en la curva I-V, que es la curva característica de un módulo fotovoltaico y representa los valores de intensidad y voltaje para cada punto de funcionamiento, medidos experimentalmente. En la siguiente figura, se representa además la curva de potencia, donde se identifica también el punto de máxima potencia (P_{max}).

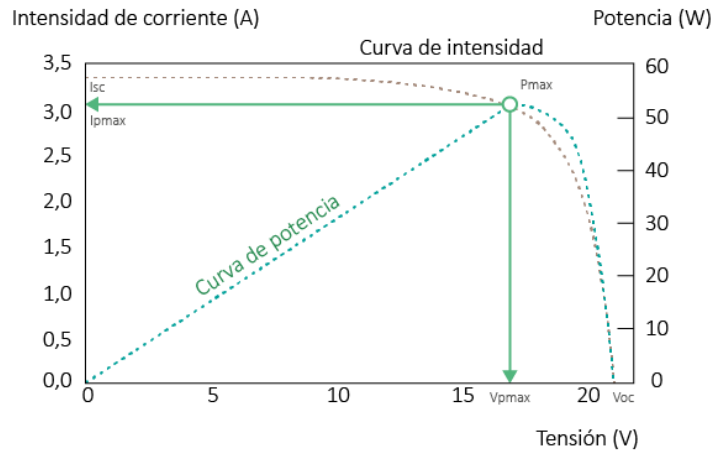


Figura 6: Curva I/V-W/V. Fuente: autosolar.es

Esta curva característica se suele dar para unas condiciones ambientales estándar (STC-standard test conditions), las cuales son: 25°C de temperatura ambiente, 1000 W/m² de radiación incidente y una masa de aire de 1'5.

Sin embargo, las condiciones de trabajo reales del módulo pueden ser muy distintas, por lo que debemos conocer cómo varía esta curva en función de la temperatura e irradiancia. Como vemos en las siguientes imágenes, la corriente es directamente proporcional a la irradiancia, disminuyendo a medida que ésta lo hace. Mientras que la variación de temperatura afectará al voltaje, con una relación inversamente proporcional, es decir, a medida que la temperatura aumenta, el voltaje disminuye. Cabe entonces esperar que la potencia también se hará menor al aumentar la temperatura, reduciéndose así la eficiencia del módulo.

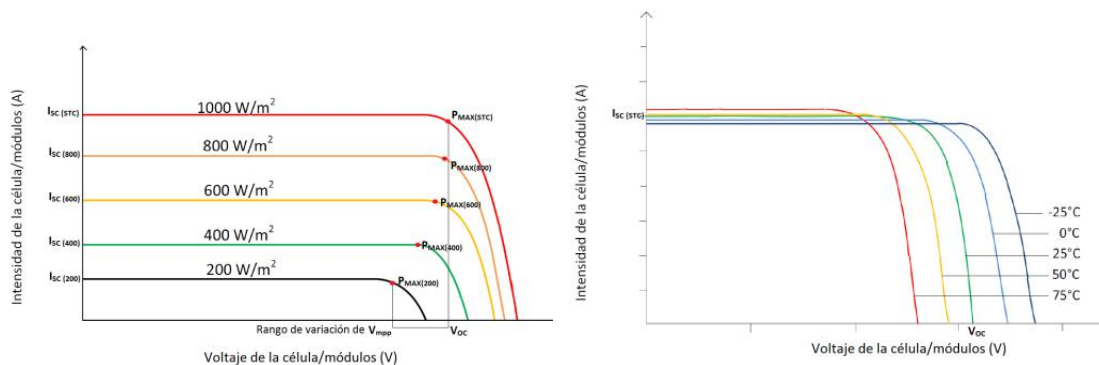


Figura 7: Variación de la curva I/V con la irradiancia y la temperatura. Fuente: ingelibreblog.wordpress.com

3.5. Sistemas fotovoltaicos

3.5.1 Clasificación

Se ha mencionado que un módulo es capaz de producir entre 250 y 350 W, sin embargo, se puede conseguir mucha más potencia si estos módulos se conectan entre sí, primero en serie formando cadenas o strings, que a su vez se conectan en paralelo. Este conjunto de células conforma un sistema fotovoltaico, y según sus características podemos encontrar de varios tipos. Una primera clasificación viene determinada en función de si hay o no conexión a la Red.



Figura 8: Tipos de instalaciones fotovoltaicas. Fuente: elaboración propia

Un Sistema Fotovoltaico Conectado a Red (SFCR) consiste en un generador fotovoltaico acoplado a un inversor que opera en paralelo con la red eléctrica. A diferencia de los sistemas autónomos, estos pueden no tener puntos de consumo eléctrico, es decir, su única función es **maximizar la energía inyectada a la red**, y se conocen como **centrales o plantas fotovoltaicas**.

Sin embargo, existen también los sistemas de **autoconsumo conectados a la red** para negocios o viviendas, donde parte de la energía generada es consumida por el productor y el excedente también puede ser vertido a la red, con la posibilidad de una compensación en la factura eléctrica. Además, este tipo de instalación pueden contar con baterías para el almacenamiento de la energía producida y se denominan sistemas asistidos, sin embargo, no es muy común ya que en la mayoría de las instalaciones no es rentable actualmente.

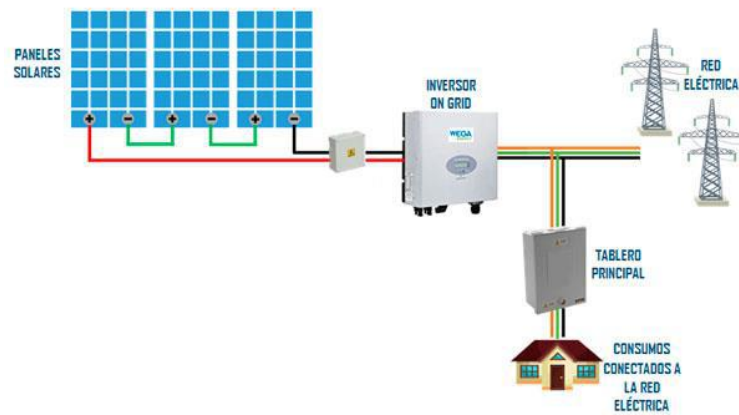


Figura 9: Sistema de autoconsumo conectado a red. Fuente: <https://www.wega-lighting.com>

Por otro lado, el **autoconsumo aislado** supone la desconexión total de la red de distribución, por tanto, es más común el uso de baterías para almacenar la energía y disponer de ella en cualquier momento. Las principales aplicaciones de este tipo de instalación son en electrificación de viviendas rurales o aisladas, para regadío, en instalaciones de bombeo y tratamiento de agua, para alumbrado público o señales de tráfico.

Por último, las **instalaciones híbridas** son aquellas donde la energía se obtiene de más de una fuente de forma habitual, es decir, combinan la energía fotovoltaica con otro tipo de sistemas para generar electricidad. Las combinaciones más comunes son con energía eólica o con un generador Diesel, y de esta forma se consigue reducir la capacidad de baterías necesaria.

3.5.2 Elementos principales

Generador fotovoltaico

Se trata del conjunto de módulos fotovoltaicos conectados entre sí, llamado también “array”. Su misión es transformar la radiación solar captada en energía, en forma de corriente continua. La potencia máxima que es capaz de entregar un módulo a la salida es directamente proporcional a la iluminación e inversamente proporcional a la temperatura de operación. La ecuación que representa este comportamiento es:

$$P_M = P^* \frac{G}{G^*} [1 + \gamma_C (T_C - T_C^*)] \quad (2)$$

Donde * indica condiciones estándar de medida (STC) y γ_C es el coeficiente de variación de la potencia con la temperatura, el cual se especifica en la ficha técnica del módulo.

Estos módulos **se conectan primero en serie formando strings** o cadenas para aumentar la tensión, la cual será igual a la suma de las tensiones de cada módulo del string, mientras que la corriente no varía.

$$V_{string} = \sum V_{módulo} \quad (3)$$

A su vez, **estas cadenas se conectan en paralelo** para obtener una corriente mayor e igual a la suma de las corrientes que circulan por las diferentes cadenas. En este caso el parámetro que permanece constante es la

tensión que será igual a la tensión del string con menor valor.

$$I_{array} = \sum I_{string} \quad (4)$$

De esta forma, asociando los módulos necesarios en serie y en paralelo, obtendremos los valores de corriente y voltaje deseados.

Debemos tener en cuenta que no todos los módulos, aunque sean el mismo modelo, tienen sus características idénticas. Tanto el voltaje como la intensidad de cada módulo pueden variar ligeramente o de forma considerable debido a variaciones en el proceso de fabricación o a fenómenos externos como pueden ser diferencias de temperaturas o sombras parciales de nubes, árboles, edificios, montañas, etc.

Al conectar los módulos en serie, la corriente que circulará por esa cadena será la del módulo con el valor más bajo. Lo mismo pasa con el voltaje al conectar las cadenas o strings en paralelo, la tensión del conjunto será igual a la del string con valor menor.

De esta forma, la potencia de un generador fotovoltaico será inferior a la suma de las potencias de cada uno de los módulos que lo constituyen. A esta reducción de la potencia máxima del generador se le conoce como **pérdida por desacoplo**.

Además, el hecho de tener módulos parcialmente sombreados puede hacer que algunas células inviertan su polaridad y lleguen a convertirse en cargas, disipando la energía producida por las demás. Esto puede dar lugar a **“Puntos calientes”**, aumentando considerablemente la temperatura de la célula y degradando los materiales.

En ocasiones, estas pérdidas por desacoplo pueden minimizarse prestando especial atención al proceso de fabricación o al diseño del sistema, pero hay fenómenos impredecibles o inevitables, cuyos efectos son más difíciles de aminorar. Es por ello por lo que se recurre a métodos de protección como son los **diodos de bypas**. Normalmente se disponen dos o tres diodos por módulo, los cuales dividen las células en serie en subcadenas. De esta forma, si alguna célula está sombreada, el diodo invierte su polaridad y permite el paso de la corriente a través de él. Así se impide que todas las células del módulo se vean afectadas, y sólo lo estarán aquellas células de la subcadena correspondiente.

Inversor

Es el elemento del sistema encargado de transformar la energía en forma de corriente continua que le llega del generador, en corriente alterna, que es el tipo de corriente que opera en las redes eléctricas de transporte y distribución.

El parámetro principal que caracteriza a un inversor es la potencia máxima que éste puede transformar, a la cual se le denomina potencia nominal. La mayoría de los inversores de red cuentan con un seguidor del punto de máxima potencia (MPPT), ya que, al estar los módulos directamente conectados al inversor, no hay ningún otro dispositivo que fije el punto de trabajo. El punto de máxima potencia varía dependiendo de la irradiancia y la temperatura, por lo que el seguidor deberá estimarlo en cada momento y forzar al panel a trabajar en su punto de máxima potencia.

Otros parámetros fundamentales del inversor son el rendimiento y las tensiones máximas y mínimas de funcionamiento.

Los inversores se pueden clasificar según el tipo de interconexión de la siguiente forma:

- **Inversores centrales:** suelen ser de gran potencia y cuentan con un solo convertidor MPPT al que se conectan varias cadenas en paralelo.

- **Inversores de cadena:** su potencia es inferior a la de los centrales y están diseñados para conectar su convertidor MPPT a una única cadena del generador fotovoltaico.
- **Inversores multicadena:** cuentan con varios convertidores MPPT y cada uno de ellos se conecta de forma independiente a una cadena.
- **Inversores de módulo:** se diseñan para conectarse a un único módulo, por lo que su potencia es reducida. Son muy útiles cuando las circunstancias de la instalación hacen que cada módulo opere en distintas condiciones.

Además de estos elementos principales, los sistemas fotovoltaicos están constituidos por **otros elementos** tales como estructuras soporte, cableado, transformadores, elementos de protección, cajas de conexiones, contadores eléctricos, sistemas de control y monitorización, y sistemas de vigilancia.

3.6. El sector de la energía fotovoltaica

3.6.1 Evolución y perspectivas

Aunque el efecto fotovoltaico era conocido desde el siglo XIX, la primera célula de silicio fue presentada por los Laboratorios Bell en 1954 y tenía aproximadamente un 6% de eficiencia. Sin embargo, no llegó a comercializarse a gran escala como consecuencia de su elevado coste, unos 300 dólares por vatio.

No fue hasta 1958, cuando la energía solar fotovoltaica experimentó su primer impulso en un sector donde su precio no era un obstáculo: el sector espacial, en el cual se utilizaron células fotovoltaicas para suministrar energía a los satélites. De esta manera, la carrera espacial entre los Estados Unidos y la Unión Soviética, en los años sesenta, dio paso a una mayor investigación con el fin de reducir los precios y mejorar las células solares, cuyas eficiencias han ido aumentando desde entonces.

En los años setenta cada vez más satélites eran alimentados con energía fotovoltaica, pero ésta apenas tardó en esparcir su potencial desde el espacio hasta las casas y negocios en nuestro planeta. En 1978 aparecen las primeras calculadoras con células solares, y ya en los años ochenta se empiezan a instalar paneles en los techos de granjas y áreas rurales. Además, a finales de 1982 se construye el primer parque solar en California, el cual generó 1 megavatio por hora, mientras operaba a plena capacidad.

Desde estos primeros pasos en el sector, la técnica se ha ido perfeccionando continuamente y han aparecido también nuevas tecnologías, como son células de polisilicio, bifaciales o de capa fina.

En el siglo XXI, la energía solar fotovoltaica ha crecido siguiendo una curva exponencial y ha evolucionado desde aplicaciones de pequeña escala hasta convertirse en una fuente convencional de energía. Actualmente, dicha energía produce casi el 3% de la demanda de electricidad a nivel mundial, de forma competitiva frente a otras formas de generación más contaminantes. Los paneles que hoy día se utilizan cuentan con una eficiencia de entre 15-20% y su precio puede por debajo de 1€/vatio.

En los próximos años, la energía fotovoltaica tiene el potencial de convertirse en una fuente importante de electricidad a un ritmo extremadamente rápido, en varios países de todo el mundo. La velocidad de su desarrollo proviene de su capacidad única para cubrir desde sistemas domésticos muy pequeños hasta plantas de energía de tamaño de servicio público.

Este rápido crecimiento podría ser respaldado en los próximos años por estos aspectos clave: la disminución de los precios de las baterías, la rápida incorporación de vehículos eléctricos y la aparición de plantas comerciales de producción de hidrógeno verde.

3.6.2 Situación actual

A nivel mundial

Desde hace tiempo se está viviendo una transformación en cuanto a la generación y uso de las energías renovables, las cuales van reemplazando poco a poco a las originales. Uno de los impulsos para este cambio fue la entrada en vigor en 2005 del protocolo de Kyoto, donde se llegó a un acuerdo internacional con el principal objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

En cuanto a cifras del sector fotovoltaico, en 2019 se alcanzó el récord de potencia anual, instalándose 115 GW de nueva capacidad fotovoltaica y superando los 100 GW por tercer año consecutivo. Además, este hecho supone un incremento del 12% frente a 2018 y una potencia mundial acumulada de 627 GW a finales de 2019. En 2020, a pesar del impacto mundial producido por la Covid-19, se estimó también un elevado crecimiento, alcanzando una potencia instalada de más de 700 GW.

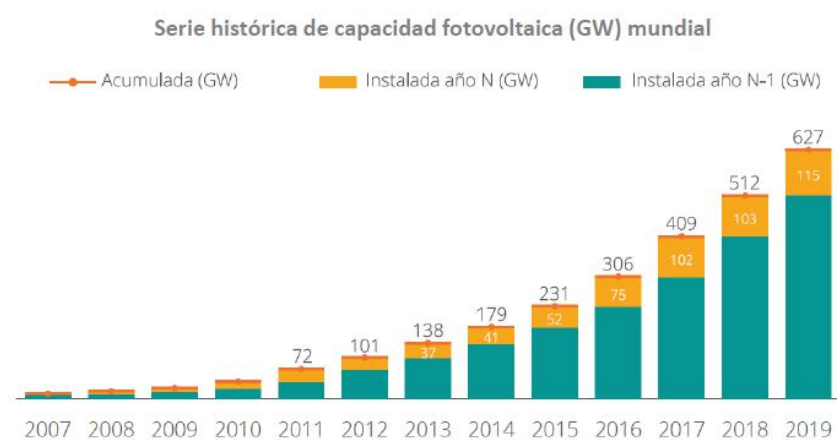


Figura 10: Evolución mundial de la potencia fotovoltaica instalada. Fuente: IEA

Este crecimiento se explica por el aumento significativo del mercado en todos los continentes, lo que ha compensado también la desaceleración en China, líder del mercado global, que ha pasado de 56 GW en 2017, a 30 GW en 2019. Después de China, la Unión Europea ocupa el segundo lugar con alrededor de 16 GW, seguida de EEUU (13 GW), India (10 GW) y Japón (7 GW).

La respuesta al por qué de este aumento, incluye varios motivos como la necesidad de reducir las emisiones de CO₂ o la de cubrir la creciente demanda eléctrica mundial en un contexto de reducción drástica de la extracción de combustible fósil. Además, el proceso de instalación y los aparatos cada vez son más baratos, incluso las baterías, aunque todavía sean difícilmente rentables.

Diferenciando entre tipos de instalaciones, las grandes plantas de generación han tenido un mayor crecimiento en comparación con las de autoconsumo instaladas en tejado. Este incremento se debe en gran medida al impulso que han dado los mecanismos de subastas en un gran número de países, los cuales se basan en subvenciones por parte del Estado.

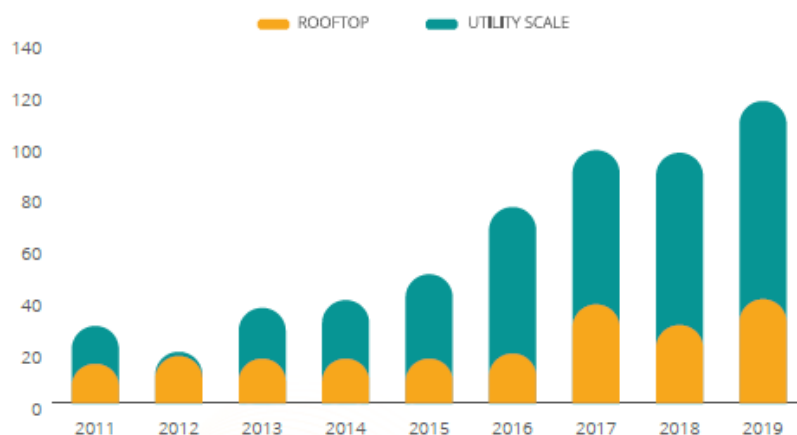


Figura 11: Segmentación de instalaciones fotovoltaicas (GW). Fuente: IEA

En cuestión de perspectivas a largo plazo, se espera que en 2050 la fotovoltaica llegue a tener una contribución del 22% en la generación eléctrica mundial. Mientras que, en un futuro más cercano, La Agencia Internacional de la Energía (IEA) estimó la instalación de más de 700 GW de nueva capacidad en todo el mundo entre 2019 y 2024.

A nivel europeo

Refiriéndonos ahora a la Unión Europea, en 2019 se alcanzó el crecimiento más fuerte de energía fotovoltaica desde 2010, con una capacidad instalada de 16,7 GW, que supone un aumento del 104% respecto a 2018. Además de España, que lideró el mercado europeo en 2019, los principales mercados fueron Alemania, Países Bajos, Francia y Polonia.

En el ámbito de la política energética, en 2019 la Comisión Europea presentó el Pacto Verde Europeo, que reconoce la transición energética como una oportunidad para expandir una actividad económica sostenible.

En los próximos años, la asociación europea estima un crecimiento del 4%, 11% y 10% para 2021, 22 y 23 respectivamente, lo que significaría la incorporación de unos 100 GW de nueva capacidad en los próximos años.

Los pilares en los que se apoya este gran desarrollo son la competitividad económica, las subastas, la reducción del coste de la energía fotovoltaica para autoconsumo, la regulación europea y el plan de recuperación post Covid.

A nivel nacional

En España, durante muchos años se ha tratado de impulsar la generación de energía eléctrica a partir de energías renovables, aunque siempre ha habido limitantes u obstáculos en su impulso y desarrollo.

Con el nuevo Real Decreto 244/2019 se suprimen los permisos de conexión para instalaciones de hasta 15 kilovatios y se trabaja para simplificar los permisos urbanísticos, lo que ha supuesto un gran crecimiento en la oferta para la generación de energía fotovoltaica.

Según la Unión Española Fotovoltaica (UNEF) 2019 fue el mejor año de la historia para la energía fotovoltaica en España, estableciéndose un nuevo récord con 4.752 MW de potencia instalada. Como resultado, por primera vez desde 2008, España se situó como mercado líder a nivel europeo y el sexto a nivel mundial.

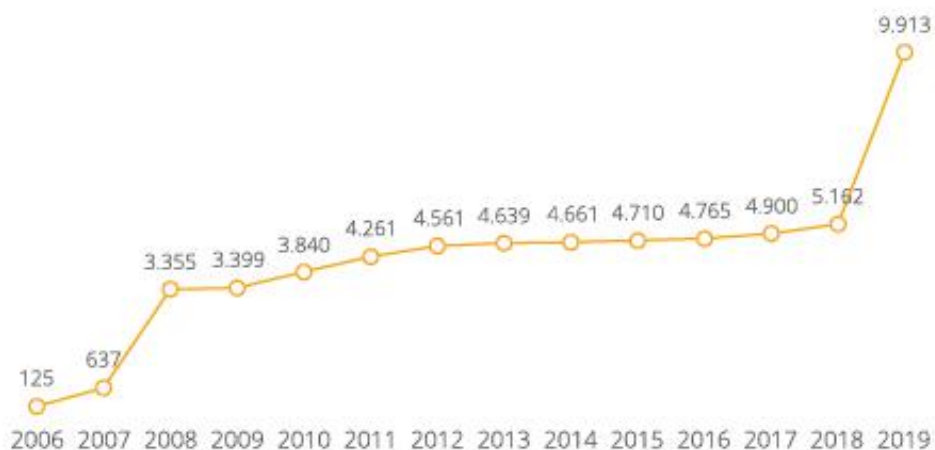


Figura 12: Evolución de la potencia instalada. Fuente: Red Eléctrica de España. Elaboración: UNEF

Este crecimiento del sector ha generado un impacto positivo también a nivel económico y social. En 2019 la contribución directa al PIB español fue de 3.220 millones de euros (0,26%), y se produjo un incremento en la generación de puestos de trabajo. Además, en cuanto a I+D+I, la intensidad en innovación del sector fotovoltaico en su conjunto (2,15%) destaca sobre la media de empresas españolas (1,02%).

En 2020, con la irrupción de la Covid-19, la potencia instalada se redujo casi en un 50% respecto año anterior, con 2560 MW. Sin embargo, dado que España es uno de los países europeos con mayor cantidad de horas de sol, con territorio disponible y una base industrial competitiva, el sector fotovoltaico supone un importante apoyo en la recuperación económica de nuestro país.

En cuanto a las perspectivas, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), prevé que la capacidad fotovoltaica será de 21 GW en 2025 y 39 GW en 2030, lo que implica un aumento anual de 3 GW al año.

4 NORMATIVA Y LEGISLACIÓN

El sector energético es intensivo en inversiones y, por ello, necesita una estabilidad regulatoria para poder predecir el funcionamiento de sus proyectos. Las últimas décadas han estado marcadas por la inestabilidad regulatoria en el sector, con múltiples cambios normativos, algunos de ellos modificando las condiciones iniciales.

Actualmente existen fundamentalmente dos normas para cualquier instalación fotovoltaica en general:

- La ley de sector eléctrico (ley 24/2013)
- El RD 842/2002, del 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (REBT) y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC).

En la práctica, la ley 24/2013 no es tenida en cuenta ya que su desarrollo normativo está expuesto en diferentes reales decretos, sobre todo el RD 1955/2000, que marca la regulación de todas las actividades del sector eléctrico y siempre debe ser tenido en consideración

Por el contrario, el RD 842/2002 sí es de gran importancia ya que en él es donde se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (REBT), de obligado cumplimiento para la práctica totalidad de sistemas fotovoltaicos.

En cuanto a los sistemas de autoconsumo, las normas actuales son el Real Decreto-ley 15/2018, que establece medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, y el Real Decreto 244/2019, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

Por otro lado, la normativa aplicable para las centrales fotovoltaicas se diferencia mucho dependiendo de si la potencia de la instalación es superior a 100 kW o no. Así, para instalaciones de potencia igual o menos de 100 kW, la legislación se puede hacer en gran parte atendiendo únicamente a lo fijado en el RD 1699/2011, que regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

En cuanto a las centrales de más de 100 kW, las **normas principales** que rigen las instalaciones fotovoltaicas son:

- El RD 413/2014 que regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables.
- El RDL 23/2020 en el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.
- El RD 1183/2020 de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- La Circular 1/2021 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica.
- El RD 3151/1986 por el que se aprueba el Reglamento de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión.

Otras normas que afectan al presente proyecto son las siguientes:

- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- Norma UNE-HD 60364-5-52:2014 para instalaciones de Baja Tensión.
- Norma UNE-EN 62446: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones conectadas a red de IDAE.
- Ley 2/2007, de 27 de marzo, de fomento de las energías renovables y del ahorro y eficiencia energética de Andalucía
- Decreto-ley 2/2018, de 26 de junio, de simplificación de normas en materia de energía y fomento de las energías renovables en Andalucía
- Decreto 50/2008, de 19 de febrero, por el que se regulan los procedimientos administrativos referidos a las instalaciones de energía solar fotovoltaica emplazadas en la Comunidad Autónoma de Andalucía.

Además, los hitos a destacar son la publicación del borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), que en su versión revisada en los primeros meses de 2020 aumenta hasta 39 GW la cifra de potencia fotovoltaica instalada objetivo en 2030 y la fijación de la tasa de rentabilidad razonable de las energías renovables para el periodo regulatorio 2020-25 a través del RD-Ley 17/2019.

Respecto a la legislación europea, 2019 fue el año del Pacto Verde Europeo (European Green Deal) una de las primeras medidas tomadas por la nueva Comisión. El Pacto Verde Europeo reconoce la transición energética como una oportunidad para expandir una actividad económica sostenible e intensiva en empleo, para la que existirá gran demanda en los diferentes mercados mundiales.

5 EMPLAZAMIENTO

La planta fotovoltaica objeto de este proyecto se situará en el término municipal de La Luisiana, perteneciente a la comarca de Écija, provincia de Sevilla. Dicho municipio pertenece a la Campiña Sevillana y se encuentra a unos 70 km de la ciudad de Sevilla. En general, posee un relieve formado por colinas, de formas suaves y redondeadas, con llanuras de extensión considerable.



Figura 13: Ubicación de La Luisiana en la provincia de Sevilla. Fuente: Wikipedia

Para la localización óptima de la planta FV, debemos tener en cuenta ciertos factores que condicionarán nuestra instalación:

- Pendiente mínima para evitar movimiento de tierras.
- Irradiación solar máxima.
- Nubosidad mínima.
- Buena accesibilidad.
- Cumplimiento de la normativa.
- Conexiones a red eléctrica.
- Área suficiente.

La parcela seleccionada es la 46-1 del término municipal de La Luisiana, según el Sistema de Información Geográfica de Identificación de Parcelas Agrícolas (SIGPAC). Tiene un área aproximada de 60.000 m², suficientes para la extensión de la planta fotovoltaica.



Figura 14: Parcela seleccionada. Fuente: SIGPAC

Sus coordenadas geográficas son 37.560182° de latitud y -5.218476° de longitud. Se encuentra a una altura de 168 sobre el nivel del mar, el perfil del terreno es muy regular y carece de relieve.

En cuanto al acceso a la planta, será por la carretera SE-9104 que comunica los pueblos de Cañada Rosal y El Campillo. Por ella se accede al camino, adecuadamente acondicionado, que llegará hasta la parcela. Paralela a esta carretera, discurre una línea de media tensión a la que se conectará la planta.



Figura 15: Vista aérea de la zona. Fuente: Google Maps

El clima característico de la provincia de Sevilla en general se define como templado-cálido, donde los inviernos resultan suaves, y los veranos muy cálidos o tórridos, secos en general y de gran extensión en el tiempo. El régimen térmico, corresponde a las pautas típicas del clima mediterráneo. La temperatura media anual es de 18.9° , siendo Julio el mes más caluroso, con máximas absolutas de 44.5°C y enero el más frío, con mínimas absolutas de -3°C . Las precipitaciones, con una media de 650 mm al año, se producen fundamentalmente entre

octubre y abril, siendo diciembre el mes más lluvioso.

La irradiación global media al año es 1789'6 kWh/m² y la temperatura media 18'5 °C, datos obtenidos con el software PVsyst, de la base de datos de Meteonorm.

6 DISEÑO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

El primer paso para dimensionar una instalación fotovoltaica es analizar los requisitos, así como las circunstancias del medio: evaluar el emplazamiento, la climatología, las sombras, los accesos, etc. Una vez se tiene esta información, se elige el tipo de módulo e inversor y la configuración del conjunto.

A la hora de decidir la disposición de módulos en una instalación nos basaremos en criterios tan importantes como rangos de tensión y corriente admisibles, la optimización de la inclinación, la orientación, el análisis de sombras entre módulos o el mínimo recorrido de cableado.

Posteriormente se calculan las secciones de los conductores y definen los demás elementos de la instalación.

6.1 Potencia de la instalación

El dato de partida, definido en el objetivo del proyecto, es el valor de la potencia de la planta fotovoltaica, la cual es de 2 MW. Toda la producción del generador estará destinada a la venta de electricidad.

6.2 Selección del módulo fotovoltaico

El ranking de los mayores fabricantes de módulos solares no está claramente definido, pues son múltiples los criterios para evaluarlos: fiabilidad, eficiencia, calidad, garantías, cobertura, el trayecto y la experiencia. No obstante, existen diferentes fabricantes punteros a nivel mundial actualmente, de entre los cuales seleccionaremos tres, para comparar sus prestaciones y características: Atersa, JA Solar y Canadian Solar.

Los módulos que vamos a seleccionar serán de silicio monocristalino, por su mayor eficiencia frente a los de silicio policristalino. En cuanto a la potencia del panel, en nuestro caso, al tratarse de una gran instalación nos interesará escoger módulos de elevada potencia. Por ello se decide realizar la búsqueda de paneles con 450 W de potencia. Tras el análisis de modelos disponibles en el mercado, se hace una selección de tres módulos (uno por cada fabricante) con las características mencionadas, cuyas propiedades más importantes se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 1. Comparativa de módulos fotovoltaicos

Fabricante	Atersa	JA Solar	Canadian Solar
País	España	China	Canadá
Modelo	A-450M ATERSA GS	JAM72S20-450/MR	CS3W-450MS
Tecnología	Monocristalino PERC	Monocristalino PERC	Monocristalino PERC
Células	144 medias células	144 medias células	144 medias células
Potencia (W)	450	450	450

Eficiencia (%)	20'7	20'2	20'37
Corriente de cortocircuito (Isc)	11'6 A	11'36 A	11'65 A
Tensión de circuito abierto (Voc)	49'30 V	49,70 V	48'7 V
Corriente máx. potencia (Imp)	10'85 A	10'84 A	11'12 A
Tensión máx. potencia (Vmp)	41'50 V	41'52	40'5 V
Área (m²)	2'173	2'23	2'21
Peso (kg)	24	25	24'9
Garantía	10 años en producto, 25 de rendimiento	12 años en producto, 25 de rendimiento	12 años en producto, 25 de rendimiento
Precio (€/unidad)	158'5	174'27	159'6

Como podemos apreciar en la tabla comparativa, los módulos del mercado con la misma potencia suelen presentar características muy similares entre sí. Los tres modelos se tratan de módulos de célula partida (Half cell), un tipo de células que posibilita la división de cada subcadena del módulo en dos y su conexión en paralelo. Gracias a esta tecnología, es posible aumentar la eficiencia y, por tanto, disminuir el espacio de la instalación. Además, poseen una mejor respuesta ante sombras parciales, lo que aumentará la productividad del sistema fotovoltaico. También están compuestos por células PERC, las cuales permiten aumentar la eficiencia del panel gracias a la incorporación de una capa reflectante que aprovecha al máximo la radiación. En cuanto al área y al peso, los tres modelos son muy similares, siendo algo menor los de Atersa, sin embargo, este ofrece menos garantía en producto que los demás. Comparando por último los precios, descartaríamos el modelo de JA Solar, por su elevado precio frente a los otros dos, casi similares.

Finalmente, nos decantamos por el del fabricante Atersa, pues garantiza una mayor eficiencia y su peso, área y precio son menores. A pesar de la globalización del mercado, al tratarse de un fabricante nacional, la elección de este módulo también podría ser ventajosa en cuanto a plazos de entrega, disponibilidad y transporte.

6.3 Inversor

El inversor que se dispone en la instalación va a ser un inversor central. Este tipo de inversores están diseñados para conectarse a todo el generador fotovoltaico o a una parte considerable de él y, por tanto, son de gran potencia. En consecuencia, son recomendables en grandes instalaciones debido a su alta eficiencia y a su reducido coste respecto a la potencia que pueden tratar.

Algunas de las características principales que debe tener el inversor seleccionado para asegurar un funcionamiento óptimo de la instalación son:

- Debe tener una eficiencia de al menos el 90%.
- Funcionamiento en isla, para la seguridad del personal de mantenimiento. De esta forma el inversor debe desconectarse automáticamente cuando no detecte tensión de red.
- Alta fiabilidad.
- Protección contra sobretensiones, sobreintensidades y sobrecalentamiento.
- Buen comportamiento frente a la variación de temperatura. El rango de operación debería estar como mínimo, entre -5 °C y 40 °C.

El modelo seleccionado para el inversor de nuestra instalación es el IFX6 (2100 kW), del fabricante Jema, pues cumple con los requisitos necesarios para nuestra instalación. Además, este fabricante cuenta con más de 400 instalaciones en todo el mundo, y es uno de los proveedores de referencia en sistemas y soluciones de conversión energética en toda Europa, Estados Unidos, Japón, México, Brasil, Emiratos Árabes Unidos, Omán y Rusia, entre otros.

Dado que la potencia nominal del inversor son 2100 kW, dispondremos un único inversor en nuestra planta. Al tener una protección IP54 puede ser instalado tanto a la intemperie como resguardado, y en nuestro caso optamos por situar el inversor a la intemperie.

Las características principales del inversor elegido son las siguientes:

Tabla 2. Características del inversor

Modelo	IFX6
Fabricante	Jema
Tensión máx. de entrada	1400 V
Corriente máx. de entrada	3300 A
Rango de tensión MPPT	740 V - 1170 V
Entradas DC	18
Potencia nominal AC	2100 kW
Potencia máx. AC	2347 kW
Tensión nominal de la red AC	515 V

Corriente máx. de salida	2375 A (50°C)/2650 A (25°C)
Frecuencia	50/60 Hz
Eficiencia máxima	98,5 %
Dimensiones (A/A/F)	2300 x 2870 x 1780 mm
Peso	4500 kg
Rango de temperaturas	-20 /+50 °C
Grado de protección	IP54

6.4 Transformador

Se trata del elemento que recibe la energía a un nivel determinado de tensión y la entrega a otro. Debido a las limitaciones de los inversores para trabajar a altas tensiones, a la salida de estos tendremos baja tensión. Sin embargo, para distribuir la energía generada hay que conectar la planta a una red eléctrica de media tensión, lo que hace necesario la instalación de un transformador con grupo de conexión Dy11, es decir, el lado de media tensión está conectado en triángulo y el lado de baja tensión en estrella.

El transformador seleccionado para pasar de baja a media tensión es del fabricante Ormazabal. Se trata de un modelo destinado a fuentes de energías renovables, pues está fabricado para soportar dilataciones y contracciones rápidas debidas a las fluctuaciones de potencia por ejemplo con la aparición de nubes. Este fabricante ofrece una completa gama de transformadores sumergidos en dieléctrico líquido con un rango de potencias desde 25 kVA hasta 10 MVA y niveles de aislamiento de hasta 72,5 kV. Posee también una unidad de control gracias a la cual el transformador mantiene estable la tensión en las redes de distribución compensando las fluctuaciones de la media tensión y reaccionando dinámicamente en baja tensión, a los cambios de carga y generación distribuida.

Puesto que el fabricante permite diseñar el transformador según requisitos del cliente, este tendrá una potencia de **2500 kVA** y una tensión de **30 kV**, al igual que la red eléctrica a la que se conectará la planta.

El transformador se situará también a la intemperie, al igual que el inversor, y a continuación de este, tal y como se muestra en la Figura 16.



Figura 16: Transformador Ormazabal junto a inversor Jema.

6.5 Configuración de los módulos en serie

Para diseñar la configuración del sistema partimos del objetivo de instalar una potencia de todo el generador de 2 MW, es decir, la suma de las potencias de todos los módulos del sistema deberá aproximarse a este valor.

Para empezar, determinamos los módulos en serie que formarán las cadenas o strings. Tratándose de una planta fotovoltaica el objetivo será maximizar el voltaje de trabajo, por lo que se colocarán el número máximo de módulos posibles en serie. Lo ideal será que los módulos de cada string se instalen en una misma hilera, para simplificar el cableado.

El número máximo de módulos en serie ($N_{m,s}$) viene limitado por la tensión máxima admisible a la entrada del inversor y hay que tener en cuenta que la tensión de salida de los paneles fotovoltaicos aumenta a medida que disminuye la temperatura. Por ello supondremos que este voltaje máximo se alcanzará para unas condiciones extremas de $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ de temperatura ambiente, para tener un margen de seguridad.

Dicho esto, el número máximo de módulos en serie se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$N_{m,s} = \frac{V_{i,max}}{V_{OC}(-10^{\circ}\text{C})} \quad (5)$$

Donde V_{max} es la tensión máxima admisible a la entrada del inversor y V_{OC} es la tensión de circuito abierto del módulo evaluada a una temperatura de $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$.

En nuestro caso, $V_{i,max}$ del inversor es igual a 1400 V.

Por otro lado, calculamos el voltaje máximo que podría alcanzar el panel de la siguiente forma:

$$V_{OC}(-10^{\circ}\text{C}) = V_{OC}(STC, 25^{\circ}\text{C}) \cdot (1 + \beta_c(-10^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C})) \quad (6)$$

Donde $V_{OC}(STC, 25^{\circ}\text{C})$ es el voltaje para circuito abierto en condiciones estándar y β_c es el coeficiente de variación del voltaje con la temperatura, ambos datos proporcionados en la ficha técnica del módulo fotovoltaico.

Por tanto, obtenemos los siguientes resultados:

$$V_{OC}(-10^{\circ}C) = 49'3 \cdot \left(1 - \frac{0'271}{100} \cdot (-10^{\circ}C - 25^{\circ}C) \right) = 53'976 \text{ V} \quad (7)$$

$$N_{m,s} = \frac{1400}{53'976} = 25'937 \quad (8)$$

A partir de este resultado, establecemos un total de **24 módulos en serie** por cada string.

Debemos comprobar también que con esta configuración la tensión de máxima potencia del módulo se encuentra dentro del rango de máxima potencia del inversor, el cual es 740 V – 1170 V. Por tanto, la tensión de máxima potencia del módulo (para la máxima temperatura) no debe estar por debajo de los 740 V. Para hacer dicha comprobación, suponemos una temperatura máxima de 50 °C:

$$V_{MP}(50^{\circ}C) = V_{MP}(STC, 25^{\circ}C) \cdot (1 + \beta_c(50^{\circ}C - 25^{\circ}C)) \quad (9)$$

$$V_{MP}(50^{\circ}C) = 41'5 \cdot \left(1 - \frac{0'271}{100} \cdot (50^{\circ}C - 25^{\circ}C) \right) = 38'688 \text{ V} \quad (10)$$

$$38'688 \text{ V} \cdot 24 \text{ módulos} = 928'5 \text{ V} > 740 \text{ V} \quad (11)$$

6.6 Configuración de los módulos en paralelo

Una vez hemos definido el número de módulos en serie, vamos a determinar el número máximo de cadenas en paralelo que pueden conectarse a un inversor ($N_{c,p}$). En este caso, este valor estará limitado por la corriente máxima de entrada que admite el inversor y se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$N_{c,p,max} = \frac{I_{i,max}}{I_{SC}} \quad (12)$$

Donde $I_{i,max}$ es la máxima intensidad de entrada del inversor, y I_{SC} es la corriente de cortocircuito del módulo, por lo que el resultado es el siguiente:

$$N_{c,p,max} = \frac{I_{i,max}}{I_{SC}} = \frac{3300 \text{ A}}{11'6 \text{ A}} = 284'5 \quad (13)$$

Con este resultado concluimos que el número máximo de cadenas en paralelo que puede tener un inversor está limitado a 284, sin embargo, establecemos un total de 200 strings conectados al inversor central. Así pues, tendremos **200 cadenas, de 24 módulos cada una**, lo que supone una potencia de 2160 kW ($200 \times 24 \times 450 \text{ W}$) y dado que la potencia nominal del inversor son 2100 kW, la relación de potencias de generador e inversor será:

$$\frac{P_{instal}}{P_{i,nom}} = \frac{2160}{2100} = 1'03 \quad (14)$$

Por lo tanto, la instalación esta ligeramente sobredimensionada pero dentro de valores aceptables.

En resumen, la configuración del sistema queda de la siguiente forma:

Tabla 3. Resumen de la configuración de módulos.

Módulos totales	4800
Inversores	1
Módulos en serie	24
Strings totales	200
Potencia total instalada	2160 kW

En la ficha técnica del inversor seleccionado, se indica que este tiene 18 entradas, por tanto, agruparemos los strings de tal forma que tendremos 6 entradas con 16 cadenas cada una, 8 entradas con 12 cadenas y otra entrada con 8 cadenas, que suman un total de **15 entradas**. Las tres entradas restantes las dejaremos libres como medida preventiva en caso de avería.

6.7 Orientación y separación entre filas

En cuanto a la **orientación**, los paneles estarán orientados en dirección E-O para que puedan seguir así la trayectoria solar mediante el sistema de seguimiento a 1 eje.

La **distancia entre filas** de módulos también supone un parámetro importante en el diseño de la planta fotovoltaica. Por un lado, debemos minimizar esta separación para disminuir la superficie de terreno necesaria. Sin embargo, esta distancia tampoco puede ser muy pequeña, ya que se producirían demasiadas sombras entre módulos de filas vecinas.

La distancia mínima entre filas de módulos, para garantizar un mínimo de 4 horas de sol al medio día del 21 de diciembre (día más desfavorable), se calcula de la siguiente forma:

$$d = d_1 + d_2 = \cos \beta \cdot l + \frac{\sin \beta \cdot l}{\tan(\gamma_{min})} \quad (15)$$

Donde β es el ángulo de inclinación de los módulos, l la longitud del panel y γ_{min} es el ángulo de altura solar más restrictivo, es decir, el del solsticio de invierno, que se calcula como:

$$\gamma_{min} = 61^\circ - \text{latitud} \quad (16)$$

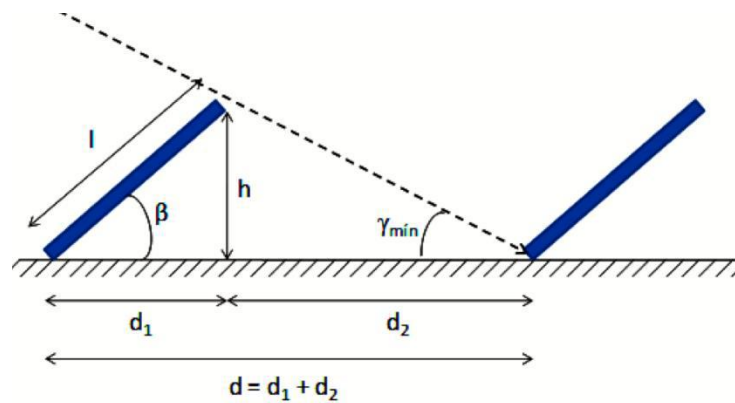


Figura 17: Cálculo de la distancia entre módulos. Fuente: Revista Eres Medio Ambiente

Con los datos concretos de inclinación, latitud y longitud de los paneles de nuestra instalación, calculamos la separación mínima entre filas. En cuanto a la distribución de paneles vamos a seleccionar una configuración 2V, es decir, dos módulos en vertical, por tanto, la distancia l será igual al doble del largo de un módulo.

- Inclinación máxima: 60°
- Latitud: $37'5^\circ$
- Longitud l: $2 \times 2'094 \text{ m} = 4'188 \text{ m}$

A partir de estos valores calculamos la distancia entre filas de la siguiente forma:

$$d = \cos 60^\circ \cdot 4'188 + \frac{\sin 60^\circ \cdot 4'188}{\tan(61^\circ - 37'5^\circ)} = 10'435 \quad (17)$$

Adoptaremos entonces una **distancia de 11 metros entre filas de módulos**.

6.8 Seguidor solar

El **ángulo de inclinación** con el que debemos disponer los paneles debe ser de tal forma que los rayos solares incidan sobre la superficie lo más perpendicular posible.

Los paneles fotovoltaicos pueden tener una posición fija, con una adecuada inclinación, en función de su latitud, o pueden disponerse **sistemas de seguimiento solar**. Estos sistemas varían su posición a lo largo del día de manera que pueden captar los rayos solares perpendicularmente durante más tiempo, aunque esto también supondrá un aumento del coste de la instalación y de mantenimiento.

Existen sistemas de seguimiento a un eje y dos ejes, en función de si pueden modificar su posición respecto a una o dos direcciones. En primera aproximación, la ganancia de energía de un sistema con seguimiento a un eje, respecto un sistema fijo, está entre el 20-30%. Mientras que, para sistemas de seguimiento a dos ejes, esta ganancia puede llegar a estar entre el 30-45%.

Con el objetivo de maximizar la radiación captada por los paneles, se disponen estructuras para los módulos fotovoltaicos con seguimiento solar. A pesar de que la tecnología de seguimiento a dos ejes permite obtener un mayor rendimiento, seleccionamos seguidores a un eje horizontal, pues son más sencillos de instalar y monitorizar y requieren además de un menor mantenimiento.

Además de variar la inclinación, el seguidor soporta y sujeta los módulos fotovoltaicos. Su importancia es evidente, pues debe ser una estructura segura y sólida para resistir a los agentes atmosféricos tales como el viento,

la lluvia o la nieve, de tal forma que los paneles no se vean afectados. Además, los materiales han de ser resistentes a la corrosión.

Los seguidores se colocarán con su eje en dirección norte-sur, de manera que los paneles puedan seguir al sol en su recorrido de este a oeste, tal y como se ve en la secuencia de la Figura 18.

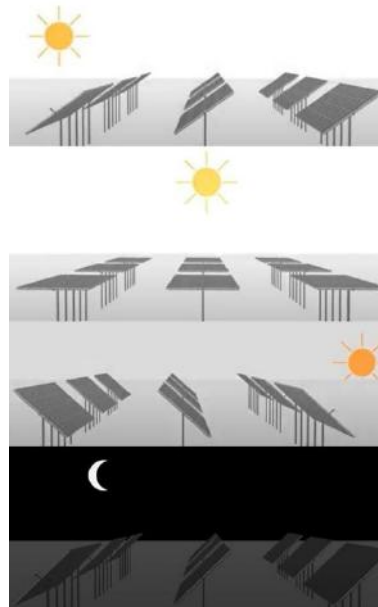


Figura 18: Variación de la inclinación con seguimiento. Fuente: degeriberica.com

Concretamente se selecciona el Seguidor Solar BRAUX 1 eje horizontal, pues se trata de un fabricante que diseña y fabrica los seguidores en función de cada proyecto y sus necesidades. El ángulo de giro puede ir desde -60° hasta $+60^\circ$ y se pueden disponer hasta 270 paneles por tracker en forma de monohilera, bihilera o trihilera.

Algunas características adicionales para el seguidor seleccionado son:

- Posee un motor por fila de 150W.
- Resistencia al viento hasta 150 km/h.
- Comunicaciones: Wireless ZizBee mesh network (sin cable).

En nuestro caso vamos a disponer **2 hileras por tracker**, con módulos en posición vertical (2V). Dado que para esa configuración podemos disponer desde 30 a 48 columnas por hilera, ponemos **2 strings de 24 módulos por hilera**, que supondrán un total de 4 strings por tracker. Con esto, tendremos un total de **50 trackers**, con 4 strings cada uno.

6.9 Cajas de conexiones

Para tres o más paralelos es necesario utilizar cajas de conexión de strings, que consisten en una caja eléctrica estanca con un embarrado donde se conectan, normalmente atornillados, los dos conductores eléctricos provenientes de cada cadena fotovoltaica. Es frecuente que estas cajas estén equipadas con fusibles, un descargador de tensión y un interruptor de CC, tal y como se muestra en la Figura 19.

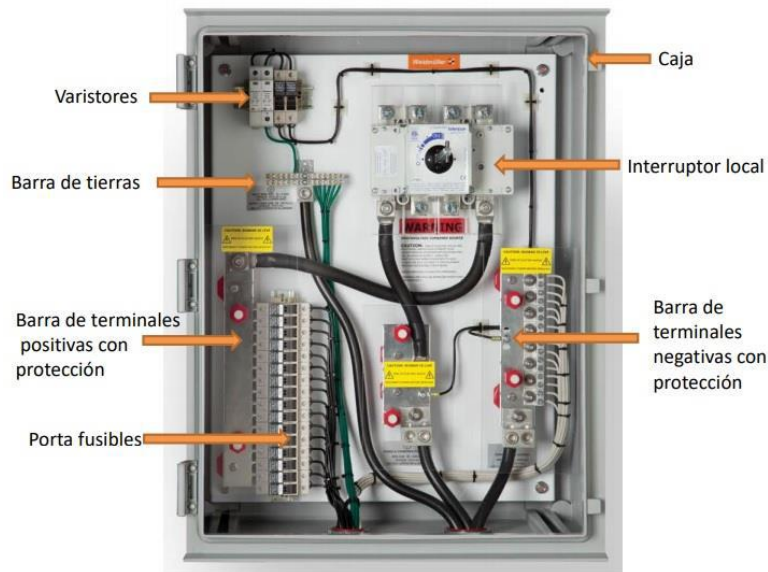


Figura 19: Caja de conexiones de strings. Fuente: acesolar.org

En nuestra instalación se disponen un total de **15 cajas de conexiones**, de las cuales 8 de ellas agruparán 12 strings, otras 6 agruparán 16 strings y sólo una será de 8 strings. De esta forma cubriremos 15 entradas del inversor, de las 18 que posee, dejando tres libres en caso de fallo o avería. Dicha distribución se ilustra en la Figura 20.

En concreto, se selecciona el modelo INGECON SUN StringBox, del fabricante Ingeteam y se trata de una caja de agrupación de strings diseñada para plantas fotovoltaicas de 1500 V basadas en inversores centrales. Presenta un eficiente sistema de cableado DC con fusibles y seccionador para un mantenimiento seguro.

Además, estas cajas de agrupación están equipadas con porta fusibles de seguridad, descargadores de sobretensión tipo II y seccionador DC manual. Tienen un grado de protección IP65, por lo que son óptimas para su instalación en exteriores.

Para este modelo de cajas la detección de corrientes de string defectuosas es opcional, así que se opta por cajas sin monitorización debido al aumento de coste y complejidad. Como alternativa, el control de corrientes defectuosas en los strings se hará a través de las mediciones de corrientes en el inversor. Dichas mediciones se hacen con medidores toroidales que se encuentran a la entrada del inversor. Esta información se hace llegar al sistema de control, en el cual se ha indicado previamente el número de strings que llegan a cada entrada. Si se detecta un fallo en alguna de las cajas, el operario encargado revisará la caja para localizar dicho fallo.

6.10 Cableado

Una vez conocemos el número de módulos a instalar, la distancia entre filas y el espacio que ocupa la instalación, podemos conocer las longitudes de los cables, además de la potencia para cada tramo de la instalación. Para no asumir gastos excesivos, es muy importante **minimizar la longitud** de cable necesario, intentando que las distancias entre los módulos y el resto de elementos sean lo más cortas posible. Asimismo, se evitarán en lo posible los cambios de dirección.

Excepto para los tramos que puedan ir por la estructura de soporte de los módulos, todos los demás cables irán **enterrados** para facilitar el tránsito del personal, vehículos y/o maquinaria.

El dimensionado de los cables de la instalación estará limitado por la intensidad de corriente que pase por cada

uno de ellos, aunque también habrá que tener en cuenta las pérdidas que se van a producir.

Un conductor eléctrico se comporta como una resistencia, por lo tanto, a mayor sección menores serán las pérdidas de voltaje y de energía, pero esto supondrá un mayor coste.

Para calcular la sección de los conductores se debe elegir un valor disponible en el mercado que satisfaga estas **dos condiciones**:

- **Caída de tensión:** no deben superarse los límites establecidos para las caídas de tensión máximas de cada tramo.
- **Criterio térmico:** la sección debe permitir el paso de la corriente sin que se deteriore el aislamiento por la temperatura alcanzada.

Los **límites legales** para el cableado los establece el REBT en su instrucción ITC-BT-40. En esta se indica:

Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal.

De este modo, vamos a establecer un límite de 1% para el circuito de corriente continua y para la parte que va desde el inversor a la conexión a red estableceremos un límite de 0'5%.

La selección del tipo de cable y su sección dependerán, por tanto, del tramo de la instalación al que pertenezcan y de sus condiciones de trabajo. **Los diferentes tramos** que tendremos en la instalación serán:

- Tramo 1: string-caja de conexión (DC)
- Tramo 2: caja de conexión-inversor (DC)
- Tramo 3: inversor-transformador (AC)
- Tramo 4: transformador-conexión a red (AC)

Los conductores de la instalación de **corriente continua** deberán cumplir unas características específicas según la norma UNE-EN 50618:2015 “Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos”. Además, el cableado debe adecuarse a las siguientes propiedades:

- Conductores unipolares flexibles para instalaciones fijas o móviles.
- Temperatura ambiente: -40°C a 90°C.
- Tensión de 1'8 kV de corriente continua.

Según el tramo tenemos también algunas características particulares. Para los cables de string la **temperatura máxima** del conductor debe ser 120°C y las **secciones** de 2'5 mm² a 35 mm²; mientras que para los cables principales que llegan al inversor la temperatura máxima del conductor es 90°C y las secciones de 16 mm² a 300 mm².

6.10.1 Tramo 1: string-caja de conexión (DC)

El cable seleccionado para este tramo será el modelo Topsolar PV ZZ-F Dual, que se trata de un conductor de

cobre clase 5 (flexible) según EN 60228, con aislamiento XLPE y con tensión 1,8 kV DC - 0,6 / 1 kV AC. Algunas partes de este tramo irán por la estructura soporte de los paneles fotovoltaicos, sin embargo, otra parte irá enterrada bajo tubos hasta llegar a la caja de conexiones. Se opta por enterrarlos bajo tubo por la mayor posibilidad que tendrán estos cables de sufrir daños, al tener un tramo de longitud considerable al aire libre. Se instalará un circuito por tubo y la relación entre el diámetro interior del tubo y el diámetro aparente del circuito será superior a 2, pudiéndose aceptar excepcionalmente 1,5.

Para calcular la sección correspondiente a cada uno de los cables de string, según la distancia hasta la caja de conexión, vamos a dividir la planta en tres tipos de configuraciones distintas: A, B y C.

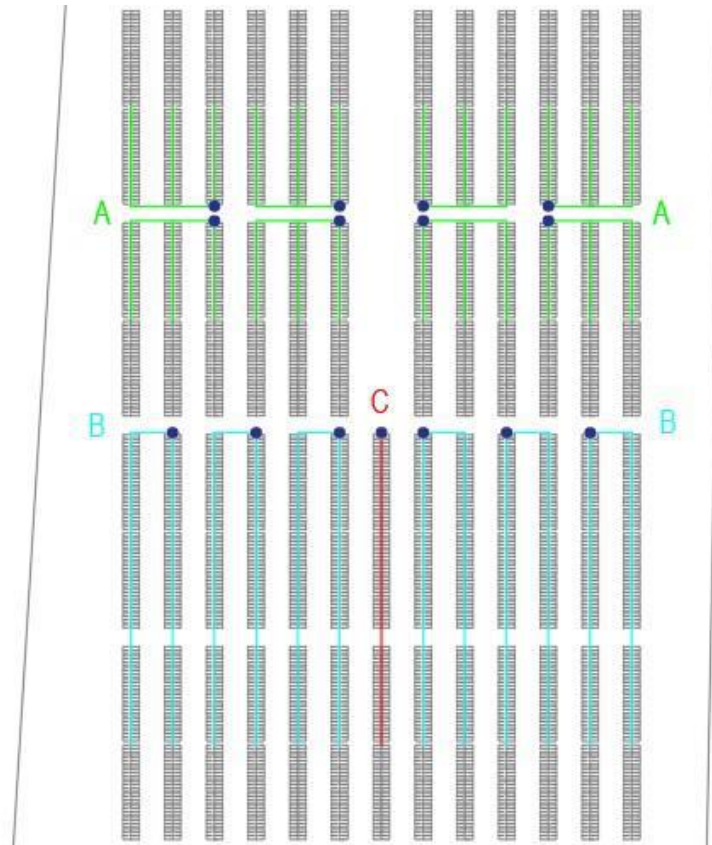


Figura 20: Esquema del cableado de strings. Fuente: elaboración propia

De esta forma, calcularemos la sección necesaria para el string que esté más alejado en cada configuración. Aunque calculamos la sección necesaria para diferentes distancias, por simplicidad y regularidad, unificamos la sección del cableado seleccionando la mayor obtenida.

En primer lugar, vamos a dimensionar los cables con el **criterio de caída de tensión**, que vamos a establecer en un 1%. Además, para estar del lado de la seguridad, vamos a suponer distancias un 10% mayor de las medidas en el plano.

De esta forma, la expresión para calcular la sección necesaria queda de la siguiente forma:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot 1'1 \cdot I_{sc}}{\sigma \cdot \Delta U} \quad (18)$$

Donde:

- L = longitud del cable
- I_{sc} = intensidad de corto circuito del módulo
- σ = conductividad del material
- ΔU = máxima caída de tensión permitida en el tramo

Los valores de conductividad del material los obtenemos de la siguiente tabla, en $m/(\Omega/mm^2)$. En este caso los conductores serán de cobre y tomaremos el valor que se corresponde con la mayor temperatura, el más restrictivo.

Tabla 4. Conductividad del cobre y el aluminio. Fuente: <http://www.sectorelectricidad.com/>

	Temperatura del conductor		
	20 °C	Termoplásticos 70 °C	Termoestables 90 °C
	Cu	58,00	48,47
Al	35,71	29,67	27,8

La máxima caída de tensión ΔU la calculamos a partir de la tensión de máxima potencia de un string:

$$V_{MP,string} = 24 \text{ módulos} \cdot 41,5 \text{ V} = 996 \text{ V} \quad (19)$$

$$\Delta U = 996 \cdot \frac{1}{100} = 9,96 \text{ V} \quad (20)$$

Con estos datos, ya podemos obtener la tabla donde se muestran los resultados para el string más lejano de cada zona (A, B y C):

Tabla 5. Datos de cableado del Tramo 1

	Distancia (m)	Distancia corregida 10% (m)	Intensidad I_{sc} (A)	Caída de tensión (V)	Conductividad ($m/(\Omega/mm^2)$)	Sección obtenida (mm^2)
Configuración A	47'5	52'25	11'6 A	9'96	45'49	2'68
Configuración B	88	96'8	11'6 A	9'96	45'49	4'96
Configuración C	78	85'8	11'6 A	9'96	45'49	4'39



A partir de los datos obtenidos para el criterio de caída de tensión tendremos que disponer una sección de **6 mm²**

para el cableado de los strings y que llegan a las cajas de conexiones.

En segundo lugar, vamos a basarnos en el **criterio térmico** y comprobaremos que se cumple con la intensidad máxima admisible. Para ello debemos apoyarnos en la instrucción ITC-BT-07, que regula las redes subterráneas para distribución en baja tensión.

A partir de la Tabla 5 de la instrucción, vamos a obtener la intensidad máxima admisible para la parte del cableado que irá enterrada.

Tabla 6. Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada.

SECCIÓN NOMINAL mm ²	Terna de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

Para el caso de cables unipolares, como es el nuestro, la intensidad máxima admisible será la correspondiente a la columna de la terna de cables unipolares de la misma sección y tipo de aislamiento, multiplicada por 1'225.

Esta tabla está considerada para un terreno de resistividad térmica media de 1 K·m/W y temperatura ambiente del terreno a una profundidad de 0'7 m, de 25°C. Dado que tendremos condiciones diferentes en nuestra instalación, debemos aplicar unos **factores de corrección** para modificar esta intensidad máxima admisible.

En el lugar donde se sitúa nuestra planta se alcanzan temperaturas alrededor de los 40 °C, por lo que suponemos una temperatura máxima del suelo de 35 °C. Según la Tabla 6 de la ITC-BT-07 y para una temperatura de servicio de 90 °C, el factor de corrección será **0'92**.

Tabla 7. Factor de corrección para temperatura del terreno distinta de 25°C

Temperatura de servicio Θ_s (°C)	Temperatura del terreno, Θ_t , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1.11	1.07	1.04	1	0.96	0.92	0.88	0.83	0.78
70	1.15	1.11	1.05	1	0.94	0.88	0.82	0.75	0.67

Para la resistividad del terreno, asumiremos un valor de 1 K·m/W, por lo que el factor de corrección será igual a 1.

El número máximo de ternas de cables unipolares, en contacto, en una misma zanja será 8, por tanto, según la Tabla 8 de la ITC-BT-07 el factor de corrección a aplicar será **0'53**.

Tabla 8. Factor de corrección para agrupaciones de cables trifásicos o ternas de cables unipolares

Factor de corrección								
Separación entre los cables o ternas	Número de cables o ternas de la zanja							
	2	3	4	5	6	8	10	12
D=0 (en contacto)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,56	0,53	0,50	0,47
d= 0,07 m	0,85	0,75	0,68	0,64	0,6	0,56	0,53	0,50
d= 0,10 m	0,85	0,76	0,69	0,65	0,62	0,58	0,55	0,53
d= 0,15 m	0,87	0,77	0,72	0,68	0,66	0,62	0,59	0,57
d= 0,20 m	0,88	0,79	0,74	0,70	0,68	0,64	0,62	0,60
d= 0,25 m	0,89	0,80	0,76	0,72	0,70	0,66	0,64	0,62

Por último, aplicaremos el factor de corrección para una profundidad de la zanja de 0'8 m, que según la Tabla 9 de la ITC-BT-07 es **0'99**.

Tabla 9. Factor de corrección para diferentes profundidades de instalación

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,80	0,90	1,00	1,20
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,99	0,98	0,97	0,95

Una vez obtenidos estos factores de corrección, podemos obtener la intensidad máxima admisible para la parte enterrada del cableado del tramo 1, de la siguiente forma:

$$I_{admisible} = 72 \cdot 1'225 \cdot 0'92 \cdot 0'53 \cdot 0'99 = 42'58A \quad (21)$$

Dado que los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la intensidad de cortocircuito del módulo ($I_{sc} = 11'6 A$), esta será:

$$I_1 = 1'25 \cdot I_{sc} = 14,5 A < 42'58A \quad (22)$$

Estos resultados se resumen en la siguiente tabla:



Tabla 10. Criterio térmico Tramo 1

Factor de corrección por temperatura	0'92
Factor de corrección por agrupamiento	0'53

Factor de corrección por profundidad	0'99
Intensidad admisible	42'58 A
Intensidad de dimensionamiento	14'5 A

Además de la parte enterrada, habrá que comprobar también que no se supera la intensidad máxima admisible para el cableado que se dispone a lo largo de la estructura de los módulos, es decir, instalación al aire. Para el tipo de aislamiento XLPE y una sección de 6 mm², la intensidad máxima admisible para 40 °C, según la Tabla 12 de la ITC-BT-07, es 46 A, y por tanto tampoco se supera.

Tabla 11. Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación al aire (temperatura ambiente 40°C)

Sección nominal mm ²	Tres cables unipolares (1)			1 cable trifásico		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	46	45	38	44	43	36
10	64	62	53	61	60	50
16	86	83	71	82	80	65
25	120	115	96	110	105	87
35	145	140	115	135	130	105
50	180	175	145	165	160	130
70	230	225	185	210	220	165
95	285	280	235	260	250	205
120	335	325	275	300	290	240
150	385	375	315	350	335	275
185	450	440	365	400	385	315
240	535	515	435	475	460	370
300	615	595	500	545	520	425
400	720	700	585	645	610	495
500	825	800	665	-	-	-
630	950	915	765	-	-	-

6.10.2 Tramo 2: caja de conexión (DC)-inversor

Para este segundo tramo, el cable seleccionado será el modelo XZ1FA3Z-K de EXZHELLENT SOLAR, e irá directamente enterrado en todo su recorrido hasta el inversor, sin tubo. Este conductor es cobre de clase 5, el aislamiento XLPE y su tensión es 1,8 kV DC - 0,6 / 1 kV AC. En este caso se opta por una solución directamente enterrada para evitar el robo de los conductores de cobre.

Para calcular las secciones correspondientes, debemos tener en cuenta el número de strings que llegan a cada caja, pues sus intensidades se sumarán. Según la disposición de nuestra planta, vamos a tener 6 tipos de tramos cajas-inversor, tal y como se representa y visualiza en la Figura 21. De esta forma, los tipos 1 y 2 se componen de 12 strings, los tipos 3, 4, 5 de 16 strings, y por último el tipo 6 está compuesto por 8 strings.

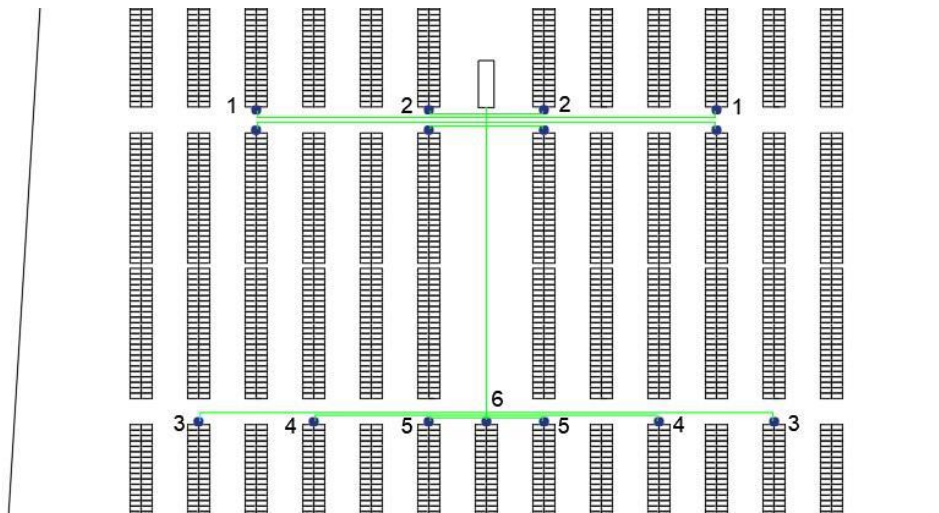


Figura 21: Esquema del cableado del tramo 2. Fuente: elaboración propia

En primer lugar, al igual que para el tramo anterior, dimensionamos los cables con el **criterio de caída de tensión**, que vamos a establecer en un 1%. Además, para estar del lado de la seguridad, vamos a suponer distancias un 10% mayor de las medidas en el plano.

Con la expresión para el cálculo de la sección necesaria (Ecuación 18), siendo la intensidad de cortocircuito 11'6 A, obtenemos los siguientes valores, para cada tipo de configuración:

Tabla 12. Cálculo de la sección para el Tramo 2

	Distancia hasta inversor (m)	Distancia corregida 10% (m)	Strings en paralelo	Intensidad (A)	Caída de tensión (V)	Conductividad (m/(Ω/mm²))	Sección obtenida (mm²)
1	43	47'3	12	139'2	9'96	45'49	29'1
2	10	11	12	139'2	9'96	45'49	6'76
3	113	124'3	16	185'6	9'96	45'49	101'8
4	92	101'2	16	185'6	9'96	45'49	82'9
5	68	74'8	16	185'6	9'96	45'49	61'3
6	59	64'9	8	92'8	9'96	45'49	26'6

A partir de los resultados de la tabla anterior, vamos a unificar la sección de todos los cables que van desde las cajas de conexiones al inversor, seleccionando un conductor de **120 mm²**.

En segundo lugar, aplicamos el **criterio térmico** y comprobamos que la sección seleccionada cumple con la intensidad máxima admisible. Para ello debemos apoyarnos en la Tabla 5 de la instrucción ITC-BT-07, según la cual la intensidad máxima para una sección de 120 mm² con aislamiento XLPE es 380 A.

Dado que tenemos cables unipolares, esta intensidad se multiplicará por 1'225 y por una serie de factores de corrección, en función de las condiciones y la forma en la que están enterrados.

Las condiciones del terreno serán las mismas que para el tramo anterior, así como lo es la profundidad de la zanja, por lo tanto, los factores de corrección correspondientes serán 0'92 y 0'99. En este caso, sin embargo, el número máximo de ternas de cables unipolares, en contacto, en una misma zanja será 7, por tanto, según la Tabla 8 de la ITC-BT-07 el factor de corrección a aplicar será 0'56.

Con esto, la intensidad máxima admisible corregida para el tramo 2 es:

$$I_{admisible} = 380 \cdot 1'225 \cdot 0'92 \cdot 0'56 \cdot 0'99 = 237'4 \text{ A} \quad (23)$$

Y puesto que los conductores deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la intensidad de cortocircuito ($I_{sc} = 11'6 \text{ A}$), esta será:

$$I_2 = 1'25 \cdot I_{sc} \cdot 16 = 232 \text{ A} < 237'4 \text{ A} \quad (24)$$

Los resultados anteriores se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 13. Criterio térmico para el Tramo 2

Factor de corrección por temperatura	0'92
Factor de corrección por agrupamiento	0'56
Factor de corrección por profundidad	0'99
Intensidad admisible	237'4 A
Intensidad de dimensionamiento	232 A

6.10.3 Tramo 3: inversor-transformador (AC)

El tramo entre el inversor y el transformador elevador se realizará mediante cables unipolares en contacto al aire libre, con una distancia a paredes no inferior al diámetro del cable. En este caso, al no estar enterrados, no hay una instrucción técnica específica en el REBT, sino que en la ITC-BT-19 se remite a la norma UNE 20460-5-523 (2004), sustituida actualmente por la UNE-HD 60364-5-2.

El modelo de conductor seleccionado para este tramo es el mismo que el del tramo anterior: XZ1FA3Z-K de EXZHELLENT SOLAR, solo que ahora irá al aire. El material es cobre de Clase 5 y el aislamiento sigue siendo XLPE.

El inversor y el transformador se encuentran uno al lado del otro, por tanto la distancia entre ellos será mínima y como consecuencia, la longitud del cableado que los une. Por esta razón, en este caso solo atendemos al **criterio térmico** que es el que impondrá la sección de los conductores a utilizar.

Se van a disponer **8 conductores por fase**, con una sección cada uno de **240 mm²**. Dividiendo la intensidad máxima a la salida por el número de conductores y multiplicando por 1'25 (ITC-BT-40), se obtiene:

$$I = \frac{2375 A \cdot 1'25}{8} = 370'09 A \quad (25)$$

De acuerdo con la tabla 52-B1, para una temperatura ambiente de 40°C al aire, se obtiene la intensidad admisible para secciones de cobre. Para la elección del tipo de instalación, se considera que se corresponde con el tipo F, (cables unipolares en contacto mutuo) con aislamiento XLPE3.

Dado que en la zona donde se situará la planta cabe la posibilidad de que se alcancen temperaturas mayores a 40 °C, consideramos una temperatura máxima de 45 °C, que se corresponde con un factor de 0'96. Asimismo, tomamos un factor de agrupamiento igual a 0'80. De esta forma, obtenemos una intensidad máxima admisible:

$$I_{admissible} = 545 A \cdot 0'96 \cdot 0'8 = 418'56 A > 370'09 A \quad (26)$$

Tabla 14. Criterio térmico para el Tramo 3

Factor de corrección por temperatura	0'96
Factor de corrección por agrupamiento	0'8
Intensidad admisible	418'56 A
Intensidad de dimensionamiento	370'09 A

6.10.4 Tramo 4: salida del transformador (MT)

La red a la cual alimenta el Centro de Transformación es del tipo aérea, con una tensión de 30 kV, nivel de y una frecuencia de 50 Hz.

Se deberá construir una línea de Media Tensión que interconecte el centro de transformación con la línea de red que va desde Cañada Rosal hasta La Luisiana. Esta línea de evacuación de la planta se realizará mediante conductores unipolares de aluminio aislados a 18/30 KV.

La conexión desde el centro de transformación hasta el punto de conexión se realizará en dos tramos, el primero de ellos subterráneo y el otro aéreo. El tramo subterráneo transcurrirá desde el centro de transformación hasta un apoyo situado en el límite de la parcela, donde se situará también el equipo de medida. Mientras que el aéreo irá desde este apoyo al punto de conexión. El apoyo estará constituido por una estructura metálica formada por perfiles de acero laminado, soldados o unidos con tornillos.

La longitud de la línea subterránea es de unos 130 metros, medida en el plano, mientras que para el tramo aéreo hay una distancia de 110 metros.

Para el tramo enterrado se dispone una **terna de cables unipolares de aluminio de 3x240 mm²** de sección y el modelo de cable elegido para este caso es el X-VOLT RHZ1 AL para media tensión del fabricante Top Cable. Se trata de un conductor de aluminio electrolítico de clase 2, con aislamiento XLPE y una pantalla de alambres de Cu y contraespira de cinta de cobre, con una sección mínima de 16 mm².

La elección del cable se ha hecho en base a la intensidad máxima admisible en régimen permanente, la caída de tensión y la intensidad máxima admisible en cortocircuito.

En primer lugar, la intensidad que sale del transformador se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$I_{n1} = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \varphi} \quad (27)$$

Donde:

- P_n = potencia del transformador
- V = potencia primaria
- I_{n1} = intensidad primaria.

Para obtener la **intensidad máxima admisible**, se emplea la tabla 6 de la ITC-LAT-06 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en las líneas eléctricas de alta tensión, de intensidades admisibles en servicio permanente y con corriente alterna, cables unipolares de hasta 18/30 KV directamente enterrados. Según dicha tabla, para una sección de aluminio de 240 mm² con aislamiento XLPE, la intensidad admisible es **345 A**.

La profundidad, hasta la parte superior del cable será de 1 metro y consideramos una resistividad térmica media del terreno de 1'5 K·m/W. Así, solo vamos a considerar el **factor de corrección por temperatura** del terreno distinta de 25°C. Dada la posibilidad de alcanzar altas temperaturas en la zona, consideramos una temperatura máxima del terreno de 40 °C a esa profundidad, lo cual se corresponde con un factor de corrección de **0'88**.

En la siguiente tabla que se adjunta se muestran todos los datos y resultados.

Tabla 15. Criterio de intensidad admisible para el Tramo 4

Potencia nominal del transformador (P_n)	2500 kVA
Tensión nominal (primario del transformador)	30 kV
$\cos \varphi$	0'95
Intensidad primaria (I_{n1})	50'7 A
Intensidad admisible	345 A
Factor de corrección por temperatura	0'88
Intensidad admisible corregida	303'6 A

A continuación, se calcula la caída de tensión a partir de la siguiente expresión:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi) \quad (28)$$

Donde:

- L = longitud (km).
- I = intensidad (A).
- $\cos \varphi$ = factor de potencia.

- R = resistencia del conductor.
- X = reactancia del conductor.

De esta forma, se muestran los datos y el resultado de caída de tensión en la siguiente tabla.

Tabla 16. Criterio de caída de tensión para el Tramo 4

Longitud	0'130 km
Intensidad (I_{n1})	50'7 A
cos φ	0'95
sin φ	0'312 A
R	0'157 Ω /km
X	0'094 Ω /km
ΔU	2'037 V

Esta caída de tensión resultante supone un 0'007% de la tensión de salida.

La **corriente de cortocircuito** del transformador viene dada por la siguiente expresión:

$$I_{cc} = I_n \cdot \frac{100}{U_{cc}} \quad (29)$$

Donde:

- I_{cc} = intensidad de cortocircuito.
- I_n = intensidad nominal.
- U_{cc} = tensión de cortocircuito del transformador (%).

Para un transformador de 2500 kVA, se considera una tensión de cortocircuito de 7%.

Dicho esto, en la tabla siguiente se calculan las intensidades de cortocircuito tanto para el lado de media tensión como de baja tensión.

Tabla 17. Intensidades de cortocircuito del transformador

Media Tensión	
I_{n1}	50'7 A
U_{cc}	7 %

I_{cc1}	724'3 A
Baja Tensión	
I_{n2}	2375 A
U_{cc}	7 %
I_{cc2}	33'9 kA

6.11 Elementos de la parte de Media Tensión

6.11.1 Cabinas de Media Tensión

Las celdas o cabinas de línea que se disponen a continuación del transformador son un conjunto de secciones verticales, en las cuales se ubican equipos de maniobra, medida, protección y control; montados en uno o más compartimientos insertos en una estructura metálica externa, y que cumple la función de recibir y distribuir la energía eléctrica. El diseño y fabricación de las celas deberá ser de acuerdo con la norma IEC62271. Se situarán en exterior por tanto deben tener protección IP65.

Se seleccionan celdas de media tensión tipo 8DJH del fabricante Siemens, con aislamiento de SF6, las cuales estarán constituidas por los siguientes componentes principales:

- Relé de protección para el transformador, un dispositivo de protección de sobrecorriente y fallo a tierra para distribución primaria y secundaria. Se selecciona el relé de protección de fuga por tierra SIL-A, del fabricante FANOX.
- Embarrado.
- Interruptor seccionador.
- Detector de tensión integrado, en concreto CAPDIS-S2+ del fabricante Kries.
- Panel de mando.

6.11.2 Centro de seccionamiento

Cercano al apoyo para el paso de subterráneo a aéreo se dispone un centro de transformación prefabricado al que llegará la línea de media tensión.

Como se ilustra en la Figura 22, el centro de transformación consistirá en una envolvente prefabricada de hormigón armado, instalada en superficie, en cuyo interior se incorporan todos los componentes eléctricos: desde las celdas de media tensión, hasta los cuadros de baja tensión, incluyendo el transformador, dispositivos de control e interconexiones entre los diversos elementos. Desde este centro de transformación se alimentarán los consumos de los servicios auxiliares y de los trackers o seguidores.

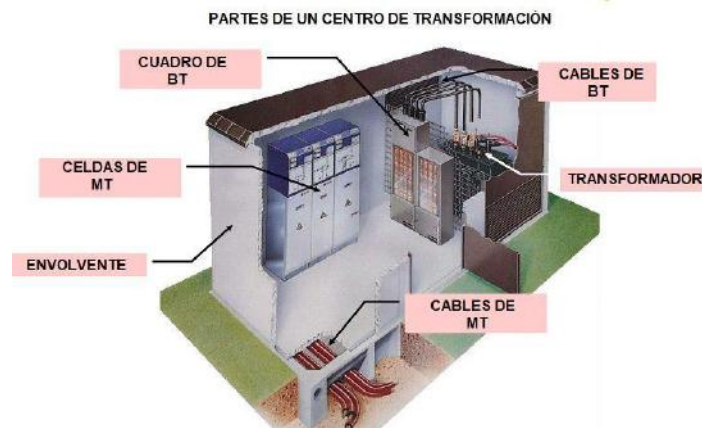


Figura 22: Partes del centro de transformación. Fuente: areatecnologia.com

Las celdas de media tensión permiten la medida, protección y control de la línea de evacuación hacia la red. Las dos primeras celdas son las de entrada y salida, respectivamente, de la línea de media tensión, mientras que la última será la salida hacia el transformador, a través del cual se realiza la alimentación de los servicios auxiliares. Estas celdas están compuestas por un embarrado común, seccionadores de puesta a tierra e interruptores seccionadores. En la siguiente figura se ilustra el esquema unifilar de las celdas de media tensión y el transformador.

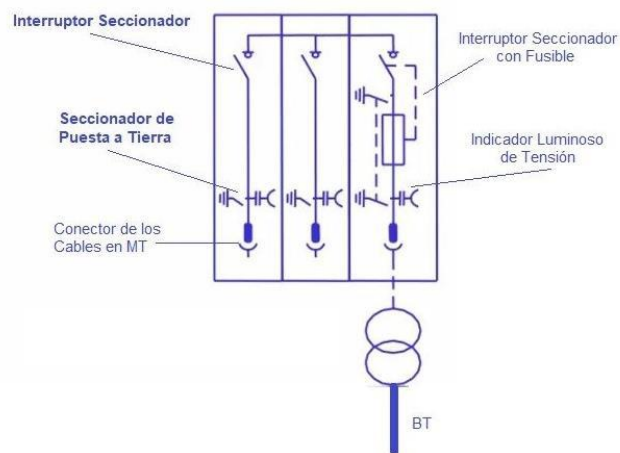


Figura 23: Esquema unifilar del centro de transformación. Fuente: areatecnologia.com

A pesar de que el armario de servicios auxiliares no suele requerir una potencia mayor de 20 kW, el transformador tendrá una potencia de 50 kVA, pues no es común encontrar en la práctica transformadores trifásicos de menor potencia. A continuación del transformador tendremos el cuadro de baja tensión, y desde aquí saldrá el cableado de alimentación de los servicios auxiliares y los seguidores.

6.11.3 Conexión a red

La conexión a red se hará a través de un apoyo para poder pasar la línea de evacuación de subterránea a aérea. Este poste se situará en la esquina noreste de la parcela, cercana a la linde de esta. Desde este apoyo, la línea de media tensión será aérea hasta la conexión a red, la cual se encuentra a 106 metros.

La empresa distribuidora debe tener siempre fácil acceso a nuestros datos de generación y consumo, además también tiene el poder de corte y desconexión.

Para cuantificar la energía que se genera e inyecta a la red para su facturación, se instalará un **equipo de medida o contador de salida homologado** por la empresa eléctrica distribuidora. Este contador digital bidireccional tendrá la capacidad de medir en ambos sentidos y se situará en el poste de apoyo para el paso de la línea de evacuación de subterránea a aérea.

El equipo a instalar consistirá en una unidad combinada de medida en poste para aplicaciones trifásicas en líneas aéreas, basada en un transformador de tensión e intensidad del fabricante Artech, con seccionadores unipolares y pararrayos autoválvula. Además se dispondrá un registrador de medidas del fabricante Landis para su conexión en exterior.



Figura 24: Unidad de medida en poste trifásica con sensores. Fuente: artech.com

6.12 Auxiliares

Para la seguridad de la planta, así como su control y monitorización son necesarias algunas instalaciones complementarias al generador fotovoltaico, las cuales se integrarán en un edificio prefabricado de 2'4 x 8 metros. Con el objetivo de satisfacer los requerimientos energéticos de estos equipos se construye una zanja por la cual irá el cableado de baja tensión desde el centro de transformación hasta la caseta de auxiliares. Para este tramo el cable será unipolar de aluminio, con aislamiento 0,6/1 kV XLPE e irá directamente enterrado. La caseta se trata de un edificio prefabricado adecuadamente acondicionado para el trabajo de los operarios de mantenimiento. Estará ubicado en el norte de la parcela, cercano al acceso principal del parque y a la línea aérea de media tensión, concretamente a una distancia de unos 20 metros del centro de transformación.

6.12.1 Sistema de control y monitorización

Se trata de un sistema de gran importancia ya que permite verificar de manera remota el correcto funcionamiento de la instalación fotovoltaica a tiempo real, con el objetivo de actuar rápidamente en el caso de detectar daños o averías y poder llevar a cabo una reparación y mantenimiento del sistema de módulos fotovoltaicos.

En nuestro caso, la planta fotovoltaica se dotará de un sistema de monitorización, el cual consiste en la recogida de datos de los inversores y demás equipos de la instalación. La información obtenida de los inversores aportará datos de producción y otra serie de variables que indican la situación de los equipos. Esta información será elemental para el mantenimiento y mejor aprovechamiento de la instalación. La solución propuesta se basa en un sistema con una CPU centralizada en la caseta de control, con una red de comunicación de fibra óptica. El cable de fibra óptica irá desde el inversor hasta la caseta de control, enterrado en la misma zanja que alberga el cableado de media tensión, pero a diferente altura.

6.12.2 Sistema de seguridad

Dado que un proyecto con estas características supone una gran inversión y normalmente estará ubicado en terrenos aislados, se hace indispensable la instalación de un conjunto de elementos que integran el sistema de seguridad y vigilancia.

En primer lugar, se procederá al cierre de la planta, mediante **valla perimetral** con puerta de acceso principal de dos hojas. Además, se incorporará **iluminación zonal** y un sistema de seguridad **CCTV o circuito cerrado de televisión**, para evitar intrusos o posibles incidencias. Los equipos que requiere dicho sistema son cámaras, cables y un monitor para visualizar las imágenes. Se ubicarán cámaras cada 30 metros por todo el perímetro de la planta, lo que supone un total de 31 cámaras. Estas cámaras reciben las imágenes que son enviadas a los monitores por cable donde son observados por el personal.

6.13 Protecciones

Es primordial garantizar la seguridad de las personas y, en segundo lugar, la protección de los elementos que se instalan. Para ello hay que proteger la instalación frente a cortocircuitos y sobrecargas, mediante algunos de los elementos más comunes como son fusibles, interruptores o descargadores de sobretensión. En lo que se refiere al cableado, este debe estar aislado de la intemperie y ser resistente a la humedad y a la luz solar.

6.13.1 Parte de corriente continua

En la parte del generador antes de llegar al inversor se instalan los siguientes elementos de protección:

- **Fusibles:** se instalan en serie en el cableado para proteger al circuito frente a cortocircuitos y sobrecargas. Su funcionamiento se basa en un hilo conductor, dimensionado de tal forma que al pasar una intensidad de corriente determinada este se funde dando lugar a la interrupción de la intensidad de corriente. Además, el interior del fusible se rellena con un material extintor para la extinción del arco eléctrico que aparece con la interrupción brusca de la corriente.

Uno de los parámetros fundamentales de los fusibles es la intensidad de corriente para la cual su circuito interno se abre. Dicho valor suele establecerse entre 1'5 y 2 veces la intensidad de cortocircuito en condiciones estándar de medida de la cadena a la que se pretende proteger. En nuestro caso, los strings tienen una intensidad de cortocircuito de 11'6 A, por lo que se seleccionan fusibles de intensidad 25 A.

- **Descargadores de sobretensión:** si debido a alguna situación excepcional como la caída de un rayo, el voltaje del sistema fotovoltaico aumenta, los dispositivos pueden sufrir importantes daños. Para evitar esto se instalan descargadores de sobretensión, los cuales están compuestos por varistores. Estos dispositivos se intercalan entre los equipos que se quieren proteger y la tierra, por lo que, si ocurre una sobretensión, el varistor deriva toda la intensidad generada a la tierra.

Para el correcto funcionamiento, estos dispositivos tienen que ser capaces de operar a una tensión de 1'25 veces el voltaje en circuito abierto del generador. Las cajas de conexiones seleccionadas permiten una tensión máxima de 1500 V y el valor en circuito abierto en el generador es:

$$V_{OC} \cdot 1'25 = 1183'2 \cdot 1'25 = 1479 V < 1500 V \quad (30)$$

- **Interruptores de corriente continua:** se instalan en las cajas de conexiones y permiten seccionar al grupo de strings fotovoltaicos conectados en paralelo en dicha caja. Deben ser capaces de abrirse en carga sin dañarse bajo unas condiciones de trabajo de 1'25 veces la intensidad de cortocircuito de toda

la sección del generador, y soportar una tensión de 1'25 veces el voltaje en circuito abierto de esa sección.

Además de estos elementos, los cuales se encuentran todos integrados en las cajas de agrupamiento de los strings, la instalación está compuesta en su totalidad por elementos con aislamiento de Clase II. Por otro lado, en el inversor también contamos con ciertos elementos de protección:

- **Fusibles** a la entrada del inversor.
- **Seccionadores DC**: se trata de un elemento electromecánico que permite separar de manera mecánica un circuito de otro y se usa para energizar o desenergizar la tensión de corriente continua que llega al inversor.
- **Vigilantes de aislamiento**: en el sistema fotovoltaico, como se verá a continuación, ninguno de los polos de corriente continua se conecta a tierra (configuración flotante), por lo que es necesario asegurarse de que están correctamente aislados. Para ello, el inversor posee un sistema de detección de fallo de aislamiento, de forma que cuando detecta algún fallo lo comunica mediante una señal luminosa. La alarma se generará cuando la resistencia de aislamiento del generador, en ohmios, sea menor que 10 veces el voltaje de generación en voltios.
- **GFDI (Ground Fault Detection Interruption)**: es un dispositivo fundamental y una de las mayores protecciones del inversor, pues si se detecta algún fallo en el generador, este elemento manda a los seccionadores aislar el inversor y no permite la conexión hasta que el fallo se haya solucionado.

6.13.2 Parte de corriente alterna

En la parte de corriente alterna, el inversor dispondrá de las siguientes protecciones:

- **Interruptores** a nivel de etapas de potencia.
- **Protección de funcionamiento en isla**: de esta forma, el inversor puede detectar cuando en la red eléctrica no hay tensión y automáticamente deja de funcionar e inyectar energía en dicha red. Esta función de corte la realiza el interruptor **automático de red**, elemento que maniobra y protege la salida en corriente alterna del inversor.
- **Varistores de alterna**: para la protección contra sobretensiones. Se utiliza como limitador de picos de voltaje y su función es conducir la corriente a tierra cuando el voltaje es excesivo.
- En los cuadros de baja tensión para auxiliares tendremos también **interruptor general** e **interruptor magnetotérmico**.
- **Relés de protección**: los cuales protegen los interruptores y proporcionan información del sistema para ayudar a administrarlo.
- **Seccionadores de puesta a tierra**.
- **Interruptor seccionador de línea**: al cual tendrá acceso la compañía eléctrica distribuidora, para poder cortar cuando sea necesario.

6.13.3 Puesta a tierra

La instalación de puesta a tierra tiene la función de establecer un **camino alternativo de la corriente** para

garantizar la seguridad y protección de las personas y de las propias instalaciones frente a las descargas eléctricas, fugas u otros efectos no deseados de la corriente eléctrica. Se debe llevar a cabo siguiendo la normativa vigente en este tipo de instalaciones; es decir, sin alterar las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora.

El RD 1699/2011 indica en su artículo 15 que “Las masas de la instalación de generación estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora y cumplirán con lo indicado en los reglamentos de seguridad y calidad industrial vigentes que sean de aplicación.”.

La parte principal de continua son los módulos fotovoltaicos, que van enmarcados en una estructura metálica, apoyados a su vez en soportes metálicos. El esquema más seguro y utilizado para la parte de continua de los sistemas fotovoltaicos conectados a red es el IT (según la ITC-BT-24), comúnmente denominado **configuración flotante**. Según este esquema, los terminales positivo y negativo del generador fotovoltaico se aíslan de tierra, mientras que todos los marcos y estructuras metálicas de los módulos, es decir, las masas se llevan a tierra.

De esta forma, la resistencia de aislamiento de la parte de continua debe mantenerse siempre por encima de unos niveles de seguridad. Para asegurar dichos niveles son necesarios:

- **Aislamiento de clase II** en los módulos fotovoltaicos, cables y cajas de conexión.
- **Controlador permanente de aislamiento**, integrado en el inversor, que detecte cuando la resistencia de aislamiento sea inferior a un valor determinado. Con esta condición se garantiza que la corriente de defecto va a ser inferior a 30 mA, que marca el umbral de riesgo eléctrico para las personas. En caso de fallo, el inversor detendrá su funcionamiento y se activará una alarma visual en el equipo.

La razón por la que las masas deben estar conectadas a tierra es porque en caso de que exista un defecto entre la parte activa del generador y su masa, con la puesta a tierra un posible contacto no sería peligroso, ya que el conductor de tierra conduciría toda la intensidad que pudiera derivarse.

Además, ante el impacto de un rayo, la puesta a tierra facilita la conducción de este hacia la propia tierra, minimizando las sobretensiones.

El cable conductor que se utiliza para conectar las masas a tierra se conoce como conductor de protección (CP) y suele identificarse por los colores verde y amarillo.

El objetivo al diseñar la red de tierras de la planta será conseguir la mayor **equipotencialidad** posible, por lo que estará constituida de la siguiente forma:

- Anillo perimetral por toda la periferia de la parcela realizado mediante conductor de cobre desnudo de sección 35 mm² enterrado, a través del cual se pondrán a tierra tanto el vallado, como el sistema de vigilancia de la planta. Se optará por un sistema de picas equidistantes cada 50 metros. Las picas tendrán un diámetro de 14 mm, una longitud de 2 metros y se enterrarán verticalmente a una profundidad de 0,80 metros.
- Anillo alrededor del generador fotovoltaico, rodeando a todos los módulos y, además otra línea transversal en el anillo de forma que todos los trackers puedan conectarse a tierra, tal y como se ilustra en la Figura 26. Estos conductores también serán de cobre desnudo de 35 mm² enterrado. Para la conexión de los trackers a la tierra se hace a través de cables de menor sección atornillados a la pata de cada estructura. También se disponen picas de 14 mm y 2 metros de largo, separadas cada 50 metros en el anillo que rodea el generador.
- Se unirán además al sistema de tierras las partes metálicas de las estructuras, así como las carcasas del inversor y todos los elementos metálicos con posibilidad de entrar en contacto con partes activas de la instalación.

- Para el caso del Centro de Transformación y el edificio de servicios auxiliares se dispone un anillo rectangular para cada uno de 35 mm² de sección con 1 pica por vértice de diámetro 14 mm y 2 metros de longitud cada una a una profundidad de 0,8 m. Todas las partes metálicas no unidas a los circuitos principales de todos los aparatos y equipos instalados en el CT se unirán a la tierra de protección: envolventes de las celdas y cuadros de BT, rejillas de protección, carcasa de los transformadores y la armadura del edificio. No se unirán, por contra, las rejillas y puertas metálicas del centro, si son accesibles desde el exterior.
- Adicionalmente se dispone un conductor de 50 mm² en las zanjas para los cables de media tensión.
- Se dispondrán **puentes de prueba** para la independencia de los circuitos de tierra que se deseen medir sin tener influencia de los restantes. Para ello se colocan **arquetas de verificación** de tierras en los puntos de unión con una barra de conexión formada por una pletina de cobre y bornes de conexión para los conductores. Tendrá unas dimensiones de 300 x 300 mm y tapa robusta.



Figura 25: Arqueta de verificación de tierra. Fuente: construccion.geoscopio.com

Esta red de tierras será independiente de la tierra del neutro del transformador, así como de la de protección del centro de transformación, de tal forma que no exista influencia en la red general de tierra. Para este caso se empleará un cable de cobre aislado.

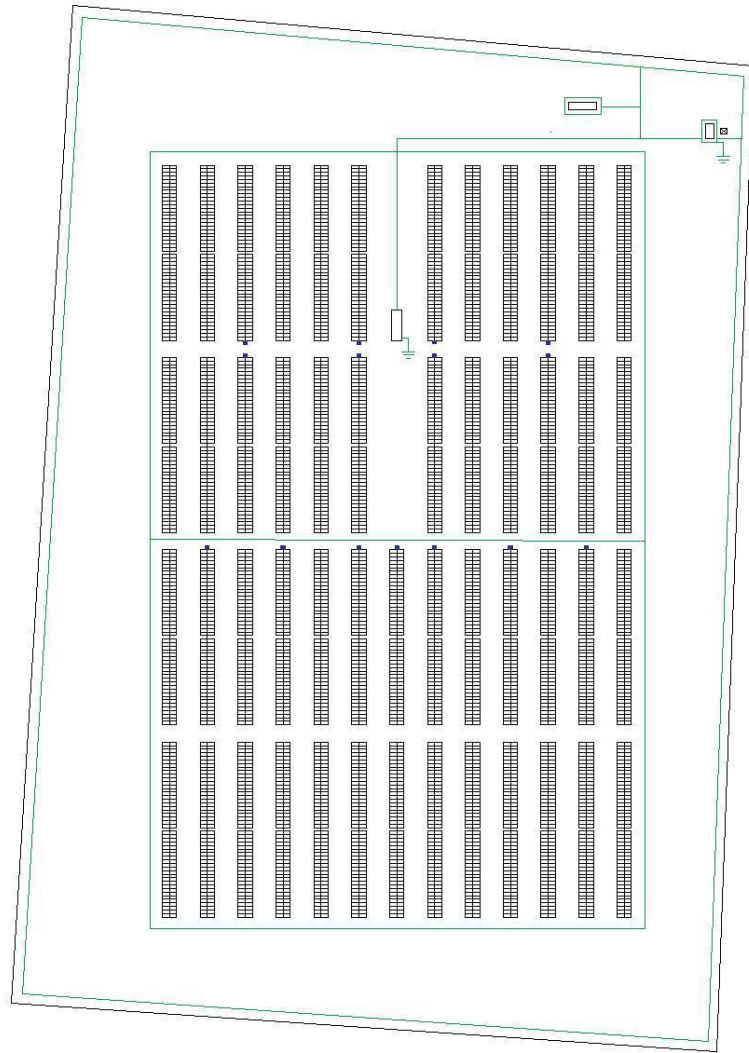


Figura 26: Esquema de puesta a tierra. Fuente: elaboración propia

7 OBRA CIVIL

La obra civil comprende varios aspectos, como son el acondicionamiento del terreno, las estructuras y sus cimentaciones, así como la realización de zanjas para el cableado. Por otra parte, se contemplan el cerramiento de la parcela y el acceso a esta. En la fase de construcción, todas las actividades que impliquen el movimiento de tierras están principalmente asociadas a la adecuación y creación de caminos de acceso a la planta fotovoltaica y a la adecuación de la parcela para la instalación de los seguidores, los edificios, así como a la apertura de las zanjas necesarias para el cableado.

7.1 Acondicionamiento del terreno

Favorablemente, el terreno es completamente llano, así que no es necesaria la adaptación del terreno mediante movimiento de tierras. Sin embargo, si se necesita llevar a cabo el desbroce del terreno y la limpieza de restos de hierbas para poder dejar la zona lo más limpia posible y facilitar la instalación. Esta operación se realizará hasta unos 25 cm de profundidad.

7.2 Edificios

7.2.1 Centro de transformación

Para el centro de transformación, la estructura seleccionada es de tipo caseta, concretamente el modelo PFU-4 del fabricante Ormazabal, cuyas dimensiones son 4460 x 2380 mm. La estructura cuenta con un foso enterrado para el cableado, por lo que la altura visible son 2585 mm, mientras que la altura total son 3045. El edificio está formado por una envolvente monobloque y una cubierta amovible, ambas prefabricadas de hormigón armado, y es autoportante con capacidad estructural suficiente para responder a las solicitaciones a las que se ven sometidos durante toda su vida útil, incluidas la manipulación, instalación y servicio. Responde a los requisitos de diseño de la norma IEC 62271-202 (Centros de transformación prefabricados de alta tensión / baja tensión).

Dispone de dos puertas metálicas, una para acceso de peatón a la zona de las celdas de media y otra de acceso al transformador, y rejillas de entrada y salida de aire para ventilación natural.

Para la entrada y salida de cables de media tensión y baja tensión posee orificios semiperforados en el foso de la base, y además un orificio, por encima de la cota 0 en la pared frontal, de diámetro 140 mm, para la entrada de una acometida auxiliar de baja tensión.

7.2.2 Caseta de servicios auxiliares

En el edificio de servicios auxiliares se instalan la oficina, sala de ordenadores y un baño para el personal de la planta. Para ello se selecciona una caseta prefabricada con estructura autoportante sencilla, con una puerta y dos ventanas. Sus dimensiones son de 2'4 x 8 metros y posee una altura de 2'8 metros. A pesar de tener ventanas equipadas con persianas, contará con iluminación interior de LED, luces de emergencia y una unidad de aire acondicionado. Además, estará elevada unos 8 cm para evitar humedades y frío.

La caseta será de material metálico color blanco con paredes de paneles tipo sándwich, estando la fachada trasdosada con chapa ondulada, mientras que el pavimento interior será de PVC.

7.3 Cimentaciones y excavación

La estructura de seguimiento y soporte de los módulos fotovoltaicos será una estructura de acero galvanizado hincada directamente sobre el terreno, por tanto, no es necesaria una cimentación.

Para la sujeción del vallado perimetral al terreno se cimentará una pequeña zapata cuadrada de hormigón embebida en el terreno en cada pilar de esta.

El conjunto formado por el inversor, el transformador y demás equipos irá apoyado sobre una plataforma metálica compacta y resistente, y todo ello necesitará una cimentación con losa de hormigón armado de 25 cm de espesor.

Por otro lado, para la cimentación del centro de transformación se construye un foso con unas dimensiones de tal forma que haya 400 mm a cada lado del perímetro del edificio. En la base del foso se va a disponer una placa de hormigón armado con un espesor de 10 cm, sobre la que se debe distribuir homogéneamente a regla, una capa de arena de nivelación de 40 mm de espesor.

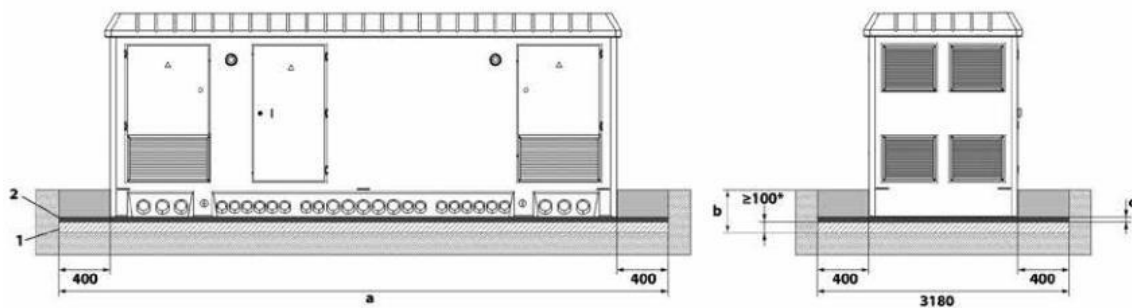


Figura 27: Planos de excavación CT. Fuente: ormazabal.com

Durante la ejecución se debe evitar la acumulación del material excavado y equipos junto al borde de la excavación, tomándose las precauciones que impidan el derrumbamiento de las paredes y la caída al fondo de dichos materiales. Como norma general, mantener un área de 3 m alrededor de la excavación, libre de materiales y tráfico de vehículos. En caso de lluvias se debe efectuar el achique inmediato del agua en el interior de la excavación para evitar que se altere la estabilidad de los taludes.

Una vez realizadas las conexiones del cableado se debe proceder al sellado de los orificios inferiores para garantizar una estanqueidad apropiada haciendo uso de sellante de poliuretano.

7.4 Zanjas

Las zanjas tendrán por objeto alojar las líneas subterráneas de baja y media tensión, el conductor de puesta a tierra, el cableado de vigilancia y la red de comunicaciones. El trazado de las zanjas se diseña tratando que sea lo más rectilíneo posible y respetando los radios de curvatura mínimos de cada uno de los cables utilizados.

La profundidad de las zanjas será de 0'8 metros para los tramos de baja tensión y de 1'2 metros de profundidad para media tensión. El ancho variará en función de las ternas de cable, siendo el ancho mínimo para el caso de una solar terna 60 cm. Los laterales de la zanja han de ser compactos y no deben desprender piedras o tierra.

El diseño de las zanjas de baja tensión se hace atendiendo a la instrucción ITC-BT-07, "Redes subterráneas para distribución en baja tensión". El lecho de la zanja que va a recibir el cableado será liso y estará libre de aristas

vivas, cantos, piedras, etc. En el mismo se dispondrá una capa de arena de mina o de río lavada, de espesor mínimo 0,05 m sobre la que se colocará el cable. Por encima del cable irá otra capa de arena o tierra cribada de unos 0,10 m de espesor. Ambas capas cubrirán la anchura total de la zanja, la cual será suficiente para mantener 0,05 m entre los cables y las paredes laterales. Por encima de la arena todos los cables deberán tener una protección mecánica como placas protectoras de plástico colocadas transversalmente. Se colocará también una cinta de señalización que advierta de la existencia del cable eléctrico de baja tensión. Su distancia mínima al suelo será de 0,10 m, y a la parte superior del cable de 0,25 m.

En cuanto a las zanjas para media tensión se actuará de forma parecida a las zanjas de baja tensión, así que se dispondrá un lecho de arena de 0'1 metros de espesor, sobre los que descansarán los conductores. Por encima de los mismos se vuelve a rellenar con otra capa de arena de 0'15 metros. Por último, se instalarán las placas protectoras y de señalización explicadas anteriormente.

7.5 Cerramiento y accesos

La solución escogida para el cierre perimetral de la planta es mediante **valla de simple torsión** y carecerá de elementos cortantes o punzantes como alambres de espino o similar. Se acondicionará con espacios para el paso de animales y elementos de señalización para las aves. Tendrá una altura de 2 metros y se considera una distancia entre postes de 2,5 metros. Además, se disponen postes de refuerzo inclinados cada 30 metros.

El acceso principal de la planta será a través de una **puerta de dos hojas**, también de simple torsión, de 5 metros de ancho por 2 metros de alto.

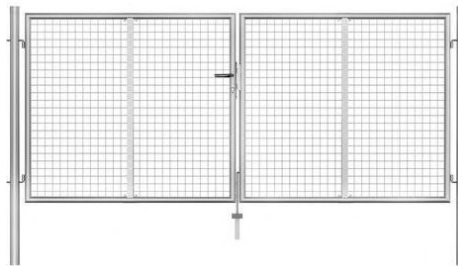


Figura 28: Puerta de acceso. Fuente: manomano.es

En cuanto al diseño de la **red de viales**, se procederá a la adecuación de los caminos existentes en los tramos en los que no tengan los requisitos mínimos necesarios para la circulación de los vehículos especiales, y en aquellos puntos donde no existan caminos se construirán nuevos caminos.

En primer lugar, para el acceso a la planta por la zona norte de la parcela y desde la carretera SE-9104, se acondicionará un camino en línea recta de 300 m lineales para el acceso de vehículos.

Las características de este camino de acceso son las siguientes:

- Ancho vial de doble sentido: 5,00 m
- Espesor del firme en tierras sin aglomerantes: 20cm
- Pendiente de bombeo en una o dos vertientes: 1%
- Ancho de cuneta en tierra: 1m
- Inclinación longitudinal de drenaje cuneta en tierra: 1,00 a 2,50%.

Para la ejecución del firme se retirará la capa de Nivel 0 del terreno, manto vegetal, con espesor entre 0,15 m y 0,25 m. En el vaciado practicado con el desbroce se verterá, extenderá y compactará material seleccionado.

Se finaliza el vial con una capa de 20 cm de espesor, inclinada hacia uno o dos lados, dependiendo del drenaje,

en el sentido natural de la evacuación de aguas del terreno y con una cota de altura final de 20 cm como mínimo del nivel del terreno colindante.

Asimismo, en el interior de la planta, para facilitar el acceso de vehículos para las operaciones de inspección y mantenimiento, se realizará un camino de 4 metros de anchura en la parte central superior del generador y otro por todo el perímetro interior de la parcela.

Las zahorras para base y firmes de caminos, será material procedente de cantera o de la zona de trabajo.

8 PRESUPUESTO

El presupuesto de la instalación se realiza considerando precios lo más realistas posibles. Algunos de ellos se obtienen de los precios proporcionados directamente por el fabricante, otros de listas o bancos de precios, y otros a partir de los porcentajes típicos que supone cada elemento sobre el total de la inversión en las instalaciones de plantas fotovoltaicas. Por tanto, este presupuesto se considera como un punto de partida, entendiendo que la inversión final podría variar en cierta medida. Además, no se tienen en cuenta algunos costes difícilmente cuantificables a priori como pueden ser impuestos municipales, permisos, salarios, seguros, tasas administrativas, etc.

Código	Concepto	Ud	Cantidad	Precio unitario (€/Ud)	Precio total (€)
1	Generador fotovoltaico				
1.1	Panel solar Monocristalino ATERSA de 144 medias células A450M OPTIMUM GS de 450W	ud	4800	129	619.200
1.2	Seguidor solar Braux Bihilera con ángulo de giro $\pm 60^\circ$ con 96 paneles por tracker	ud	50	3.400	170.000
1.3	Inversor Central Jema Gama IFX6 de 2100 kW de potencia nominal	ud	1	81.300	81.300
1.4	Transformador Transforma.smart Ormazabal de 2.500 kVA	ud	1	38.900	38.900
2	Cableado				
2.1	Cableado tramo 1	m	2488	0'75	1.866
2.2	Cableado tramo 2	m	842	14'5	12.209
2.3	Cableado tramo 3	m	12	34	408
2.4	Cableado tramo 4	m	390	4'75	1.852'5
2.5	Caja de conexión 8 entradas sin monitorización	ud	1	450	450
2.6	Caja de conexión 12 entradas sin monitorización	ud	8	1.025	8.200
2.7	Caja de conexión 16 entradas sin monitorización	ud	6	1.250	7.500
3	Equipos de media tensión				
3.1	Celdas de media tensión	ud	6	3.500	21.000
3.2	Protecciones				57.500

3.3	Centro de transformación	ud	1		115.000
3.4	Sistema de medida (contador)	ud	1		8.000
4	Sistema de puesta a tierra				15.000
5	Obra civil				
5.1	Vallado perimetral con malla de simple torsión de 2 metros de altura	m	979	12'06	11.806'74
5.2	Puerta de acceso de simple torsión con doble hoja	ud	1	385'9	385'9
5.3	Desbroce y limpieza del terreno con medios mecánicos hasta una profundidad mínima de 25 cm	m ²	60.000	0'9	54.000
5.4	Camino de acceso	m	300	43'16	12.948
5.5	Viales interiores	m	1.100	27'16	29.876
5.6	Zanjas para BT	m ³	280'08	55'49	15.541'6
5.7	Zanjas para MT	m ³	126	55'49	6.991'74
5.8	Losa de cimentación de hormigón armado para inversor-transformador	m ³	8	229'44	1.835'52
5.9	CT prefabricado	ud	1	6.705'69	6.705'69
5.10	Caseta prefabricada auxiliares	ud	1	8.300	8.300
6	Otros componentes y equipos				
6.1	Sistema de control y monitorización	ud	1	34.200	24.200
6.2	Sistema de vigilancia e iluminación	ud	1	54.000	37.000
7	Estudios y análisis				80.000
8	Coste del terreno	m ²	60.000	1'8	108.000
9	Coste de instalación				242.000

COSTE TOAL DE LA INVERSIÓN	1.752.857 €
-----------------------------------	--------------------

El coste total de la planta fotovoltaica se estima entorno a unos 1.752.857 €, lo que supone un precio de la energía por vatio de unos 0'8 €/W.

9 SIMULACIÓN CON PVSYST

Para obtener la producción de energía de la planta fotovoltaica vamos a llevar a cabo la simulación del sistema a través de un software de cálculo de instalaciones fotovoltaicas. En nuestro caso vamos a utilizar PVsyst, una herramienta de diseño para evaluar la efectividad y las posibilidades de implementación de los sistemas fotovoltaicos. Para ello se definen las características del sistema, así como el sitio donde se encuentra y se lleva a cabo la simulación. Permite también definir las pérdidas detalladas, sombreados, así como efectuar la evaluación económica, a partir de la definición de costes y parámetros financieros.

Este software permite también definir distintas variantes para un mismo sistema, por tanto, en nuestro caso crearemos **dos variantes**:

1. Sistema con módulos fijos
2. Sistema con seguimiento a 1 eje

De esta forma podremos calcular la **ganancia de energía** que se obtiene instalando seguimiento a un eje, respecto de un sistema fijo. En la actualidad, para la mayoría de las instalaciones esta ganancia está entre el 20% y el 30%.

9.1 Simulación y resultados

Para desarrollar el diseño de la planta fotovoltaica con PVsyst empezamos definiendo las coordenadas del sitio geográfico, a partir del cual se obtienen los datos meteorológicos de irradiancia, temperatura, velocidad del viento, etc.

Para la inclinación, en el caso de la variante de módulos fijos seleccionamos un ángulo de 35°, mientras que, para la segunda variante, elegimos un sistema de seguimiento a 1 eje con rango de inclinación $\pm 60^\circ$.

A continuación, definimos los modelos del módulo y del inversor y definimos el conjunto fotovoltaico, especificando el número de módulos por cadena y el número total de cadenas de la planta.

En cuanto a las pérdidas, seleccionamos los valores por defecto que ofrece el programa, pues se trata de valores medios habituales. Algunos de estos valores son los siguientes:

Tabla 18. Pérdidas detalladas en PVsyst

Factor de pérdida térmica	20 W/m ² K
Pérdidas en el circuito de corriente continua	1'5 %
Pérdidas en el circuito de corriente alterna	1%
Pérdida de eficiencia del módulo	-1'3%
Pérdida de desajuste del módulo	2%
Pérdida por degradación inducida por la luz (LID)	2%

Pérdida por suciedad anual	3%
Pérdida por indisponibilidad	2%

El perfil del horizonte es casi plano, por lo que las pérdidas por sombreados lejanos serán mínimas, mientras que los sombreados entre filas se calcularán durante la simulación tras haber indicado la separación entre estas.

Una vez definidas las dos variantes (sistema fijo y sistema con seguimiento), así como todos sus parámetros correspondientes, se procede a ejecutar la simulación y los resultados que se obtienen son los siguientes:

Tabla 19. Resultados de producción de la simulación con PVsyst

	Sistema fijo	Sistema con seguimiento solar
Producción del sistema	3129 MWh/año	3848 MWh/año

9.2 Análisis de la ganancia obtenida con seguimiento a 1 eje

A partir de los resultados de producción de energía anual obtenidos en la simulación y plasmados en la tabla anterior tenemos la posibilidad de calcular la ganancia que se obtiene al instalar un sistema de seguimiento solar, respecto a un sistema fijo.

$$Ganancia (\%) = \frac{3848 - 3129}{3129} \cdot 100 = 22'98\% \quad (31)$$

Tal y como podemos comprobar, adoptando una solución con seguidores solares, podremos obtener hasta casi un 23% más de energía que en el caso de una solución con módulos fijos. Además, el valor de ganancia obtenido se encuentra en el rango de valores habituales para este tipo de sistemas.

9.3 Análisis económico

Dado que PVsyst permite también realizar el análisis económico a partir de los datos de costes y parámetros financieros, vamos a definir estos valores para ambas variantes del proyecto. Para los costes de la instalación introducimos los valores del presupuesto. Todos los costes serán iguales, excepto el de la estructura soporte, que en el caso de tener seguidores será aproximadamente un 57% mayor. A pesar de que el coste de mantenimiento podría ser algo más elevado para el sistema con seguidores solares, consideramos el mismo en ambos casos e igual a 20.000 € al año.

En cuanto a los parámetros financieros tomamos los siguientes valores:

- Vida del proyecto 20 años
- Inflación 2%/año
- Tasa de descuento 8%/año

- Variación de la producción lineal anual 1%/año
- Impuestos sobre la renta 25%/año
- Dividendos 18%/año

Para el financiamiento suponemos que en torno al 75% de la inversión serán fondos propios, un 5% subsidios y un 20% préstamos.

En lo que respecta a la tarifa de alimentación la fijamos en 0'08 €/kWh, con una variación anual del 2%/año y una reducción después de garantía del 50%.

Con estos datos y a partir del análisis económico realizado con el software PVsyst obtenemos:

Tabla 20. Resultados económicos con PVsyst

	Sistema fijo	Sistema con seguimiento solar
Retorno de la inversión	33'7%	58'9 %
Periodo de recuperación	13'5 años	10'7 años
Valor actual neto	570.036'67 €	1.032.509 €
LCOE	0'056 €/kWh	0'047 €/kWh

Con los resultados económicos obtenidos para cada variante, se observa a simple vista la **mayor rentabilidad y beneficio** al instalar sistemas **con seguimientos** solar. Para el sistema fijo, por tanto, el periodo de recuperación es mayor y el retorno de la inversión menor.

Asimismo, el **LCOE** o coste de la energía es menor para el caso de seguimiento. Este parámetro se trata de un indicador fundamental, es el coste de construir y operar una instalación generadora de energía a lo largo de toda su vida útil y se calcula dividiendo los costes totales de la instalación entre la producción de energía. En consecuencia, podríamos decir que “nos cuesta menos” producir la energía cuando instalamos módulos con seguimiento solar, en lugar de hacerlo con una posición fija.

Las tablas con los resultados económicos detallados para cada año, obtenidas con PVsyst son las siguientes:

Tabla 21. Resultados económicos detallados (EUR), Sistema Fijo. Fuente: PVsyst

	Venta de electricidad	Principal del préstamo	Intereses del préstamo	Costos de func.	Subsidio de amortizaci	Ingreso imponible	Impuestos	Beneficio después de ir	Divid. 18.00%	Cumul lucro	% amorti.
2022	250359	9144	20181	20000	0	210178	52544	148490	26728	-1132510	9.1%
2023	257920	9892	19833	20400	0	217887	54472	153723	27670	-1000717	17.9%
2024	285581	10274	19051	20808	0	225722	56430	159017	28623	-874484	28.4%
2025	273342	10890	18435	21224	0	233683	58421	164372	29587	-753866	34.6%
2026	281203	11544	17781	21649	0	241773	60443	169786	30562	-638111	42.6%
2027	289185	12236	17089	22082	0	249995	62499	175280	31547	-527868	50.2%
2028	297228	12971	16355	22523	0	258349	64587	180791	32542	-422178	57.6%
2029	305388	13749	15576	22974	0	266838	66710	186380	33548	-321483	64.7%
2030	313850	14574	14751	23433	0	275485	68866	192025	34565	-225423	71.6%
2031	322012	15448	13877	23902	0	284233	71058	197727	35591	-133837	78.2%
2032	330474	16375	12950	24380	0	293144	73288	203483	36637	-48587	84.7%
2033	339036	17358	11968	24867	0	302201	75560	209294	37673	38547	90.9%
2034	347899	18399	10926	25365	0	311408	77862	215157	38728	115600	97.0%
2035	356961	19503	9822	25872	0	320787	80192	221072	39793	190926	102.9%
2036	365324	20673	8652	26390	0	330283	82571	227039	40867	262498	108.7%
2037	374287	21913	7412	26917	0	339958	84990	233055	41950	330525	114.3%
2038	383350	23228	6097	27456	0	349797	87449	239120	43042	395151	119.7%
2039	392513	24622	4703	28005	0	359805	89951	245232	44142	458521	125.1%
2040	401777	26099	3226	28565	0	369988	92496	251390	45250	514771	130.3%
2041	411140	27685	1860	29136	0	380344	95088	257693	46367	570037	135.6%
Total	6'557'910	336'357	250'146	485'947	0	5'821'817	1'455'454	4'030'906	725'401	570'037	135.5%

Tabla 22. Resultados económicos detallados (EUR), Seguimiento Solar. Fuente: PVsyst

	Venta de electricidad	Principal del préstamo	Intereses del préstamo	Costos de func.	Subsidio de amortizaci	Ingreso imponible	Impuestos	Beneficio después de ir	Divid. 18.00%	Cumul lucro	% amorti.
2022	307888	9402	20751	20000	0	267117	66779	190338	34388	-1143208	11.2%
2023	317166	9966	20187	20400	0	276579	69145	197488	35644	-973911	21.9%
2024	326587	10584	19589	20808	0	286189	71547	204078	36734	-811907	32.3%
2025	336131	11198	18955	21224	0	295951	73988	210765	37938	-656988	42.3%
2026	345798	11870	18284	21649	0	305885	76466	217529	39155	-508941	51.9%
2027	355588	12582	17571	22082	0	315935	78984	224389	40388	-367551	61.1%
2028	365501	13337	16817	22523	0	326182	81540	231284	41631	-232599	70.0%
2029	375538	14137	16016	22974	0	336548	84137	238274	42889	-103887	78.0%
2030	385697	14985	15188	23433	0	347096	86774	245337	44161	18383	86.9%
2031	395980	15884	14289	23902	0	357809	89452	252473	45445	135907	94.6%
2032	406386	16837	13316	24380	0	368690	92173	259680	46742	247179	102.6%
2033	416915	17848	12306	24867	0	379742	94936	266959	48053	353192	110.0%
2034	427568	18919	11235	25365	0	390968	97742	274307	49375	454054	117.2%
2035	438343	20054	10100	25872	0	402371	100593	281725	50710	549971	124.1%
2036	449242	21257	8896	26390	0	413955	103489	289210	52058	641141	130.9%
2037	460283	22532	7621	26917	0	425725	106431	296781	53417	727783	137.4%
2038	471408	23884	6289	27456	0	437683	109421	304378	54788	810027	143.8%
2039	482676	25317	4836	28005	0	449835	112459	312059	56171	888120	150.0%
2040	494067	26836	3317	28565	0	462185	115546	319803	57564	962222	156.1%
2041	505581	28447	1707	29136	0	474738	118685	327607	58969	1032509	162.0%
Total	8'064'304	345'857	257'211	485'947	0	7'321'145	1'830'286	5'145'002	926'100	1'032'509	162.0%

No obstante, todos los parámetros del sistema, así como los resultados están detallados en el informe generado con PVsyst, el cual se adjunta en los anexos del proyecto.

BIBLIOGRAFÍA

- *Energías renovables*. APPA Renovables. <https://www.appa.es/energias-renovables/>
- Quiroa, M. (2019, 11 noviembre). *Energía renovable*. Economipedia. <https://economipedia.com/definiciones/energia-renovable.html>
- *¿Qué son las energías renovables?*. Twenergy. <https://twenergy.com/energia/energias-renovables/que-son-las-energias-renovables-516/>
- Díaz, A. (2015, 14 febrero). *¿Cuánta energía se puede extraer de la radiación solar?* ENERGÉTICA FUTURA - BLOG del autoconsumo energético actual y del futuro. <https://energeticafutura.com/blog/cuanta-energia-se-puede-extraer-de-la-radiacion-solar/>
- *El Sol, fuente básica de energía*. Ambientum Portal del Medioambiente. https://www.ambientum.com/enciclopedia_medioambiental/energia/el_sol_fuente_basica_de_energia.asp
- Arancibia Bulnes, C., & Best Y Brown, R. (2010). *Energía del Sol*. *Revista Ciencia*.
- *Energía solar: todo lo que tienes que saber*. (2021, 29 junio). factorenergia. <https://www.factorenergia.com/es/blog/autoconsumo/energia-solar/>
- *Otovo: Todo sobre Energía Solar y Autoconsumo*. (2021, 7 julio). Otovo Blog. <https://www.otovo.es/blog/>
- *Energía solar*. <https://solar-energia.net/>
- (2021, 1 marzo). *Historia de las células solares y su evolución*. Grupo JAB. <https://www.grupojab.es/historia-de-las-celulas-solares-y-su-evolucion-tecnologica/>
- Informe Anual UNEF. (2020). *El sector fotovoltaico hacia una nueva era*. <https://unef.es/informacion-sectorial/informe-anual-unef/>
- Roca, J. A. (20-05-05). *El mercado fotovoltaico mundial instaló 115 GW en 2019 y ya acumula 627 GW*. *El periódico de la energía*. <https://elperiodicodelaenergia.com/el-mercado-fotovoltaico-mundial-instalo-115-gw-en-2019-y-ya-acumula-627-gw/>
- *El espectacular crecimiento conseguido en 2019 posiciona al sector fotovoltaico como un motor de la recuperación económica*. UNEF. <https://unef.es/2020/07/el-espectacular-crecimiento->

[conseguido-en-2019-posiciona-al-sector-fotovoltaico-como-un-motor-de-la-recuperacion-economica/](#)

- Soria, A. (2021, 10 mayo). *Legislación fotovoltaica en España (2021)*. Censolar. <https://www.censolar.org/legislacion-fotovoltaica-2021/>
- Pérez, B. (2020). *Todo lo que necesitas saber sobre la Energía Fotovoltaica* (3.^a ed., Vol. 1). Academia de Energía Solar.
- Moreno Alfonso, N., & García Díaz, L. (2010). *Instalaciones de energía fotovoltaica*. Garceta.
- Castro Gil, M.-A. (2004). *Energía solar fotovoltaica* ([2a ed.]). Progensa.
- Labouret, A., Villos, M., & Madrid Cenzano, A. (2008). *Energía solar fotovoltaica : manual práctico* (adaptado al Código Técnico de la Edificación) . Antonio Madrid Vicente.
- Lorenzo, E. (2014). *Electricidad solar fotovoltaica* . PROGENSA, Promotora General de Estudios.

ANEXO I: FICHAS TÉCNICAS



ptimum *nueva gama*



Módulo solar fotovoltaico (144 ½ Mono PERC 6")
A-xxxM GS 144 HM6 9BB (430/435/440/445/450 W)

- **Optimice sus instalaciones.**
- **Alta eficiencia** del módulo y potencia de salida estable, basado en una tecnología de proceso innovadora.
- **Funcionamiento eléctrico excepcional** en condiciones de alta temperatura o baja irradiación.
- Facilidad de instalación gracias a un **diseño de ingeniería innovador.**
- **Riguroso control de calidad** que cumple con los más altos estándares internacionales.
- **Garantía, 10 años** contra defectos de fabricación y **25 años** en rendimiento.



**A-xxxM GS 144 HM6 9BB (ES)** (xxx = potencia nominal)

Características eléctricas	A-430M GS 144	A-435M GS 144	A-440M GS 144	A-445M GS 144	A-450M GS 144
Potencia Máxima (Pmax)	430 W	435 W	440 W	445 W	450 W
Tensión Máxima Potencia (Vmp)	40.70 V	40.90 V	41.10 V	41.30 V	41.50 V
Corriente Máxima Potencia (Imp)	10.57 A	10.64 A	10.71 A	10.78 A	10.85 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	48.50 V	48.70 V	48.90 V	49.10 V	49.30 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	11.31 A	11.39 A	11.46 A	11.53 A	11.60 A
Eficiencia del Módulo (%)	19.78	20.01	20.24	20.47	20.70
Tolerancia de Potencia (W)			0/+5		
Máxima Serie de Fusibles (A)			20		
Máxima Tensión del Sistema (IEC)			DC 1.000 V / DC 1.500V (**)		
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (°C)			45±2		

Características eléctricas medidas en Condiciones de Test Standard (STC), definidas como: Irradiación de 1000 w/m², espectro AM 1.5 y temperatura de 25 °C.
 Tolerancias medida STC: ±3% (Pmp); ±2% (Voc, Vmp); ±4% (Isc, Imp).
 Best in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) used, power measurement uncertainty is within +/- 3%
 (***) Máxima tensión del sistema de 1.500 V se fabrica bajo pedido.

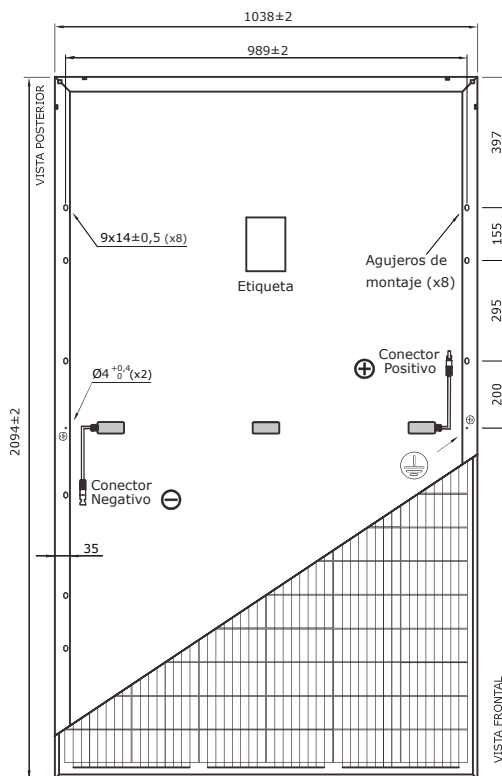
Especificaciones mecánicas

Dimensiones (± 2.0 mm.)	2094x1038x40 mm.
Peso (± 0.5 kg)	24.0 kg
Máx. carga estática, frontal (nieve y viento)	5400 Pa
Máx. carga estática, posterior (viento)	2400 Pa
Máx. impacto granizo (diámetro/velocidad)	25 mm / 23 m/s

Materiales de construcción

Cubierta frontal (material/tipo/espesor) (*)	Cristal templado/grado PV/3.2 mm
Células (cantidad/tipo/dimensiones)	144 células (6x24)/ Mono PERC 9BB/ 166 x 83 mm
Marco (material/color)	Aleación de aluminio anodizado/plata
Caja de conexiones (protección/nº diodos)	IP68/3 diodos
Cable (longitud/sección) / Connector	300 mm. /4 mm ² /Compatible MC4

(*) Con capa anti-reflectante

Vista genérica construcción módulo

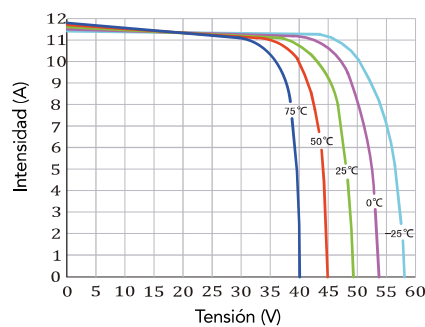
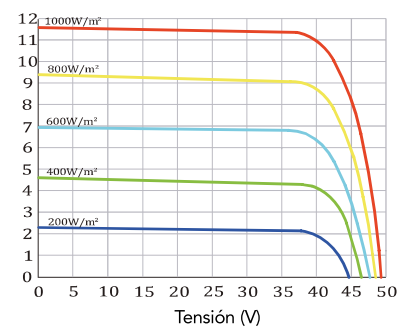
El dibujo no está a escala

Características de temperatura

Coef. Temp. de Isc (TK Isc)	0.049 % / °C
Coef. Temp. de Voc (TK Voc)	-0.271 % / °C
Coef. Temp. de Pmax (TK Pmax)	-0.352 % / °C
Reducción eficiencia (200W/m ² 25°C)	< 5%
Temperatura de Funcionamiento	-40 to +85 °C

Embalaje

Módulos/palé	27 pzas
Palés/contenedor 40´ HQ	22 palés
Módulos/contenedor 40´ HQ	594 pzas
Palés/contenedor 20´	10 palés
Módulos/contenedor 20´	270 pzas

Temperatura Varía (A-450M GS 144)**Irradiación Varía (A-450M GS 144)**

NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.

➔ www.atersa.com • atersa@elecnor.com
 Madrid (España) +34 915 178 452 • Valencia (España) +34 961 038 430

Revisado: 18/01/21
 Ref.: MU-M6M 6x24 M6 9BB GS (ES)-B
 © Atersa SL, 2019




2100
2250
2400
2550

DATOS DE ENTRADA

Tensión MPPT mínima (FP=1) ⁽¹⁾⁽²⁾	740 V	790 V	840 V	890 V
Tensión MPPT máxima	1170 V	1250 V		
Vacío máxima	1400 V	1500 V		
Corriente máxima ^(25°C)	3300 A			
Conexiones Paneles	18 entradas			
Sistema de detección de fallo de aislamiento	SI (medida aislamiento, opcional GFDI)			

DATOS DE SALIDA

Potencia nominal de salida (S/P ^{18nom})	2100 kVA/kW	2250 kVA/kW	2400 kVA/kW	2550 kVA/kW
Potencia máxima de salida (S/P ^{25°C}) ⁽²⁾	2347 kVA/kW	2515 kVA/kW	2682 kVA/kW	2850 kVA/kW
Tensión nominal (3F +10%, -15%)	515 V	550 V	585 V	620 V
Corriente máxima ^(50°C)	2375 A			
Corriente máxima ^(25°C)	2650 A			
Frecuencia	50/60 Hz			
Factor de Potencia	Ajustable (1 a potencia nominal)			
THD Salida	< 3% a potencia nominal			
Aislamiento galvánico	NO (Opción BT/MT-BT/BT)			
Rendimiento Máx.	98,5 %	98,6 %	98,6 %	98,7 %
Rendimiento EUR	98,2 %	98,2 %	98,3 %	98,4 %
Estructura de control	Lógica de control y DSP, Tecnología SVM			
Comunicaciones	Puerto de comunicaciones RS -485, Ethernet,...			

PROTECCIONES

Sobretensiones	Entradas y salida
Sobreintensidades	Entradas y salida
Polarización inversa	Sí
Sobret temperatura	Sí
Frecuencia máx. / mín.	Sí
Tensión máx./mín.	Sí
Funcionamiento en isla	Desconexión automática

DATOS GENERALES

Temperatura de funcionamiento	- 20°C ...+ 50°C ⁽³⁾⁽⁴⁾
Humedad relativa	0%-100%
Dimensiones (h x w x d)	2.300 x 2.870 x 1780 mm
Peso	4.500 Kg
Altitud	1000 msnm ⁽⁴⁾
Índice de Protección (IP)	IP54

⁽¹⁾ Para otros factores de potencias consulte con JEMA para Vdc(Q) ⁽²⁾ V red nominal; ⁽³⁾ derating 50-60°C; ⁽⁴⁾ Temp. máx. ajustar en 1,5°C cada 100m sobre altitud de referencia 1000m (ejemplo a 2200msnm : 50°C - (1,5*(2200-1000)/100) = 32°C); ⁽⁴⁾ S=f(Vac), S=Snom a Vac=1pu



Transformadores MT/BT para redes de distribución

transforma.smart

Transformador con cambiador de tomas en carga y unidad de control

Hasta 24 kV 2000 kVA

Normas IEC



Reliable innovation. Personal solutions.

www.ormazabal.com

Prólogo

La creciente demanda de energía, la mayor exigencia de calidad de su suministro y la prioridad en la reducción del consumo de recursos naturales, precisan la utilización de equipos que respondan con unos altos niveles de fiabilidad, seguridad y eficiencia energética.

La orientación hacia las necesidades del cliente y el dominio de nuevas tecnologías nos permite ofrecer productos de acuerdo a estas exigencias.

Fabricamos una completa gama de transformadores de distribución y/o potencia sumergidos en dieléctrico líquido, con un rango de potencias desde 25 kVA hasta 10 MVA y niveles de aislamiento de hasta 72,5 kV.

Los transformadores **transforma.smart** de **Ormazabal** con cambiador de tomas en carga (OLTC) pueden regular la baja tensión sin cortes en el suministro. Gracias a la unidad de control **ekor.tsm** y sus algoritmos de regulación, el transformador mantiene estable la tensión en las redes de distribución compensando las fluctuaciones de la media tensión y reaccionando dinámicamente, en baja tensión, a los cambios de carga y generación distribuida (movilidad eléctrica y fuentes de energías renovables).

En la actualidad, más de 250 000 **transforma** de **Ormazabal** están instalados en redes de distribución pública, industria, parques eólicos y plantas fotovoltaicas en todo el mundo.



Ventajas

La integración de la unidad de control **ekor.tsm** junto al OLTC, permite no solo la regulación de la tensión, sino que abre la puerta a realizar tareas en remoto desde el puesto de mando, la comunicación de medidas de parámetros de red o funciones de protección del transformador.

Seguridad

- Protección por temperatura, presión y nivel del dieléctrico líquido
- Diseño del mecanismo de maniobra del OLTC intrínsecamente seguro

Fiabilidad

- Ensayado conforme a IEC 60076, IEC 61000 e IEC 60214
- Tecnología de vacío probada
- Vida útil equivalente a la de un transformador con cambiador de tomas sin carga
- Probado en nuestro Centro de Investigación y Tecnología, formado por la UDEX y nuestro laboratorio de alta potencia (2500 MVA)

Eficacia

- Retrofitting: tamaño similar al de los transformadores convencionales gracias al compacto diseño del OLTC
- Pérdidas de los transformadores conforme al Reglamento UE 548/2014 (Ecodiseño)

Sostenibilidad

- Ayuda en la integración en la red de distribución de las fuentes de energía renovables y el vehículo eléctrico
- Volumen y peso contenidos gracias al compacto diseño del OLTC (contenido de líquido dieléctrico, acero...)

Normativa

IEC

IEC 60076
IEC 60214
IEC 61000
Reglamento UE 548/2014
(Ecodiseño)

Bajo demanda

Otras normas, especificaciones y reglamentos

Datos técnicos

Potencia nominal	[kVA]	Desde 250 hasta 2000*
Tensión más alta del material en primario	[kV]	Hasta 24
Tensión más alta del material en secundario	[V]	Según requisitos del cliente
Frecuencia	[Hz]	50 / 60
Posiciones del OLTC		Hasta 9
Tensión de paso entre tomas	[V]	Máximo 600
Pérdidas	[W]	Conforme al Reglamento UE 548/2014
Tensión de cortocircuito		Según requisitos del cliente
Grupo de conexión		Según requisitos del cliente
Tipo de refrigeración		ONAN

(*) La potencia máxima depende de la tensión en el primario. Para más información, contacte con **Ormazabal**.

Seguidor Solar BRAUX[®]

1 eje Horizontal

BRAUX[®] **diseña a medida** y **fabrica** seguidores solares en función de las necesidades de cada cliente y proyecto en particular, utilizando la normativa local de cada país. Los seguidores con tecnología de movimiento horizontal son equipos que ofrecen gran **durabilidad**, **adaptabilidad** según las características del terreno y **sencillez** en su funcionamiento, diseñados para alcanzar la máxima **eficiencia** y **rentabilidad** de cada proyecto.

BRAUX[®] cuenta con una trayectoria de más de **14 años de experiencia** en el sector fotovoltaico, alcanzando **1,6 GW** de potencia instalada a nivel mundial y garantizando máxima **calidad** en todos sus equipos.

Mínimo Mantenimiento



- Mínimo rozamiento y desgaste
- Resistente a ambientes hostiles

Menor Coste De Fabricación Y Montaje



- Simplicidad de montaje
- Reducido número de componentes
- Sin soldadura en campo

Adaptación Al Terreno



- Absorción de altas pendientes
- Reducción en obra civil
- Aprovechamiento superficial máximo
- Flexibilidad en la implantación

Funcionamiento Inteligente



- Seguimiento astronómico del sol
- Adaptable a varios protocolos de comunicación
- Posibilidad de accionamiento autoalimentado
- Respuesta automática y configurable a las condiciones ambientales

Certificaciones



- ISO 9001 Sistemas de Gestión de la Calidad
- ISO 14001 Sistemas de Gestión Ambiental
- UNE EN 1090 Marcado CE de Estructuras Metálicas
- Equipos bancables, DUE DILIGENCE BANCABILITY



Características generales

Tipo de seguidor	Seguidor Solar 1 eje horizontal norte sur MONOHILERA, BIHILERA, TRIHILERA
Ángulo de giro	Hasta $\pm 60^\circ$
Número paneles/seguidor	Hasta 270 paneles por tracker
Tipo de cimentación	En función del terreno: hincado directo / perforado e hincado / micropilotes/ zapata, otros
Módulos fotovoltaicos	Estructura adaptable a los principales fabricantes: 72 células / 60 células / dual glass/ bifacial, otros
Tolerancia de pendiente	Hasta 15% de inclinación del terreno en dirección Norte - Sur, inclinación ilimitada en dirección Este-Oeste
GCR Ratio de cobertura del suelo	Rango habitual entre 33% y 52%

Características eléctricas

Agrupación eléctrica	1000V - 1500V
Motor	1 motor por fila de 150W
Consumos	Autoalimentado: 0Kwh/día No autoalimentado: 0,05Kwh/día
Sombras	Algoritmo backtracking personalizado que evita sombras y maximiza la producción
Algoritmo de control	Minicontrolador programado con cálculo astronómico
Control de movimiento	Mediante inclinómetro integrado en la tarjeta de control
Cargas de viento y nieve	A medida según requerimientos Gestión de abanderamiento configurable/ automatización de viento y nieve autónomo
Resistencia al viento	Hasta 150 km/h (Posibilidad de valores mayores bajo estudio)
Comunicaciones	Wireless ZizBee mesh network (sin cable) - TCP/IP (por cable)

Garantía

Estructura	10 años (Extensible)
Componentes	Hasta 5 años (Extensible)

Configuraciones

1V	1 Fila x (Desde 60 hasta 90 Columnas) por hilera
2V	2 Filas x (Desde 30 hasta 48 Columnas) por hilera
3H	3 Filas x (Desde 20 hasta 30 Columnas) por hilera

SIMPLE AND SAFE CONNECTION OF PHOTOVOLTAIC STRINGS, 1500 V

12 / 16 / 18 / 20 / 24 / 32

The new INGECON® SUN StringBox is a cost-effective PV string combiner box series designed for central inverter-based PV systems. The INGECON® SUN StringBox features efficient input and output DC wiring with fully rated DC disconnect switches for safe maintenance.

When used in combination with INGECON® SUN series central inverters, the INGECON® SUN StringBox outputs can be monitored by means of the optional DC input groups monitoring kit available for B and C series.

A complete range of equipment for all types of projects

Available in models ranging from 12 to 32 inputs and 1,500 V max. DC voltage, the INGECON® SUN StringBox provide the maximum flexibility and expandability in system design. The compact and rugged IP65 enclosure is designed for installation in outdoor environments, such as roof-mounted systems and large-scale solar farms.

Maximum protection

The INGECON® SUN StringBox is a passive combiner box equipped with touch-safe DC fuse holders, DC fuses, lightning induced DC surge arresters and load disconnect switch.

PROTECTIONS

- Up to 32 pairs of DC fuses.
- Available fuses: 10A, 12A, 15A, 16A, 20A, 25A, 30A, 32A (15A standard).
- Lightning induced DC surge arresters, type 2.
- Manual DC isolating switch.

OPTIONAL ACCESSORIES

- Lightning induced DC surge arresters, type 1+2.
- Pole mounting kit.
- PV connectors.

MAIN FEATURES

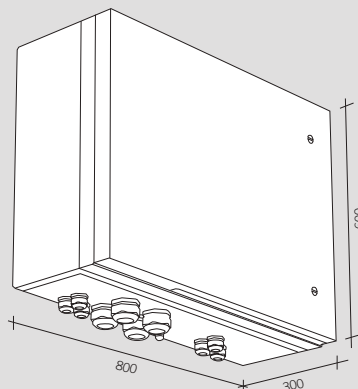
- Built to minimize system costs by providing the maximum flexibility.
- Available in 12, 16, 18, 20, 24, 32 inputs configurations.
- Rated for 1,500 Vdc maximum voltage
- Simplifies input and output wiring.
- Capability to connect up to 2 DC output cables per polarity (only for 12 and 16 inputs).
- IP65 protection rating.
- Maximum protection to corrosion and pollution thanks to the isolating polyester enclosure reinforced with fiberglass.



1,500 V				
	StringBox 12	StringBox 12B	StringBox 16	StringBox 16B
Input				
Maximum number of input strings	12 / 24 ⁽¹⁾	12 / 24 ⁽¹⁾	16 / 32 ⁽¹⁾	16 / 32 ⁽¹⁾
Maximum current per input (A)	12 / 24	12 / 24	12 / 24	12 / 24
Number of protection fuses	12	24	16	32
Type of fuses	gPV fuses, 10 x 85 mm, 30 kA			
Available fuses	10 A, 12 A, 15 A, 16 A, 20 A, 25 A, 30 A, 32 A (15 A / 30 A standard)			
Maximum DC voltage	1,500 Vdc			
Cable inlet	M40 cable glands (n.4 cables entry diameter: 6 to 10 mm for each cable gland)			
Inlet connections	Direct connection to fuse holders or distribution bar, wiring gauge 1.5 to 16 mm ²			
Output				
Rated total current (A) ⁽²⁾	144 / 288	144 / 288	192 / 384	192 / 384
Cable outlet	Up to 2 pairs of M50 cable glands (cable diameter: 27 to 35 mm)			
Outlet connections	Direct connection on copper plates, wiring gauge up to 2 x 240 mm ² per pole			
DC switch disconnect rating (A)	315 / 400	315 / 400	315 / 400	315 / 400
SPD				
Type	Type 1 (optional: Type 1+2)			
Grounding connection	M20 cable gland (cable diameter: 7 to 13 mm, wiring gauge 2.5 to 35 mm ²)			
General Information				
Enclosure type	Outdoor use, insulating cabinet (polyester reinforced with fiberglass)			
Protection rating	IP65			
Impact strength	IK10			
Operating temperature range	-20 °C to +55 °C			
Relative humidity (non-condensing)	0 to 95%			
Maximum altitude ⁽³⁾	2,000 m a.s.l.			
DC switch handle	Internal, lockable in open position			
Consumption (W)	0 W			
Size (mm)	800 x 600 x 300 (W x H x D)			
Weight (kg)	35	36	36	38
Marking	CE			
Electrical installations	IEC 60364-7-712			
LV Switchgear standards	IEC 61439-1, IEC 61439-2, AS/NZS 61439-2, AS/NZS 5033			
Electric shock protection	Class II equipment			

Notes: ⁽¹⁾ With external over-molding in line fuses and branch connectors ⁽²⁾ Over 50 °C ambient temperature, the current will be reduced at the rate of 3.5% every °C up to 55°C ⁽³⁾ Please contact Ingeteam for altitudes higher than 2,000 m.

Size (mm)



12
35 kg.
12B / 16
36 kg.
16B
38 kg.

BAJA TENSIÓN CA: 0,6/1kV · CC: 1,8 kV



TOPSOLAR PV



ZZ-F DUAL

Cables para instalaciones solares fotovoltaicas

DISEÑO

Conductor

Cobre electrolítico estañado, clase 5 (flexible) según EN 60228.

Aislamiento

Goma libre de halógenos (tipo XLEVA según UL / tipo E16 según TÜV).

Cubierta

Goma ignifugada (tipo XLEVA según UL / tipo EM8 según TÜV). Color negro.

APLICACIONES

Cables flexibles aptos para servicios móviles y para instalación fija. Adecuados para la conexión entre paneles fotovoltaicos y desde los paneles al inversor de corriente continua a alterna. Cable con certificado Dual, para los principales fabricantes mundiales de paneles solares y cajas de conexión.

Embalaje

Disponible en rollos con film retractilado (longitudes de 50 y 100 m) y bobinas.



CARACTERÍSTICAS

Conductor: Flexible clase 5/6	Radio de curvatura: 3 x diámetro exterior	Resistencia a los impactos: AG2 Medio	Resistencia a los rayos ultravioletas	Instalaciones solares fotovoltaicas
Temperatura mínima de servicio: -40°C	Marcaje: metro a metro	Resistencia al agua: AD7 Inmersión	Vida útil 30 años según UNE 60216-2	Intemperie
Temperatura máxima del conductor: 120°C	No propagación de la llama	Resistencia a los ataques químicos: excelente	Resistencia a grasas y aceites	
Temperatura máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s)	Instalación al aire libre: permanente	Resistencia a temperaturas ambientales extremas: excelente	Resistencia a abrasión	

CONDICIONES DE INSTALACIÓN

Norma nacional / Europea: UNE-EN 60332-1 / UNE-EN 50267-1 / UNE-EN 50267-2 / UNE-EN 61034 / NFC 32-070 (C2)
 Norma internacional: IEC 60332-1 / IEC 60754-1 / IEC 60754-2 / IEC 61034

TOPSOLAR PV ZZ-F DUAL 600 V

DIMENSIONES

Sección (mm ²)	Diámetro (mm)	Peso (Kg/km)	Aire libre (A)	Int. Sobre Superficie (A)	Int. Adyacente a Superficie (A)	Caída tensión (V/A · km)
1 x 4 (12 AWG)	6,3	71	55	52	44	14,3
1 x 6 (10 AWG)	6,9	91	70	67	57	9,49
1 x 10 (8 AWG)	8,6	148	98	93	79	5,46
1 x 16 (6 AWG)	9,6	206	132	125	107	3,47
1 x 25 (4 AWG)	11,0	296	176	167	142	2,23
1 x 35 (2 AWG)	12,1	390	218	207	176	1,58

TOPSOLAR PV ZZ-F DUAL 1000/2000V

DIMENSIONES

Sección (mm ²)	Diámetro (mm)	Peso (Kg/km)	Aire libre (A)	Int. Sobre Superficie (A)	Int. Adyacente a Superficie (A)	Caída tensión (V/A · km)
1 x 4 (12 AWG)	7,1	83	55	52	44	14,3
1 x 6 (10 AWG)	7,7	104	70	67	57	9,49
1 x 10 (8 AWG)	9,1	159	98	93	79	5,46
1 x 16 (6 AWG)	10,1	218	132	125	107	3,47
1 x 25 (4 AWG)	11,5	309	176	167	142	2,23
1 x 35 (2 AWG)	12,6	404	218	207	176	1,58

Otros datos técnicos pueden consultarse en la especificación particular del cable.

Top Cable se reserva el derecho de llevar a cabo cualquier modificación de esta ficha técnica sin previo aviso.



MEDIA TENSIÓN 6/10 kV, 8,7/15 kV, 12/20 kV y 18/30 kV



X-VOLT

RHZ1 AL / OL / 2OL



DISEÑO

Conductor

Conductor de aluminio electrolítico, clase 2
Opcionalmente, con obturación longitudinal (cables tipo -2OL)

Semiconductora interior

Pantalla sobre el conductor, de material semiconductor termoestable

Aislamiento

Polietileno reticulado (XLPE), reticulado en atmósfera de nitrógeno seco

Semiconductora exterior

Pantalla sobre el aislamiento, de material semiconductor termoestable y pelable

Pantalla metálica

Pantalla de alambres de Cu y contraespira de cinta de Cu, con una sección mínima de 16 mm²

Obturación longitudinal

Cinta higroscópica recubriendo totalmente la pantalla (cables tipo -OL y -2OL)

Cubierta exterior

Cubierta exterior de poliolefina libre de halógenos, color rojo

APLICACIONES

Cable para instalaciones fijas. Adecuado para el transporte y distribución de energía en redes de media tensión. Libre de halógenos. Apto para instalaciones interiores, exteriores o enterradas.

CARACTERÍSTICAS

90° Temperatura máxima del conductor: 90°C

Libre de halógenos, según UNE-EN 50267

250° Temperatura máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s)

Radio de curvatura: 15 x diámetro exterior

-15° Temperatura mínima de servicio: -15 °C

Además de las tensiones nominales indicadas, podemos suministrar bajo pedido tensiones asignadas de 26/45 y 38/66 kV.

Intensidades máximas según norma UNE 211435.

Otros datos técnicos pueden consultarse en la especificación particular del cable.

Top Cable se reserva el derecho de llevar a cabo cualquier modificación de esta ficha técnica sin previo aviso.

X-VOLT RHZ1 AL / OL / 2OL

Sección	Dimensiones			PESO (kg/km)	Datos eléctricos		Intensidades Máximas	
	Ø cond. (mm)	Ø ais. (mm)	Ø ext. (mm)		x (Ω/km a 50 Hz)	c (μZF/km)	Al aire (40°C) (A)	Enterrados (25°C) (A)
RHZ1 6/10 kV AL / OL / 2OL								
1x50	8,3	16,5	24,6	675	0,127	0,245	170	140
1x70	9,8	18,0	26,1	764	0,121	0,275	210	170
1x95	11,3	19,5	27,6	860	0,115	0,304	255	205
1x120	12,6	20,8	28,9	964	0,111	0,329	295	235
1x150	14,0	22,2	30,3	1055	0,108	0,357	335	260
1x185	15,6	23,8	32,9	1256	0,106	0,388	385	295
1x240	18,0	26,2	35,3	1455	0,101	0,434	455	345
1x300	20,3	28,5	37,6	1678	0,098	0,478	520	390
1x400	23,4	31,6	40,7	1974	0,094	0,538	610	445
1x500	27,0	35,2	44,3	2337	0,090	0,608	720	510
1x630	32,0	40,2	49,3	2897	0,086	0,704	840	580
1x800	34,0	42,2	51,3	3347	0,085	0,742	975	665
1x1000	39,0	47,2	56,3	4098	0,082	0,838	1130	755

RHZ1 8,7/15 kV AL / OL / 2OL								
1x50	8,3	18,7	26,8	721	0,133	0,199	170	140
1x70	9,8	20,2	28,3	812	0,126	0,221	210	170
1x95	11,3	21,7	29,8	911	0,120	0,243	255	205
1x120	12,6	23,0	31,5	1035	0,117	0,263	295	235
1x150	14,0	24,4	32,9	1130	0,113	0,283	335	260
1x185	15,6	26,0	35,1	1309	0,110	0,307	385	295
1x240	18,0	28,4	37,5	1511	0,105	0,342	455	345
1x300	20,3	30,7	39,8	1737	0,101	0,376	520	390
1x400	23,4	33,8	42,9	2038	0,097	0,421	610	445
1x500	27,0	37,4	46,5	2406	0,093	0,474	720	510
1x630	32,0	42,4	51,5	2973	0,089	0,547	840	580
1x800	34,0	44,4	53,5	3427	0,088	0,576	975	665
1x1000	39,0	49,4	58,5	4186	0,085	0,648	1130	755

RHZ1 12/20 kV AL / OL / 2OL								
1x50	8,3	20,7	28,8	796	0,137	0,172	170	140
1x70	9,8	22,2	30,7	910	0,131	0,191	210	170
1x95	11,3	23,7	32,2	1014	0,125	0,209	255	205
1x120	12,6	25,0	34,1	1155	0,122	0,225	295	235
1x150	14,0	26,4	35,5	1255	0,118	0,242	335	260
1x185	15,6	28,0	37,1	1409	0,114	0,261	385	295
1x240	18,0	30,4	39,5	1618	0,109	0,290	455	345
1x300	20,3	32,7	41,8	1851	0,105	0,318	520	390
1x400	23,4	35,8	44,9	2161	0,100	0,355	610	445
1x500	27,0	39,4	48,5	2539	0,096	0,398	720	510
1x630	32,0	44,4	53,5	3121	0,091	0,458	840	580
1x800	34,0	46,4	55,5	3580	0,090	0,482	975	665
1x1000	39,0	51,4	60,5	4353	0,087	0,542	1130	755

RHZ1 18/30 kV AL / OL / 2OL								
1x50	8,3	25,7	34,2	1031	0,148	0,134	170	140
1x70	9,8	27,2	36,3	1170	0,141	0,147	210	170
1x95	11,3	28,7	37,8	1286	0,135	0,160	255	205
1x120	12,6	30,0	39,1	1408	0,130	0,171	295	235
1x150	14,0	31,4	40,5	1518	0,126	0,183	335	260
1x185	15,6	33,0	42,1	1683	0,122	0,197	385	295
1x240	18,0	35,4	44,5	1910	0,116	0,217	455	345
1x300	20,3	37,7	46,8	2159	0,112	0,236	520	390
1x400	23,4	40,8	49,9	2492	0,107	0,262	610	445
1x500	27,0	44,4	53,5	2896	0,102	0,292	720	510
1x630	32,0	49,4	58,5	3514	0,097	0,333	840	580
1x800	34,0	51,4	60,5	3988	0,095	0,350	975	665
1x1000	39,0	56,4	65,5	4797	0,092	0,391	1130	755

HUERTAS SOLARES

TENSIÓN 1,8 kV DC - 0,6 / 1 kV AC

SERVICIO FIJO



GC EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC

LA MEJOR PROTECCIÓN MECÁNICA DURANTE EL TENDIDO,
LA INSTALACIÓN Y EL SERVICIO

EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC-0,6/1 kV AC

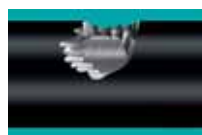
Conductor:	Cobre Clase 5 para servicio fijo (-k)
Aislamiento:	Polietileno Reticulado XLPE (X)
Asiento de Armadura:	Poliolefina libre de halógenos (Z1)
Armadura:	Fleje corrugado de AL (FA3)
Cubierta:	Elastómero termoestable libre de halógenos (Z). Color Negro
Norma:	AENOR EA 0038



Ecológico



Resistente a la acción de los roedores



Código	Sección	Diámetro exterior	Peso	Radio Mín. Curvatura	Intensidad al Aire ⁽¹⁾	Intensidad Enterrado ⁽²⁾	Caída tensión en DC
	mm ²	mm ²	kg/km	mm ²	A	A	V/A.km
1618110	1x10	12,0	230	120	80	77	4,87
1618111	1x16	13,0	290	130	107	100	3,09
1618112	1x25	14,8	405	150	140	128	1,99
1618113	1x35	15,9	510	160	174	154	1,41
1618114	1x50	17,5	665	175	210	183	0,984
1618115	1x70	19,8	895	200	269	224	0,694
1618116	1x95	21,6	1.125	220	327	265	0,525
1618117	1x120	23,6	1.390	240	380	302	0,411
1618118	1x150	25,6	1.695	260	438	342	0,329
1618119	1x185	27,5	2.010	275	500	383	0,270
1618120	1x240	30,8	2.615	310	590	442	0,204
1618121	1x300	34,4	3.245	345	659	500	0,163

(1) Al aire a 40°C según UNE 20460-5-523 Tabla A.52-1 bis Método F, 2 conductores cargados

(2) Enterrado, 25°C, 0,7 m de profundidad, 1,5 K m/W según UNE 20460-5-523 Tabla A.52-2 bis Método D

ANEXO II: INFORMES DE PVSYST

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: Planta Solar Fotovoltaica 2 MW

Variante: Sistema fijo (Referencia)

Cobertizos en el suelo

Potencia del sistema: 2160 kWp

El Campillo - España

PVsyst centro de entrenamiento

PVsyst centro de entrenamiento

PVsyst centro de entrenamiento



Proyecto: Planta Solar Fotovoltaica 2 MW

Variante: Sistema fijo (Referencia)

PVsyst V7.2.4

VCO, Fecha de simulación:
06/07/21 22:36
con v7.2.4

Resumen del proyecto

Sitio geográfico	Situación	Configuración del proyecto
El Campillo	Latitud 37.57 °N	Albedo 0.20
España	Longitud -5.22 °W	
	Altitud 158 m	
	Zona horaria UTC+1	

Datos meteo
El Campillo
Meteonorm 8.0 (2005-2017), Sat=100% - Sintético

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red	Cobertizos en el suelo	Necesidades del usuario
Simulación para el año n° 10		
Orientación campo FV	Sombreados cercanos	Carga ilimitada (red)
Plano fijo	Sombreados lineales	
Inclinación/Azimut 35 / 0 °		
Información del sistema		
Conjunto FV		Inversores
Núm. de módulos 4800 unidades		Núm. de unidades 1 Unidad
Pnom total 2160 kWp		Pnom total 2100 kWca
		Proporción Pnom 1.029

Resumen de resultados

Energía producida 3129 MWh/año	Producción específica 1449 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR 70.56 %
--------------------------------	--	-----------------------------

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del conjunto FV, Pérdidas del sistema.	3
Definición del horizonte	6
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	7
Resultados principales	8
Diagrama de pérdida	9
Gráficos especiales	10
Costo del sistema	11
Análisis financiero	12
Balance de emisiones de CO ₂	14



Proyecto: Planta Solar Fotovoltaica 2 MW

Variante: Sistema fijo (Referencia)

PVsyst V7.2.4

VC0, Fecha de simulación:
06/07/21 22:36
con v7.2.4

Parámetros generales

Sistema conectado a la red		Cobertizos en el suelo				
Orientación campo FV		Configuración de cobertizos		Modelos usados		
Orientación		Núm. de cobertizos	50 unidades	Transposición	Perez	
Plano fijo		Tamaños		Difuso	Perez, Meteonorm	
Inclinación/Azimut		35 / 0 °	Espaciamiento cobertizos	7.00 m	Circunsolar	separado
		Ancho de colector	4.21 m			
		Proporc. cob. suelo (GCR)	60.1 %			
		Ángulo límite de sombreado				
		Ángulo límite de perfil	34.3 °			
Horizonte		Sombreados cercanos		Necesidades del usuario		
Altura promedio		Sombreados lineales		Carga ilimitada (red)		
1.5 °						

Características del conjunto FV

Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Atersa	Fabricante	Jema
Modelo	A-450M GS	Modelo	IFX6
(Definición de parámetros personalizados)		(Definición de parámetros personalizados)	
Unidad Nom. Potencia	450 Wp	Unidad Nom. Potencia	2100 kWca
Número de módulos FV	4800 unidades	Número de inversores	1 unidades
Nominal (STC)	2160 kWp	Potencia total	2100 kWca
Módulos	200 Cadenas x 24 En series	Voltaje de funcionamiento	740-1170 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Proporción Pnom (CC:CA)	1.03
Pmpp	2003 kWp	Potencia total del inversor	
U mpp	905 V	Potencia total	2100 kWca
I mpp	2213 A	Núm. de inversores	1 Unidad
Potencia FV total		Proporción Pnom	1.03
Nominal (STC)	2160 kWp		
Total	4800 módulos		
Área del módulo	10433 m ²		

Pérdidas del conjunto

Pérdidas de suciedad del conjunto		Factor de pérdida térmica		Pérdidas de cableado CC	
Frac. de pérdida	3.0 %	Temperatura módulo según irradiancia		Res. conjunto global	6.7 mΩ
		Uc (const)	20.0 W/m ² K	Frac. de pérdida	1.5 % en STC
		Uv (viento)	0.0 W/m ² K/m/s		
LID - Degradación Inducida por Luz		Pérdida de calidad módulo		Pérdidas de desajuste de módulo	
Frac. de pérdida	2.0 %	Frac. de pérdida	-1.3 %	Frac. de pérdida	2.0 % en MPP
Pérdidas de desajuste de cadenas		Módulo de degradación media			
Frac. de pérdida	0.1 %	Año n°	10		
		Factor de pérdida	0.4 %/año		
		Desajuste debido a la degradación			
		Dispersión Imp RMS	0.4 %/año		
		Dispersión Vmp RMS	0.4 %/año		



Proyecto: Planta Solar Fotovoltaica 2 MW

Variante: Sistema fijo (Referencia)

PVsyst V7.2.4

VCO, Fecha de simulación:
06/07/21 22:36
con v7.2.4

Resultados principales

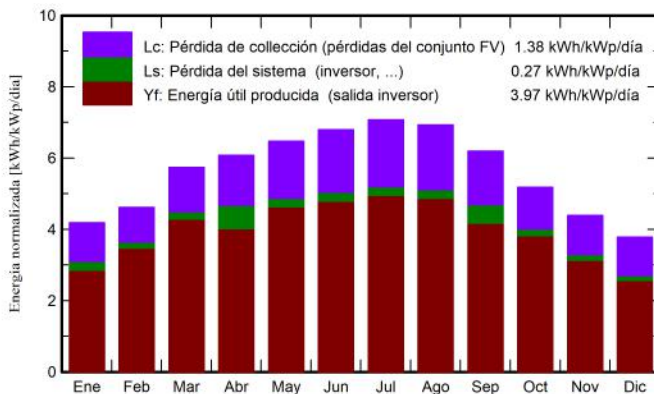
Producción del sistema

Energía producida 3129 MWh/año Producción específica 1449 kWh/kWp/año
Proporción de rendimiento (PR) 70.56 %

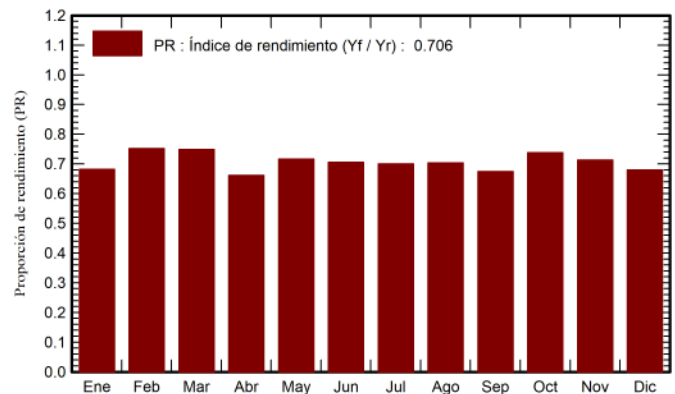
Evaluación económica

Inversión		Costo anual		LCOE	
Global	1'690'857.00 EUR	Anualidades	29'325.14 EUR/año	Costo energético	0.06 EUR/kWh
Específico	0.78 EUR/Wp	Costos de func.	24'297.37 EUR/año		
		Período de recuperación	13.5 años		

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	proporción
Enero	76.6	27.37	9.40	129.7	107.6	207.9	191.2	0.682
Febrero	90.3	36.64	10.88	129.3	116.8	220.7	210.0	0.752
Marzo	143.5	54.04	14.00	177.8	163.5	301.5	287.4	0.748
Abril	171.8	68.29	16.48	182.4	166.2	303.0	260.4	0.661
Mayo	211.2	71.10	21.03	200.6	182.3	326.5	310.2	0.716
Junio	225.6	69.11	25.43	203.8	185.3	326.7	310.6	0.706
Julio	237.3	63.70	28.50	219.4	200.6	348.3	331.6	0.700
Agosto	209.3	63.87	28.82	214.7	197.0	342.5	326.3	0.703
Septiembre	158.0	58.39	24.39	185.8	170.7	304.3	270.6	0.674
Octubre	117.9	43.64	19.87	160.6	147.1	268.7	256.1	0.738
Noviembre	81.7	31.13	13.21	131.8	112.4	213.6	203.0	0.713
Diciembre	67.0	26.55	10.42	117.2	93.2	181.4	172.0	0.680
Año	1790.1	613.84	18.58	2053.2	1842.7	3345.0	3129.5	0.706

Leyendas

GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_Grid	Energía inyectada en la red
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Proporción de rendimiento
GlobInc	Global incidente plano receptor		
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados		



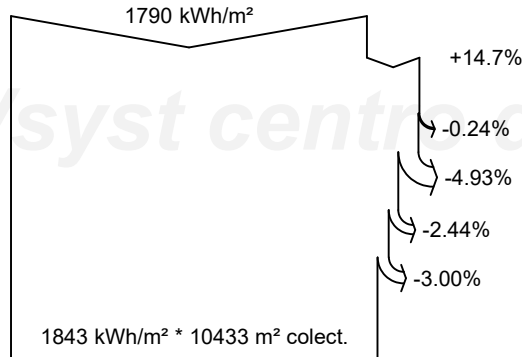
Proyecto: Planta Solar Fotovoltaica 2 MW

Variante: Sistema fijo (Referencia)

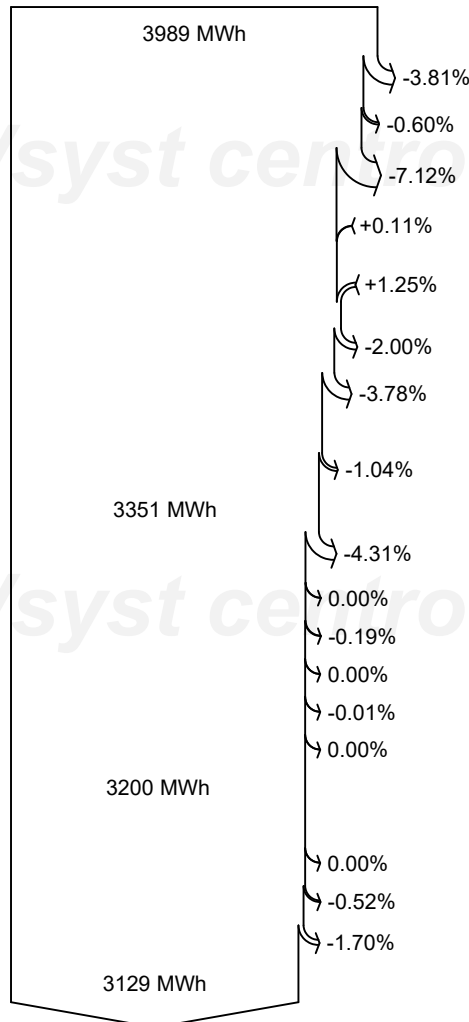
PVsyst V7.2.4

VCO, Fecha de simulación:
06/07/21 22:36
con v7.2.4

Diagrama de pérdida



eficiencia en STC = 20.75%



Irradiación horizontal global

Global incidente plano receptor

Sombreados lejanos / Horizonte

Sombreados cercanos: pérdida de irradiancia

Factor IAM en global

Factor de pérdida de suciedad

Irradiancia efectiva en colectores

Conversión FV

Conjunto de energía nominal (con efic. STC)

Pérdida de degradación módulos (por año #10)

Pérdida FV debido al nivel de irradiancia

Pérdida FV debido a la temperatura.

Corrección espectral

Pérdida calidad de módulo

LID - Degradación inducida por luz

Pérdidas de desajuste, módulos y cadenas

(incluyendo 1.7% para dispersión por degradación)

Pérdida óhmica del cableado

Energía virtual del conjunto en MPP

Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)

Pérdida del inversor sobre potencia inv. nominal

Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada máxima

Pérdida de inversor sobre voltaje inv. nominal

Pérdida del inversor debido al umbral de potencia

Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje

Energía disponible en la salida del inversor

Auxiliares (ventiladores, otros ...)

Pérdidas óhmicas CA

Indisponibilidad del sistema

Energía inyectada en la red



Proyecto: Planta Solar Fotovoltaica 2 MW

Variante: Sistema fijo (Referencia)

PVsyst V7.2.4

VCO, Fecha de simulación:
06/07/21 22:36
con v7.2.4

Costo del sistema

Costes de instalación

Artículo	Cantidad unidades	Costo EUR	Total EUR
Módulos FV			
A-450M GS	4800	129.00	619'200.00
Soportes para módulos	4800	22.50	108'000.00
Inversores			
IFX6	1	81'300.00	81'300.00
Otros componentes			
Accesorios, sujetadores	1	52'047.50	52'047.50
Cableado	1	16'335.50	16'335.50
Caja de conexiones	1	16'150.00	16'150.00
Sistema de monitoreo, pantalla de visualización	1	61'200.00	61'200.00
Sistema de medición, piranómetro	1	8'000.00	8'000.00
Estudios y análisis			
Ingeniería	1	80'000.00	80'000.00
Instalación			
Costo de instalación global por inversor	1	193'500.00	193'500.00
Ajustes	1	242'000.00	242'000.00
Costos del terreno			
Compra de terrenos	1	108'000.00	108'000.00
Preparación del terreno	1	105'124.00	105'124.00
Total			1'690'857.00
Activo amortizable			860'547.50

Costos de operación

Artículo	Total EUR/año
Mantenimiento	
Reparación	20'000.00
Total (OPEX)	20'000.00
Incluyendo inflación (2.00%)	24'297.37

Resumen del sistema

Costo total de instalación	1'690'857.00 EUR
Costos de operación (Incl. inflación 2.00%/año)	24'297.37 EUR/año
Energía producida	3129 MWh/año
Costo de la energía producida (LCOE)	0.056 EUR/kWh

PVsyst centro de entrenamiento



Proyecto: Planta Solar Fotovoltaica 2 MW

Variante: Sistema fijo (Referencia)

PVsyst V7.2.4

VCO, Fecha de simulación:
06/07/21 22:36
con v7.2.4

Análisis financiero

Período de simulación

Vida del proyecto 20 años Año de inicio 2022

Variación del ingreso a lo largo del tiempo

Inflación 2.00 %/año
Variación de producción (envejecimiento) 1.00 %/año
Tasa de descuento 8.00 %/año

Gastos dependientes de ingresos

Tasa de impuesto sobre la renta 25.00 %/año
Otro impuesto sobre la renta 0.00 %/año
Dividendos 18.00 %/año

Financiamiento

Fondos propios 1'270'000.00 EUR
Subsidios 84'500.00 EUR
Préstamo - Canjeable con anualidad fija - 20 años 336'357.00 EUR Tasa de interés: 6.00%/año

Venta de electricidad

Tarifa de alimentación 0.08 EUR/kWh
Duración de la garantía de tarifas 20 años
Impuesto de conexión anual 0.00 EUR/kWh
Variación de tarifa anual +2.0 %/año
Reducción de tarifa de alimentación después de la garantía 50.00 %

Retorno de la inversión

Período de recuperación 13.5 años
Valor presente neto (VPN) 570'036.67 EUR
Retorno de la inversión (ROI) 33.7 %
Dividendos pagados 725'401.00 EUR

Resultados económicos detallados (EUR)

	Venta de electricidad	Principal del préstamo	Intereses del préstamo	Costos de func.	Subsidio de amortización	Ingreso imponible	Impuestos	Beneficio después de impuestos	Divid. 6.00%	Cumul lucro	% amorti.
2022	250'359	9'144	20'181	20'000	0	210'178	52'544	148'490	26'728	-1'132'510	9.1%
2023	257'920	9'692	19'633	20'400	0	217'887	54'472	153'723	27'670	-1'000'717	17.9%
2024	265'581	10'274	19'051	20'808	0	225'722	56'430	159'017	28'623	-874'484	26.4%
2025	273'342	10'890	18'435	21'224	0	233'683	58'421	164'372	29'587	-753'665	34.6%
2026	281'203	11'544	17'781	21'649	0	241'773	60'443	169'786	30'562	-638'111	42.5%
2027	289'165	12'236	17'089	22'082	0	249'995	62'499	175'260	31'547	-527'668	50.2%
2028	297'226	12'971	16'355	22'523	0	258'349	64'587	180'791	32'542	-422'178	57.6%
2029	305'388	13'749	15'576	22'974	0	266'838	66'710	186'380	33'548	-321'483	64.7%
2030	313'650	14'574	14'751	23'433	0	275'465	68'866	192'025	34'565	-225'423	71.6%
2031	322'012	15'448	13'877	23'902	0	284'233	71'058	197'727	35'591	-133'837	78.2%
2032	330'474	16'375	12'950	24'380	0	293'144	73'286	203'483	36'627	-46'567	84.7%
2033	339'036	17'358	11'968	24'867	0	302'201	75'550	209'294	37'673	36'547	90.9%
2034	347'699	18'399	10'926	25'365	0	311'408	77'852	215'157	38'728	115'660	97.0%
2035	356'461	19'503	9'822	25'872	0	320'767	80'192	221'072	39'793	190'926	102.9%
2036	365'324	20'673	8'652	26'390	0	330'283	82'571	227'039	40'867	262'498	108.7%
2037	374'287	21'913	7'412	26'917	0	339'958	84'990	233'055	41'950	330'525	114.3%
2038	383'350	23'228	6'097	27'456	0	349'797	87'449	239'120	43'042	395'151	119.7%
2039	392'513	24'622	4'703	28'005	0	359'805	89'951	245'232	44'142	456'521	125.1%
2040	401'777	26'099	3'226	28'565	0	369'986	92'496	251'390	45'250	514'771	130.3%
2041	411'140	27'665	1'660	29'136	0	380'344	95'086	257'593	46'367	570'037	135.5%
Total	6'557'910	336'357	250'146	485'947	0	5'821'817	1'455'454	4'030'006	725'401	570'037	135.5%



Proyecto: Planta Solar Fotovoltaica 2 MW

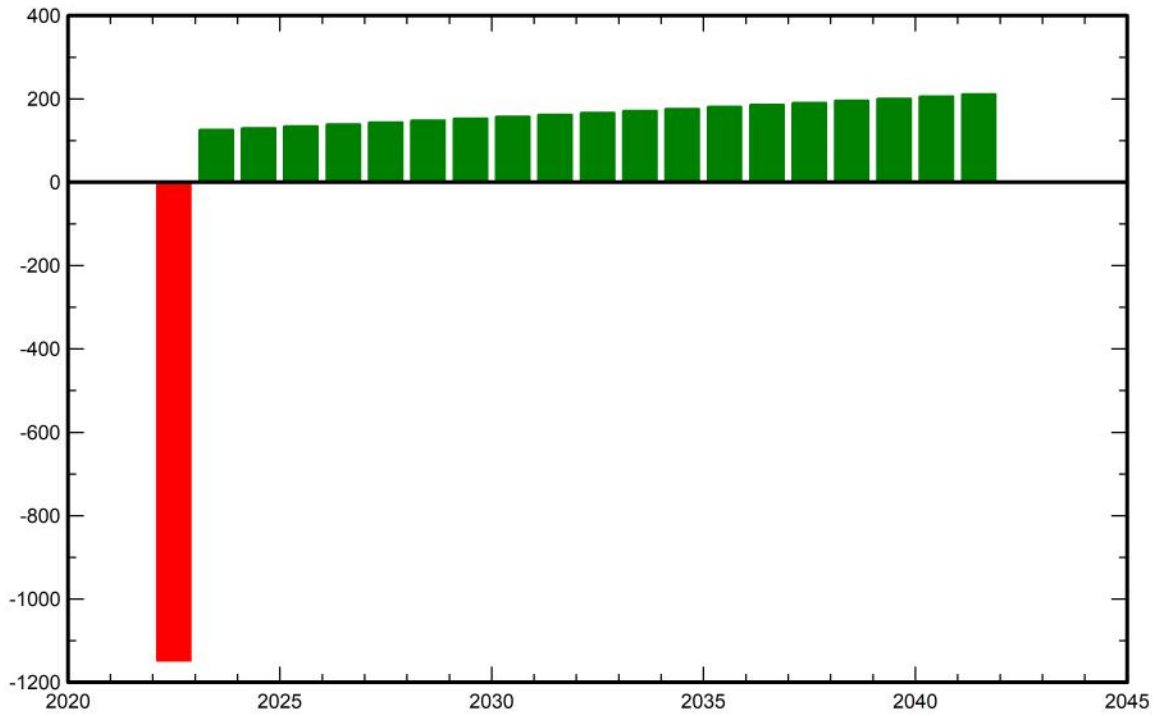
Variante: Sistema fijo (Referencia)

PVsyst V7.2.4

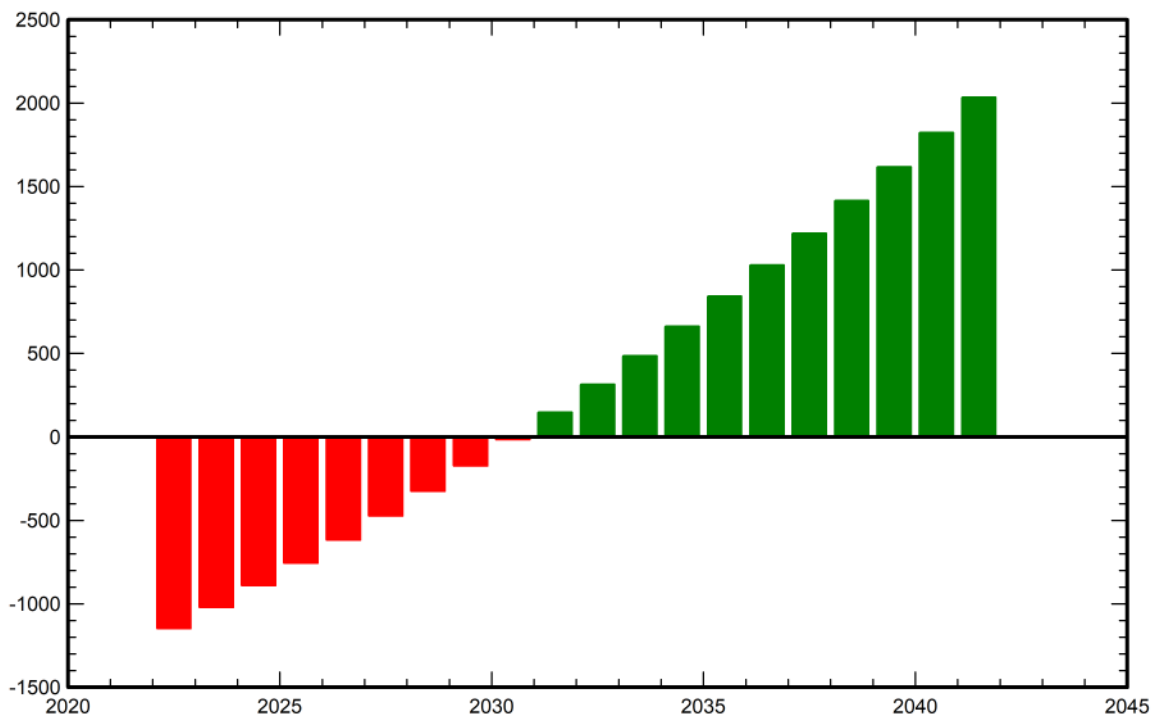
VC0, Fecha de simulación:
06/07/21 22:36
con v7.2.4

Análisis financiero

Beneficio neto anual (kEUR)



Flujo de caja acumulativo (kEUR)



PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: Planta Solar Fotovoltaica 2 MW

Variante: Seguimiento 1 eje

Sistema de rastreo

Potencia del sistema: 2160 kWp

El Campillo - España

PVsyst centro de entrenamiento

PVsyst centro de entrenamiento

PVsyst centro de entrenamiento



Proyecto: Planta Solar Fotovoltaica 2 MW

Variante: Seguimiento 1 eje

PVsyst V7.2.4

VC1, Fecha de simulación:
06/07/21 22:37
con v7.2.4

Resumen del proyecto

Sitio geográfico

El Campillo

España

Situación

Latitud 37.57 °N

Longitud -5.22 °W

Altitud 158 m

Zona horaria UTC+1

Configuración del proyecto

Albedo 0.20

Datos meteo

El Campillo

Meteonorm 8.0 (2005-2017), Sat=100% - Sintético

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red

Simulación para el año n° 10

Sistema de rastreo

Orientación campo FV

Plano de rastreo, eje horizontal N-S

Azimut del eje 0 °

Sombreados cercanos

Sombreados lineales

Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

Información del sistema

Conjunto FV

Núm. de módulos

Pnom total

4800 unidades

2160 kWp

Inversores

Núm. de unidades

Pnom total

Proporción Pnom

1 Unidad

2100 kWca

1.029

Resumen de resultados

Energía producida	3848 MWh/año	Producción específica	1782 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR	71.20 %
-------------------	--------------	-----------------------	------------------	---------------------	---------

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del conjunto FV, Pérdidas del sistema.	3
Definición del horizonte	6
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	7
Resultados principales	8
Diagrama de pérdida	9
Gráficos especiales	10
Costo del sistema	11
Análisis financiero	12
Balance de emisiones de CO ₂	14



Proyecto: Planta Solar Fotovoltaica 2 MW

Variante: Seguimiento 1 eje

PVsyst V7.2.4

VC1, Fecha de simulación:
06/07/21 22:37
con v7.2.4

Parámetros generales

Sistema conectado a la red		Sistema de rastreo			
Orientación campo FV		Configuración de rastreadores		Modelos usados	
Orientación		Núm. de rastreadores	50 unidades	Transposición	Perez
Plano de rastreo, eje horizontal N-S		Tamaños		Difuso	Perez, Meteororm
Azimut del eje		0 °		Circunsolar	separado
		Espaciado de rastreador	11.0 m		
		Ancho de colector	4.21 m		
		Proporc. cob. suelo (GCR)	38.3 %		
		Phi mín/máx.	-/+ 60.0 °		
		Ángulos límite de sombreado			
		Límites de phi	+/- 67.4 °		
Horizonte		Sombreados cercanos		Necesidades del usuario	
Altura promedio		Sombreados lineales		Carga ilimitada (red)	
1.5 °					

Características del conjunto FV

Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Atersa	Fabricante	Jema
Modelo	A-450M GS	Modelo	IFX6
(Definición de parámetros personalizados)		(Definición de parámetros personalizados)	
Unidad Nom. Potencia	450 Wp	Unidad Nom. Potencia	2100 kWca
Número de módulos FV	4800 unidades	Número de inversores	1 unidades
Nominal (STC)	2160 kWp	Potencia total	2100 kWca
Módulos	200 Cadenas x 24 En series	Voltaje de funcionamiento	740-1170 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Proporción Pnom (CC:CA)	1.03
Pmpp	2003 kWp	Potencia total del inversor	
U mpp	905 V	Potencia total	2100 kWca
I mpp	2213 A	Núm. de inversores	1 Unidad
Potencia FV total		Proporción Pnom	1.03
Nominal (STC)	2160 kWp		
Total	4800 módulos		
Área del módulo	10433 m ²		

Pérdidas del conjunto

Pérdidas de suciedad del conjunto		Factor de pérdida térmica		Pérdidas de cableado CC	
Frac. de pérdida	3.0 %	Temperatura módulo según irradiancia		Res. conjunto global	6.7 mΩ
		Uc (const)	20.0 W/m ² K	Frac. de pérdida	1.5 % en STC
		Uv (viento)	0.0 W/m ² K/m/s		
LID - Degradación Inducida por Luz		Pérdida de calidad módulo		Pérdidas de desajuste de módulo	
Frac. de pérdida	2.0 %	Frac. de pérdida	-1.3 %	Frac. de pérdida	2.0 % en MPP
Pérdidas de desajuste de cadenas		Módulo de degradación media			
Frac. de pérdida	0.1 %	Año n°	10		
		Factor de pérdida	0.4 %/año		
		Desajuste debido a la degradación			
		Dispersión Imp RMS	0.4 %/año		
		Dispersión Vmp RMS	0.4 %/año		



Proyecto: Planta Solar Fotovoltaica 2 MW

Variante: Seguimiento 1 eje

PVsyst V7.2.4

VC1, Fecha de simulación:
06/07/21 22:37
con v7.2.4

Parámetro de sombreados cercanos

Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante

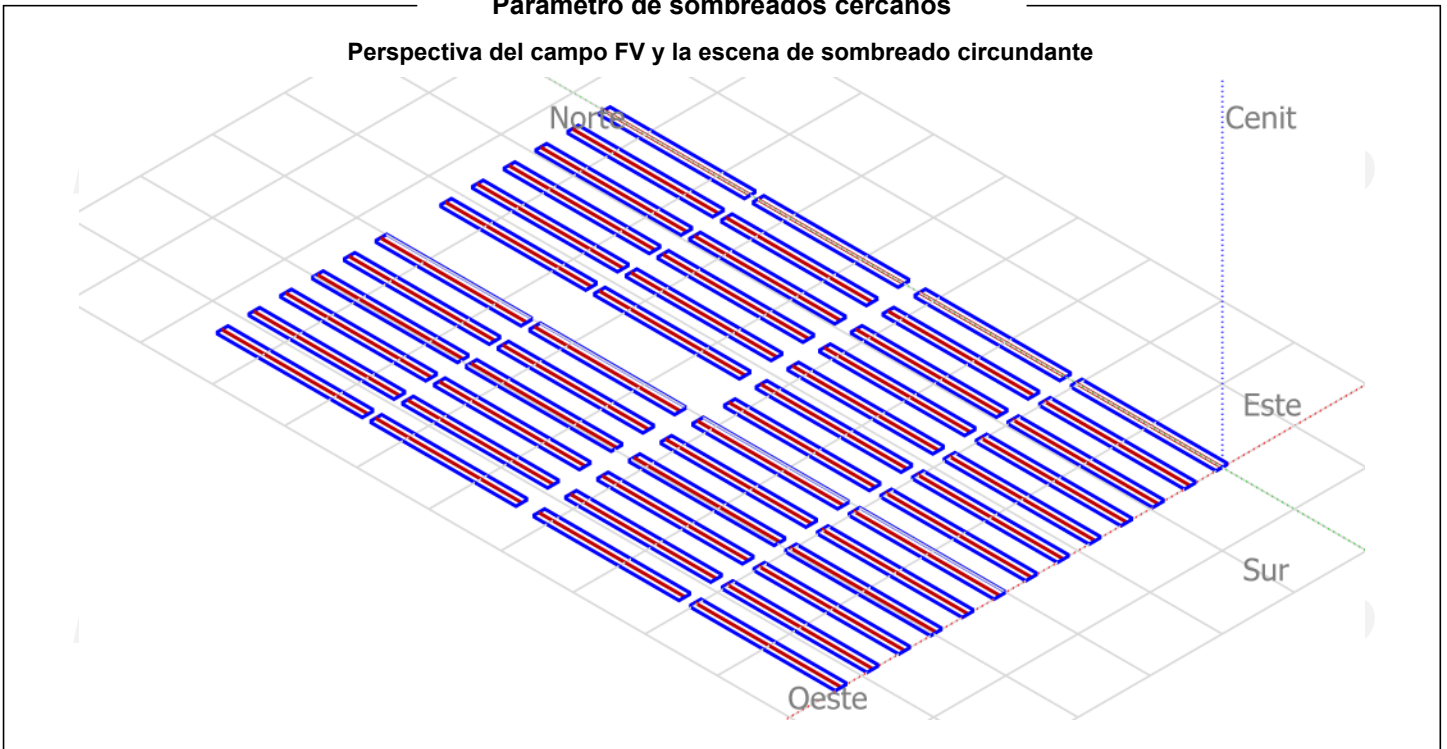
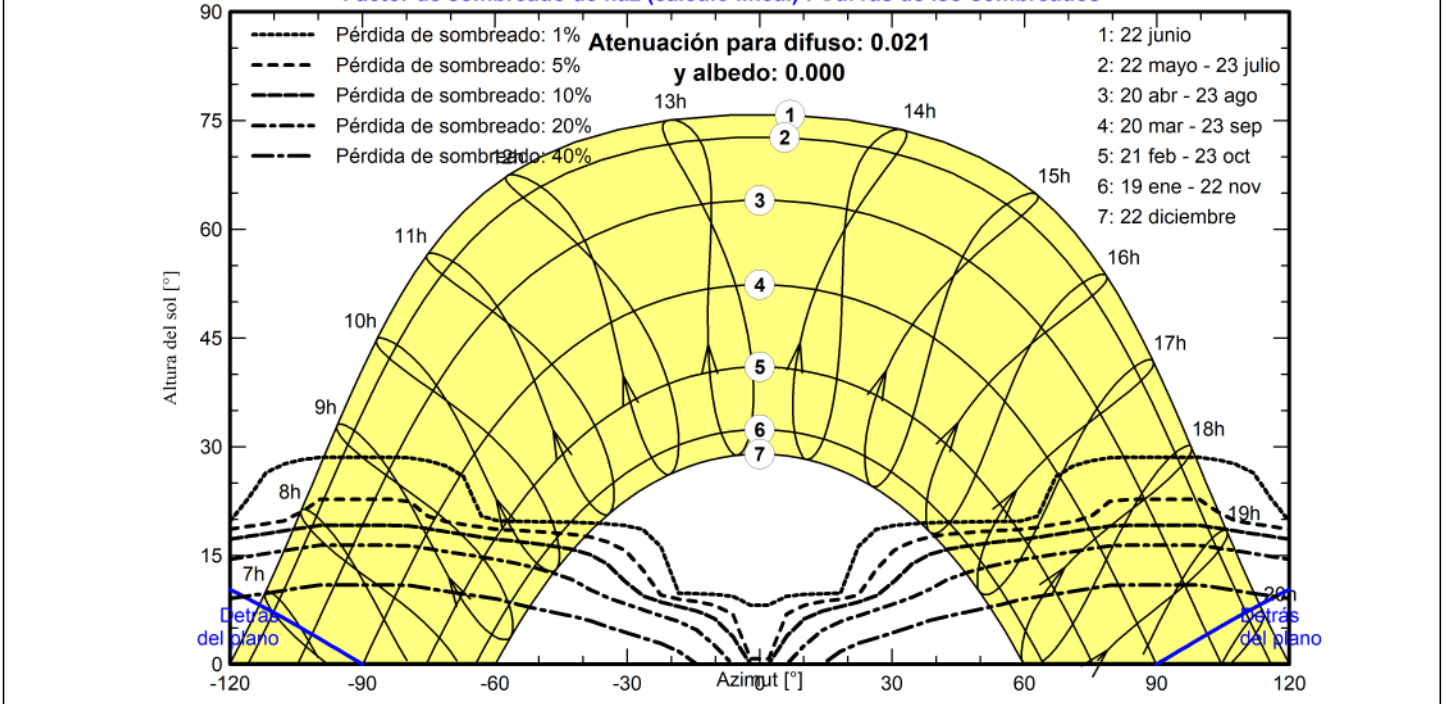


Diagrama de iso-sombreados

Planta Solar Fotovoltaica 2 MW

Factor de sombreado de haz (cálculo lineal) : Curvas de iso-sombreados





Proyecto: Planta Solar Fotovoltaica 2 MW

Variante: Seguimiento 1 eje

PVsyst V7.2.4

VC1, Fecha de simulación:
06/07/21 22:37
con v7.2.4

Resultados principales

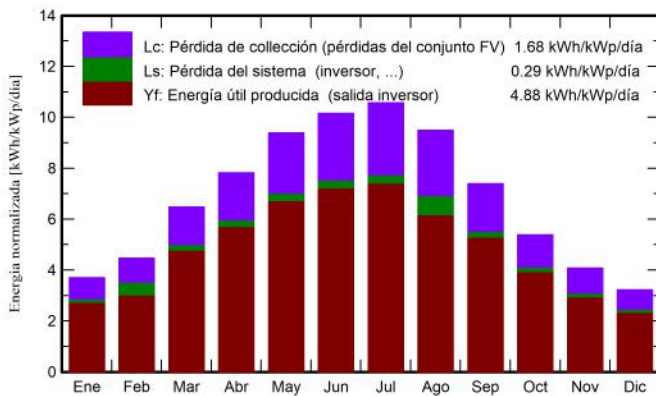
Producción del sistema

Energía producida 3848 MWh/año Producción específica 1782 kWh/kWp/año
Proporción de rendimiento (PR) 71.20 %

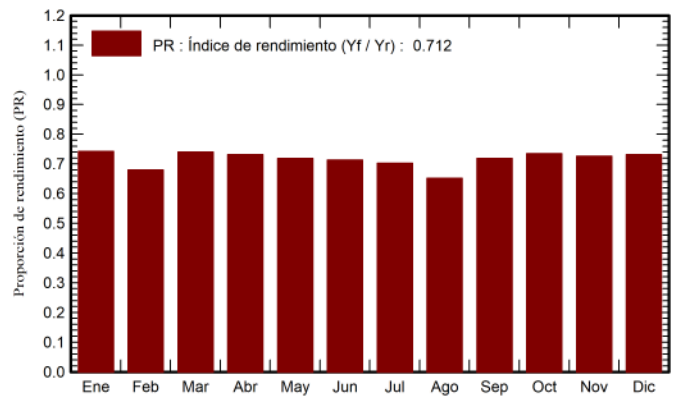
Evaluación económica

Inversión **Costo anual** **LCOE**
Global 1'752'857.00 EUR Anualidades 30'153.39 EUR/año Costo energético 0.05 EUR/kWh
Específico 0.81 EUR/Wp Costos de func. 24'297.37 EUR/año
Período de recuperación 10.7 años

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	proporción
Enero	76.6	27.37	9.40	114.5	98.1	192.8	183.7	0.743
Febrero	90.3	36.64	10.88	124.9	111.4	214.0	183.5	0.680
Marzo	143.5	54.04	14.00	200.6	179.5	335.9	320.7	0.740
Abril	171.8	68.29	16.48	234.5	211.9	387.4	370.5	0.732
Mayo	211.2	71.10	21.03	291.0	264.8	471.5	451.4	0.718
Junio	225.6	69.11	25.43	304.5	280.8	489.8	469.0	0.713
Julio	237.3	63.70	28.50	327.7	301.3	519.2	497.6	0.703
Agosto	209.3	63.87	28.82	294.1	266.5	464.4	413.9	0.651
Septiembre	158.0	58.39	24.39	221.6	199.4	358.7	344.0	0.719
Octubre	117.9	43.64	19.87	166.8	148.9	276.3	264.6	0.735
Noviembre	81.7	31.13	13.21	122.2	104.0	201.2	191.7	0.727
Diciembre	67.0	26.55	10.42	99.8	84.2	166.1	157.7	0.731
Año	1790.1	613.84	18.58	2502.2	2250.8	4077.4	3848.4	0.712

Leyendas

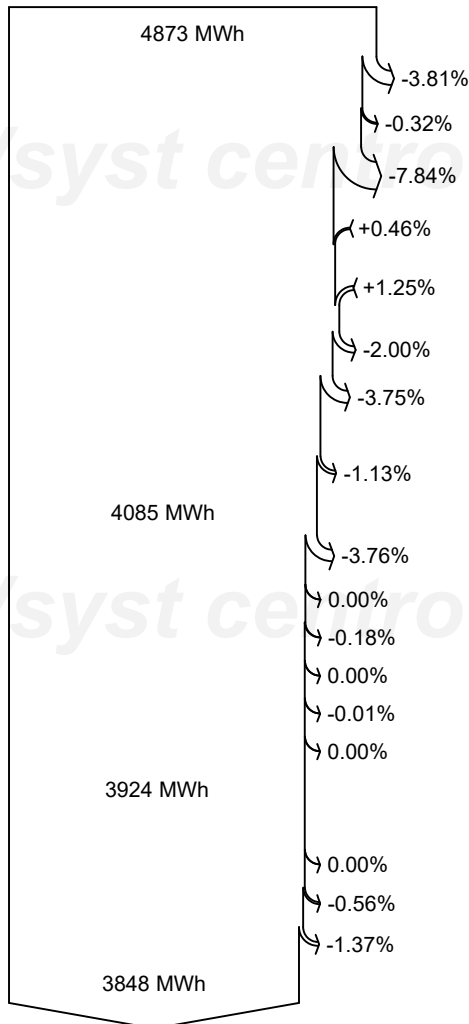
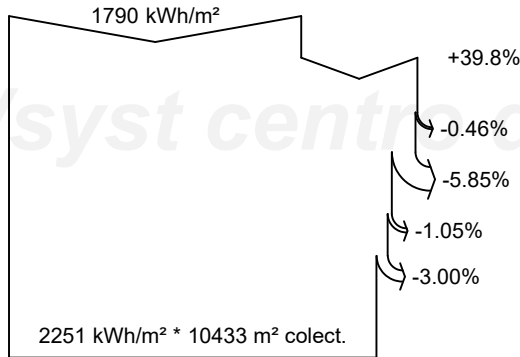
GlobHor Irradiación horizontal global EArray Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor Irradiación difusa horizontal E_Grid Energía inyectada en la red
T_Amb Temperatura ambiente PR Proporción de rendimiento
GlobInc Global incidente plano receptor
GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados



PVsyst V7.2.4

VC1, Fecha de simulación:
06/07/21 22:37
con v7.2.4

Diagrama de pérdida



Irradiación horizontal global

Global incidente plano receptor

Sombreados lejanos / Horizonte

Sombreados cercanos: pérdida de irradiancia

Factor IAM en global

Factor de pérdida de suciedad

Irradiancia efectiva en colectores

Conversión FV

Conjunto de energía nominal (con efic. STC)

Pérdida de degradación módulos (por año #10)

Pérdida FV debido al nivel de irradiancia

Pérdida FV debido a la temperatura.

Corrección espectral

Pérdida calidad de módulo

LID - Degradación inducida por luz

Pérdidas de desajuste, módulos y cadenas
(incluyendo 1.7% para dispersión por degradación)

Pérdida óhmica del cableado

Energía virtual del conjunto en MPP

Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)

Pérdida del inversor sobre potencia inv. nominal

Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada máxima

Pérdida de inversor sobre voltaje inv. nominal

Pérdida del inversor debido al umbral de potencia

Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje

Energía disponible en la salida del inversor

Auxiliares (ventiladores, otros ...)

Pérdidas óhmicas CA

Indisponibilidad del sistema

Energía inyectada en la red



Proyecto: Planta Solar Fotovoltaica 2 MW

Variante: Seguimiento 1 eje

PVsyst V7.2.4

VC1, Fecha de simulación:
06/07/21 22:37
con v7.2.4

Costo del sistema

Costes de instalación

Artículo	Cantidad unidades	Costo EUR	Total EUR
Módulos FV			
A-450M GS	4800	129.00	619'200.00
Rastreadores	4800	35.42	170'000.00
Inversores			
IFX6	1	81'300.00	81'300.00
Otros componentes			
Accesorios, sujetadores	1	52'047.50	52'047.50
Cableado	1	16'335.50	16'335.50
Caja de conexiones	1	16'150.00	16'150.00
Sistema de monitoreo, pantalla de visualización	1	61'200.00	61'200.00
Sistema de medición, piranómetro	1	8'000.00	8'000.00
Estudios y análisis			
Ingeniería	1	80'000.00	80'000.00
Instalación			
Costo de instalación global por inversor	1	193'500.00	193'500.00
Ajustes	1	242'000.00	242'000.00
Costos del terreno			
Compra de terrenos	1	108'000.00	108'000.00
Preparación del terreno	1	105'124.00	105'124.00
Total			1'752'857.00
Activo amortizable			922'547.50

Costos de operación

Artículo	Total EUR/año
Mantenimiento	
Reparación	20'000.00
Total (OPEX)	20'000.00
Incluyendo inflación (2.00%)	24'297.37

Resumen del sistema

Costo total de instalación	1'752'857.00 EUR
Costos de operación (Incl. inflación 2.00%/año)	24'297.37 EUR/año
Energía producida	3848 MWh/año
Costo de la energía producida (LCOE)	0.047 EUR/kWh

PVsyst centro de entrenamiento



Proyecto: Planta Solar Fotovoltaica 2 MW

Variante: Seguimiento 1 eje

PVsyst V7.2.4

VC1, Fecha de simulación:
06/07/21 22:37
con v7.2.4

Análisis financiero

Período de simulación

Vida del proyecto 20 años Año de inicio 2022

Variación del ingreso a lo largo del tiempo

Inflación 2.00 %/año
Variación de producción (envejecimiento) 1.00 %/año
Tasa de descuento 8.00 %/año

Gastos dependientes de ingresos

Tasa de impuesto sobre la renta 25.00 %/año
Otro impuesto sobre la renta 0.00 %/año
Dividendos 18.00 %/año

Financiamiento

Fondos propios 1'320'000.00 EUR
Subsidios 87'000.00 EUR
Préstamo - Canjeable con anualidad fija - 20 años 345'857.00 EUR Tasa de interés: 6.00%/año

Venta de electricidad

Tarifa de alimentación 0.08 EUR/kWh
Duración de la garantía de tarifas 20 años
Impuesto de conexión anual 0.00 EUR/kWh
Variación de tarifa anual +2.0 %/año
Reducción de tarifa de alimentación después de la garantía 50.00 %

Retorno de la inversión

Período de recuperación 10.7 años
Valor presente neto (VPN) 1'032'509.31 EUR
Retorno de la inversión (ROI) 58.9 %
Dividendos pagados 926'100.38 EUR

Resultados económicos detallados (EUR)

	Venta de electricidad	Principal del préstamo	Intereses del préstamo	Costos de func.	Subsidio de amortización	Ingreso imponible	Impuestos	Beneficio después de impuestos	Divid. 6.00%	Cumul lucro	% amorti.
2022	307'868	9'402	20'751	20'000	0	267'117	66'779	190'936	34'368	-1'143'208	11.2%
2023	317'166	9'966	20'187	20'400	0	276'579	69'145	197'468	35'544	-973'911	21.9%
2024	326'587	10'564	19'589	20'808	0	286'189	71'547	204'078	36'734	-811'907	32.3%
2025	336'131	11'198	18'955	21'224	0	295'951	73'988	210'765	37'938	-656'988	42.3%
2026	345'798	11'870	18'284	21'649	0	305'865	76'466	217'529	39'155	-508'941	51.9%
2027	355'588	12'582	17'571	22'082	0	315'935	78'984	224'369	40'386	-367'551	61.1%
2028	365'501	13'337	16'817	22'523	0	326'162	81'540	231'284	41'631	-232'599	70.0%
2029	375'538	14'137	16'016	22'974	0	336'548	84'137	238'274	42'889	-103'867	78.6%
2030	385'697	14'985	15'168	23'433	0	347'096	86'774	245'337	44'161	18'863	86.9%
2031	395'980	15'884	14'269	23'902	0	357'809	89'452	252'473	45'445	135'807	94.8%
2032	406'386	16'837	13'316	24'380	0	368'690	92'173	259'680	46'742	247'179	102.5%
2033	416'915	17'848	12'306	24'867	0	379'742	94'936	266'959	48'053	353'192	110.0%
2034	427'568	18'919	11'235	25'365	0	390'968	97'742	274'307	49'375	454'054	117.2%
2035	438'343	20'054	10'100	25'872	0	402'371	100'593	281'725	50'710	549'971	124.1%
2036	449'242	21'257	8'896	26'390	0	413'955	103'489	289'210	52'058	641'141	130.9%
2037	460'263	22'532	7'621	26'917	0	425'725	106'431	296'761	53'417	727'763	137.4%
2038	471'408	23'884	6'269	27'456	0	437'683	109'421	304'378	54'788	810'027	143.8%
2039	482'676	25'317	4'836	28'005	0	449'835	112'459	312'059	56'171	888'120	150.0%
2040	494'067	26'836	3'317	28'565	0	462'185	115'546	319'803	57'564	962'222	156.1%
2041	505'581	28'447	1'707	29'136	0	474'738	118'685	327'607	58'969	1'032'509	162.0%
Total	8'064'304	345'857	257'211	485'947	0	7'321'145	1'830'286	5'145'002	926'100	1'032'509	162.0%



Proyecto: Planta Solar Fotovoltaica 2 MW

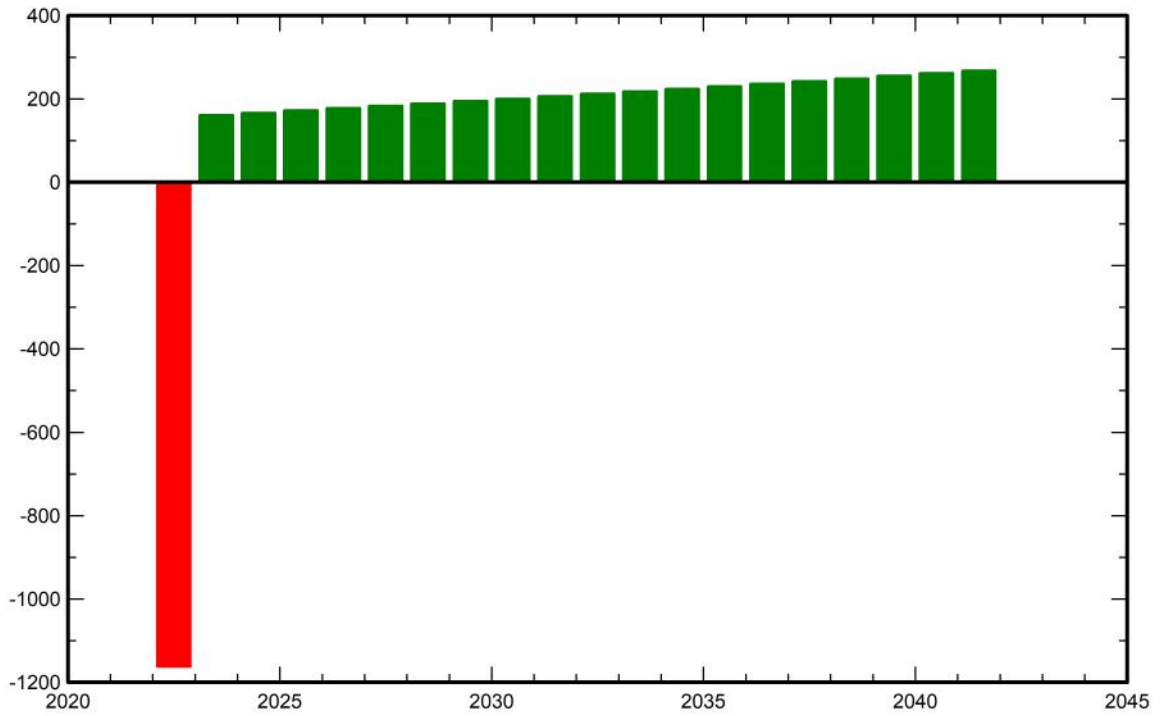
Variante: Seguimiento 1 eje

PVsyst V7.2.4

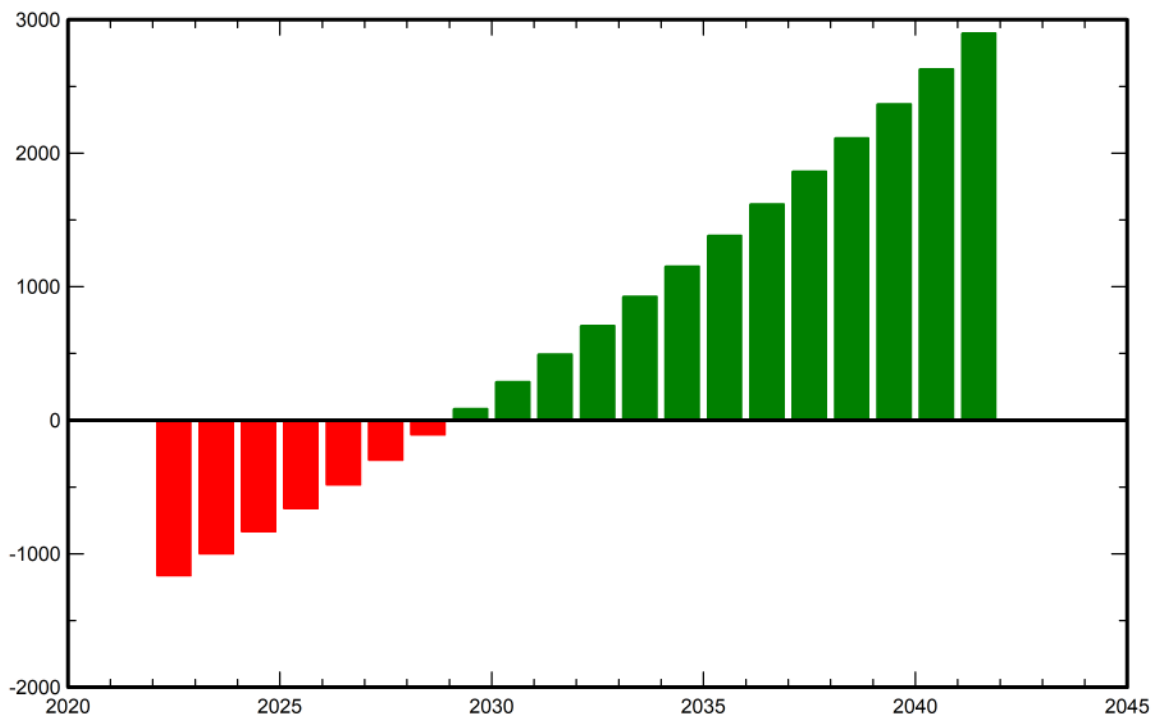
VC1, Fecha de simulación:
06/07/21 22:37
con v7.2.4

Análisis financiero

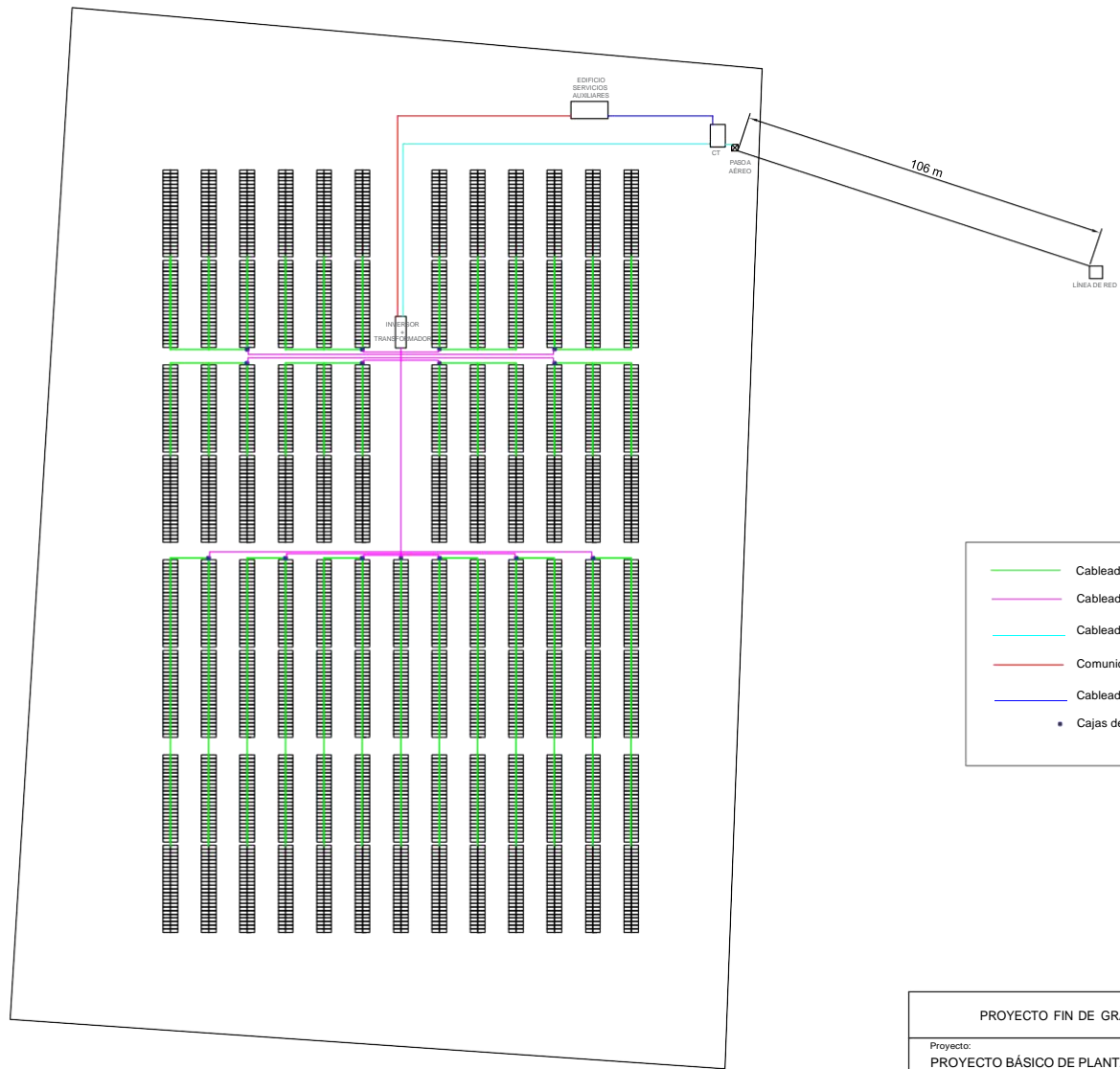
Beneficio neto anual (kEUR)



Flujo de caja acumulativo (kEUR)



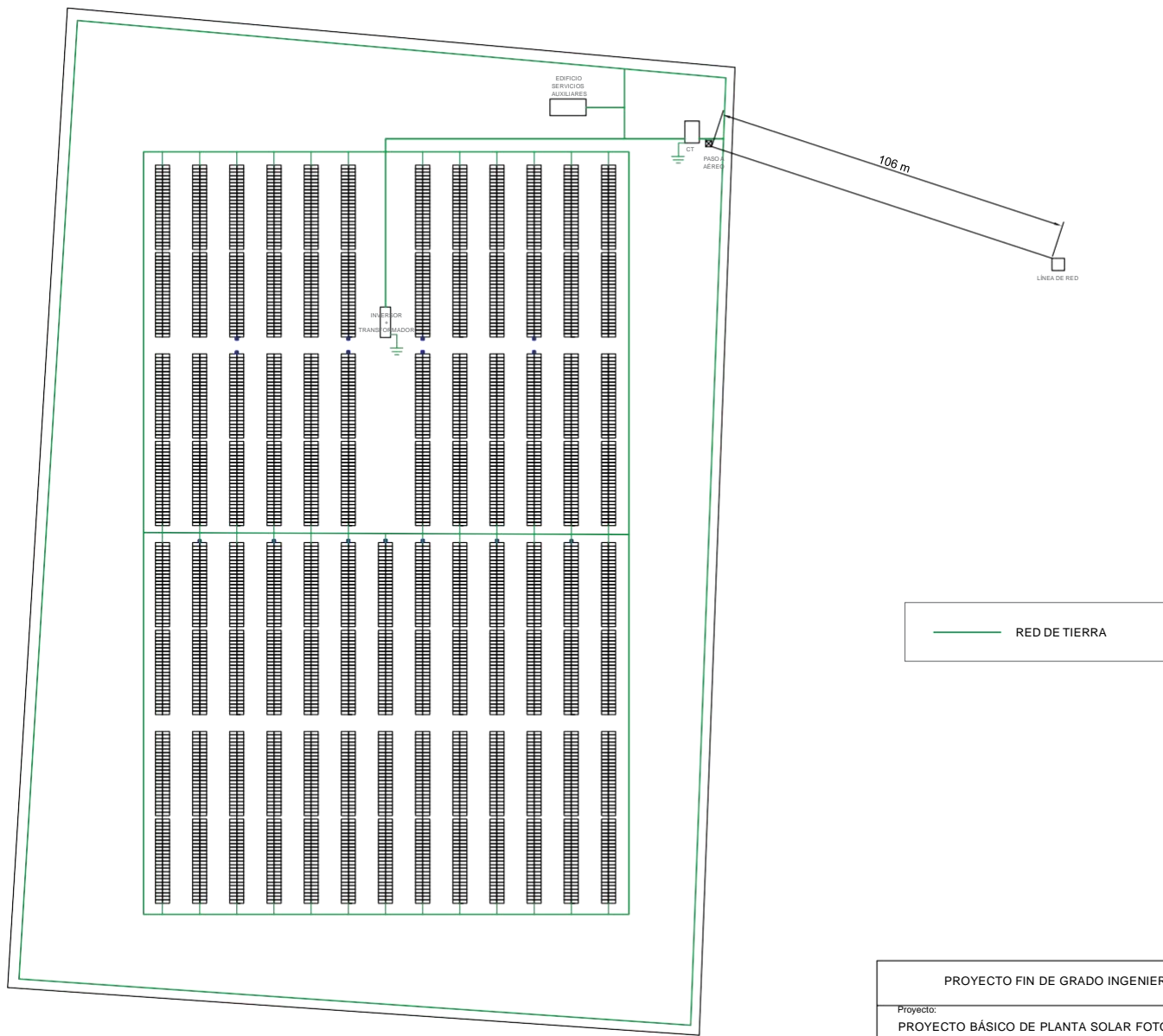
ANEXO III: PLANOS



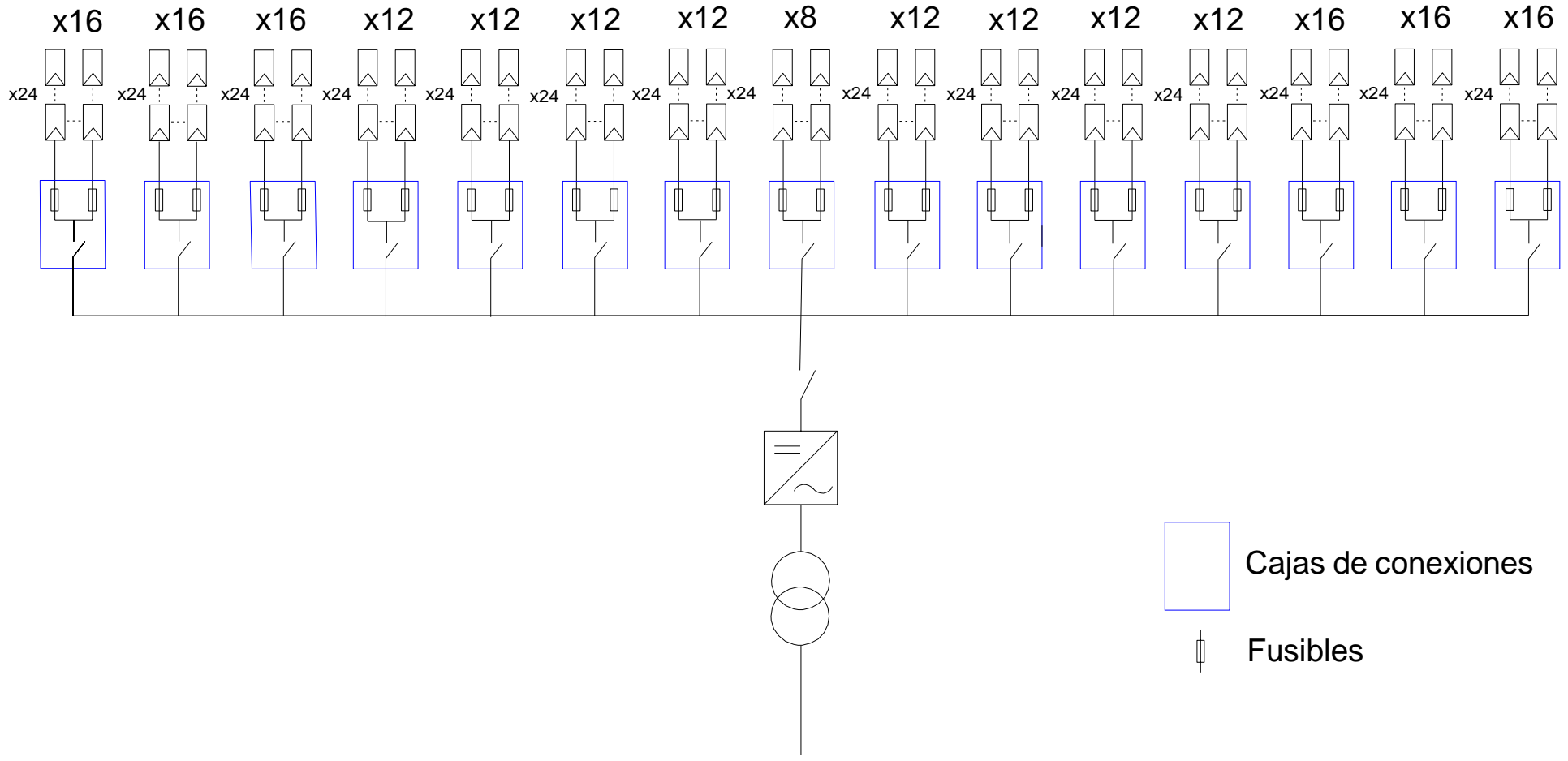
- Cableado strings-cajas de conexión
- Cableado cajas de conexión-inversor
- Cableado MT
- Comunicación inversor-centro de control
- Cableado BT alimentación auxiliares
- Cajas de conexión de strings

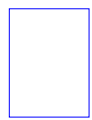

PROYECTO FIN DE GRADO INGENIERÍA DE LAS TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES	
Proyecto: PROYECTO BÁSICO DE PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 2 MW CON SEGUIMIENTO A 1 EJE	
Plano: ESQUEMA GENERAL DE LA PLANTA Y CABLEADO	Nº PLANO 1
Autora: ANA MARÍA GONZÁLEZ LOZADA	





PROYECTO FIN DE GRADO INGENIERÍA DE LAS TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES			
Proyecto: PROYECTO BÁSICO DE PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 2 MW CON SEGUIMIENTO A 1 EJE			
Plano: ESQUEMA PUESTA A TIERRA			Nº PLANO
Autora: ANA MARÍA GONZÁLEZ LOZADA			2



 Cajas de conexiones
 Fusibles

PROYECTO FIN DE GRADO INGENIERÍA DE LAS TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES	
Proyecto: PROYECTO BÁSICO DE PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 2 MW CON SEGUIMIENTO A 1 EJE	
Plano: DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL DE LA INSTALACIÓN	Nº PLANO 3
Autora: ANA MARÍA GONZÁLEZ LOZADA	

