

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR

DEPARTAMENTO DE TECNOLOGÍA ELECTRÓNICA



PROYECTO FIN DE GRADO

**DISEÑO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA
DE CONEXIÓN A RED**

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

Autor: Marta García Díaz

Tutor: Vicente Salas Merino

Septiembre 2015

AGRADECIMIENTOS

A mi familia, amigos, compañeros y profesores que han formado parte de esta gran aventura. Gracias por estar conmigo en todo momento.

A mi tutor, Vicente Salas, por toda su ayuda.

RESUMEN

Este proyecto tiene como principal objetivo diseñar una instalación solar fotovoltaica conectada a red. Para ello, es preciso tener en cuenta tanto el aspecto técnico como el económico.

El primer paso para conseguir dicho propósito consiste en analizar el terreno, seguido de un estudio del recurso solar del sitio.

Para determinar qué configuración es la más óptima, se presentarán seis opciones distinguiéndose unas de otras en función del módulo e inversor.

A continuación se compararán los resultados de las simulaciones realizadas con el software PVsyst, una vez introducidos los datos calculados de cada configuración.

Para finalizar, se realiza un análisis económico de cada opción para poder escoger la configuración más adecuada, basándose en los factores técnicos y económicos realizados a lo largo del proyecto.

ABSTRACT

The aim of this Project is to design a photovoltaic solar system connected to the grid. To develop it, it has to be considered either the technical and economical aspects.

First of all, the ground has to be examined, followed by a study of the solar resource in the area.

To determine which configuration is the most optimal, six options will be compared focusing on the type of the module and the inverter used. This study will be done through the comparation between the different results of the simulations developed by the PVsyst software. On the other hand, an economical analysis will be done.

On the way to conclude the project, it will be possible to choose the most appropriate configuration based on the technical and economical aspects.

ÍNDICE

AGRADECIMIENTOS	1
RESUMEN	2
ABSTRACT.....	3
ÍNDICE	4
Justificación	9
Objetivos	10
Desarrollo y fases del proyecto	11
Diagrama de Gantt del proyecto	12
Capítulo 1: Introducción a la Energía Solar Fotovoltaica	13
1.1 Energías Renovables.....	13
1.2 Energía Solar	20
1.2.1 Energía Solar Térmica	23
1.2.2 Energía Solar Fotovoltaica.....	26
Capítulo 2: Tipos de sistemas fotovoltaicos	29
2.1 Sistemas aislados.....	29
2.2 Sistemas conectados a la red	31
2.3 Sistemas Híbridos	32
Capítulo 3: Componentes de una Planta Solar Fotovoltaica	34
3.1 Módulos	35
3.2 Estructura soporte del panel fotovoltaico	46
3.3 Inversor	48
3.4 Transformador.....	50
Capítulo 4: Fases de Diseño de Grandes Plantas Fotovoltaicas	52

Capítulo 5: Estudio previo	60
5.1 Descripción del Proyecto	60
5.2 Inspección del emplazamiento	62
5.3 Diseño de la configuración técnica – Comparación de las diferentes configuraciones	63
5.4 Recurso Solar	70
Capítulo 6: Simulaciones	76
Capítulo 7: Resultados	80
Capítulo 8: Conclusiones	96
Presupuesto.....	97
Trabajos Futuros	98
Anexos.....	101

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Esquema de una central hidráulica a pie de presa.....	15
Figura 1.2: Aerogeneradores.....	16
Figura 1.3: Altura del Sol en diferentes estaciones del año (E-O).....	21
Figura 1.4: Altura del Sol en diferentes estaciones del año (N-S).....	21
Figura 1.5: Tipos de radiación.....	22
Figura 1.6: Radiación Solar en los diferentes meses del año (MJ/m ²).....	22
Figura 1.7: Sistema solar térmico.....	23
Figura 1.8: Sistema solar térmico.....	25
Figura 1.9: Módulos fotovoltaicos de gran tamaño en una instalación industrial.....	26
Figura 2.1: Clasificación de sistemas fotovoltaicos.....	30
Figura 2.2: Sistema solar fotovoltaico aislado.....	31
Figura 2.3: Sistema Solar Fotovoltaico conectado a red.....	32
Figura 2.4: Esquema del sistema solar fotovoltaico conectado a red.....	32
Figura 2.5: Ejemplo de edificio solar fotovoltaico.....	33
Figura 2.6: Sistema híbrido fotovoltaico (Generador fotovoltaico, baterías y generador diésel).....	35
Figura 3.1: Esquema de una instalación fotovoltaica con conexión monofásica a la red.	35
Figura 3.2: Vista esquemática de una célula fotovoltaica.....	37
Figura 3.3: Panel Solar Fotovoltaico.....	38
Figura 3.4: Composición de un panel fotovoltaico.....	39
Figura 3.5: Ilustración de una célula de Si monocristalino.....	40
Figura 3.6: Ilustración de una célula de Si policristalino.....	40
Figura 3.7: Ilustración de una célula de Si amorfo.....	41
Figura 3.8: Ilustración de una célula de CIS.....	41
Figura 3.9: Ilustración de una célula de CdTe.....	42
Figura 3.10: Componentes de un panel fotovoltaico.....	44
Figura 3.11: Ejemplo de características eléctricas.....	44
Figura 3.12: Curva de tensión e intensidad en función de distintos niveles de irradiancia...	45
Figura 3.13: Curva tensión e intensidad de un panel fotovoltaico.....	45
Figura 3.14: Curva tensión e intensidad en función de la temperatura.....	47
Figura 3.15: Movimiento de un seguidor solar de un eje.....	48
Figura 3.16: Seguidor de doble eje.....	51
Figura 3.17: Esquema de un transformador monofásico elevador.....	51
Figura 3.18: Esquema de un transformador monofásico reductor.....	52
Figura 4.1: Ejemplo de sistema fotovoltaico convencional.....	52
Figura 4.2: Sistema reflectante de módulos CPV.....	53
Figura 4.3: Precio módulo fotovoltaico (1977-2013).....	55
Figura 4.4: Marco temporal para un proyecto de 20 MW.....	56
Figura 4.5: Costes en las etapas del ciclo de vida de un Proyecto.....	60
Figura 5.1: Localización de la Planta (España).....	61
Figura 5.2: Localización de la Planta (Toledo).....	61
Figura 5.3: Vista aérea de la Planta 1.....	62
Figura 5.4: Vista aérea de la Planta 2.....	68
Figura 5.5: Descripción gráfica del Pitch.....	70
Figura 5.6: Mapa de irradiación solar de España.....	71
Figura 5.7: Cobertura vía satélite en las regiones del mundo.....	77
Figura 6.1: Entorno de trabajo PVsyst para selección de datos previos.....	78

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 6.2: Entorno de trabajo PVsyst para la creación del sistema.....	79
Figura 6.3: Entorno de trabajo PVsyst para diseñar el sistema.....	81
Figura 7.1: Diagrama de pérdidas del escenario 1.....	81
Figura 7.2: Diagrama de pérdidas del escenario 4.....	82
Figura 7.3: Producción normalizada escenario 1.....	82
Figura 7.4: Producción normalizada escenario 4.....	82
Figura 7.5: Producción normalizada y factores de pérdida escenario 1.....	82
Figura 7.6: Producción normalizada y factores de pérdida escenario 4.....	83
Figura 7.7: Factor de Rendimiento del escenario 1.....	83
Figura 7.8: Factor de Rendimiento del escenario 4.....	85
Figura 7.9: Diagrama de pérdidas del escenario 2.....	85
Figura 7.10: Diagrama de pérdidas del escenario 5.....	85
Figura 7.11: Producción normalizada escenario 2.....	85
Figura 7.12: Producción normalizada escenario 5.....	86
Figura 7.13: Producción normalizada y factores de pérdida escenario 2.....	86
Figura 7.14: Producción normalizada y factores de pérdida escenario 5.....	87
Figura 7.15: Factor de Rendimiento del escenario 2.....	87
Figura 7.16: Factor de Rendimiento del escenario 5.....	88
Figura 7.17: Diagrama de pérdidas del escenario 3.....	88
Figura 7.18: Diagrama de pérdidas del escenario 6.....	89
Figura 7.19: Producción normalizada escenario 3.....	89
Figura 7.20: Producción normalizada escenario 6.....	89
Figura 7.21: Producción normalizada y factores de pérdida escenario 3.....	89
Figura 7.22: Producción normalizada y factores de pérdida escenario 6.....	90
Figura 7.23: Factor de Rendimiento del escenario 3.....	90
Figura 7.24: Factor de Rendimiento del escenario 6.....	90
Figura 7.25: Diagrama de pérdidas del escenario 1.....	91
Figura 7.26: Diagrama de pérdidas del escenario 2.....	92
Figura 7.27: Diagrama de pérdidas del escenario 3.....	92
Figura 7.28: Gráfica de eficiencias de módulos de distintas tecnologías.....	93
Figura 7.29: Costes de inversión para instalaciones PV en suelo sin seguimiento.....	94
Figura 7.30: Evolución de los costes de inversión de una instalación PV en suelo.....	94

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1: Energías renovables y no renovables.....	14
Tabla 1.2: Ventajas e Inconvenientes de la Energía Hidráulica.....	16
Tabla 1.3: Ventajas e Inconvenientes de la Energía Eólica.....	17
Tabla 1.4: Ventajas e Inconvenientes de la Energía Geotérmica.....	19
Tabla 1.5: Ventajas e Inconvenientes de la Energía Solar.....	20
Tabla 3.1: Aspectos que afectan a los materiales semiconductores.....	38
Tabla 5.1: Definición de escenarios.....	63
Tabla 5.2: Características de los módulos.....	64
Tabla 5.3: Irradiación con distinta inclinación.....	66
Tabla 5.4: Efectos de sombreado en módulos colocados vertical y horizontalmente.....	67
Tabla 5.5: Pitch y Pérdidas por sombreado de cada escenario.....	68
Tabla 5.6: Características de los inversores.....	69
Tabla 5.7: Irradiación Horizontal Estimada por diferentes BBDD.....	74
Tabla 5.8: Características de las diferentes BBDD.....	74
Tabla 5.9: Irradiación Horizontal, TMY.....	75
Tabla 7.1: Características de los escenarios 1 y 4.....	76
Tabla 7.2: Resultados de los escenarios 1 y 4.....	80
Tabla 7.3: Características de los escenarios 2 y 5.....	82
Tabla 7.4: Resultados de los escenarios 2 y 5.....	84
Tabla 7.5: Características de los escenarios 3 y 6.....	86
Tabla 7.6: Resultados de los escenarios 3 y 6.....	89
Tabla 7.7: Análisis económico en función de módulo e inversor.....	91
Tabla 7.8: Análisis económico en función de módulo e inversor.....	95



Diseño de una Planta Fotovoltaica en conexión a red

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

Justificación

Desde la antigüedad, el hombre ha necesitado de la energía para su supervivencia. En sus inicios consistían en recursos básicos y, poco a poco ha ido aumentado la demanda energética hasta llegar a la sociedad actual que precisa de ella para cualquier actividad del día a día.

Las principales energías empleadas son aquellas de carácter fósil, también denominados como energías no renovables. Como su nombre indica, uno de los mayores problemas de su aplicación es que no se regenera, es decir, tarde o temprano desaparecerá. Además, se debe tener muy en cuenta su factor contaminante y dañino del medio ambiente.

Como solución a dichos problemas surgen las energías renovables, consideradas como limpias por no ser tan contaminantes como las anteriores.

También se hace referencia a ellas como inagotables puesto que provienen de fuentes naturales como el sol, el agua, el viento, etc. Al tratarse de recursos ilimitados se cuenta con la garantía de que un exceso en su uso no provocará un agotamiento de dicha materia prima.

Se considera el tema de vital importancia en la actualidad y, en él se basa el presente documento. Esto es, el diseño de una planta solar fotovoltaica conectada a red.

En éste área aún se puede seguir avanzando y experimentando para conseguir una mayor eficiencia y rentabilidad. Se trata de un campo muy interesante e importante donde poder desarrollar mi carrera profesional.



Objetivos

Este proyecto tiene como objetivo principal diseñar una instalación solar fotovoltaica conectada a red. Para ello, es preciso tener en cuenta tanto el aspecto técnico como el económico.

En base a lograr este objetivo principal, se establecen los siguientes objetivos secundarios:

- Recopilar información realizando una búsqueda bibliográfica de los principales conceptos e ideas que diversos autores y especialistas en la materia han llevado a cabo a lo largo de los últimos años.
- Determinar la ubicación idónea donde se situará la planta solar fotovoltaica conectada a red.
- Analizar el terreno seleccionado con el fin de garantizar la máxima productividad de dicha planta.
- Estudiar el recurso solar en ese emplazamiento concreto, basado en los resultados arrojados por diferentes bases de datos profesionales (Solargis, PVGIS, Meteonorm, SWERA- NREL y NASA).
- Proponer varias configuraciones o escenarios con distintas tecnologías e inversores, basadas en un cálculo previo en función de las características de los componentes de la instalación solar fotovoltaica.
- Simular cada uno de los escenarios con la ayuda del software PVsyst, herramienta utilizada profesionalmente para el diseño y optimización de un sistema solar fotovoltaico. Con el fin de conseguir una solución coherente, se han realizado dichas simulaciones a partir de los cálculos previos, ya citados.
- Analizar técnica y económicamente cada configuración planteada.
- Comparar los resultados obtenidos del análisis técnico y económico de las diferentes opciones planteadas.
- Decidir qué escenario es el más óptimo para este proyecto.



Desarrollo y fases del proyecto

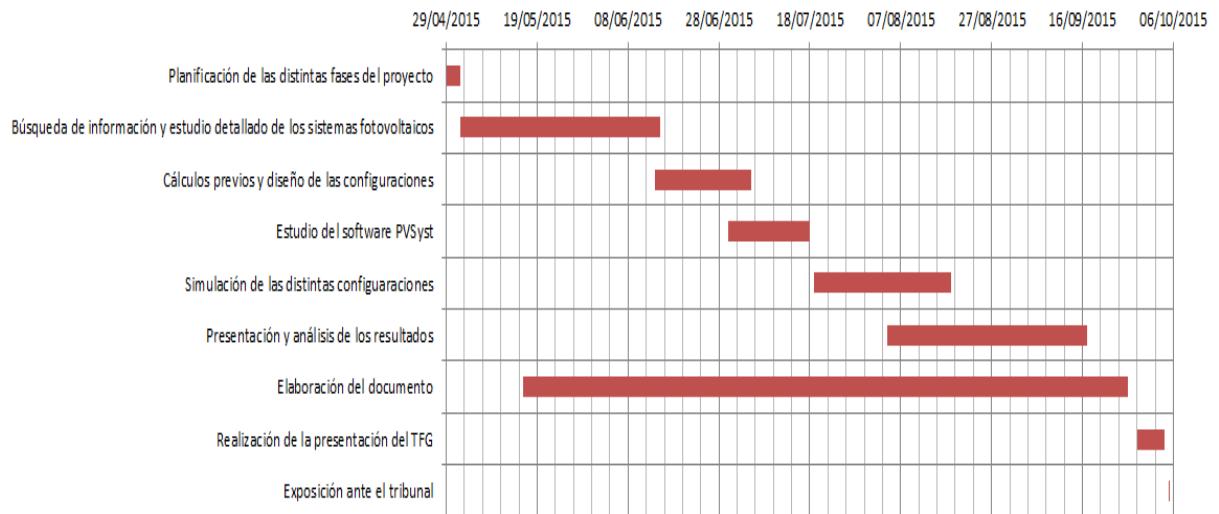
1. Planificación de las distintas fases del proyecto.
2. Búsqueda de información y estudio detallado de los sistemas fotovoltaicos: Búsqueda de información, comprensión y estudio de todo lo relacionado con estos sistemas: componentes, características, tipos, topologías, etc. Punto sencillo pero básico para el futuro desarrollo del proyecto.
3. Cálculos previos y diseño de configuraciones: Es una de las fases más importantes, donde se va a realizar el diseño de diferentes configuraciones o escenarios posibles, con el fin de comparar diferentes aspectos y determinar cuál es el más idóneo para este proyecto. Para ello, son precisos unos cálculos previos en función de las características de los componentes empleados en cada configuración.
4. Estudio del software PVsyst: Búsqueda de información y manuales con el fin de adquirir los conocimientos necesarios para iniciarse en el programa.
5. Simulación de las distintas configuraciones: Simulación mediante el programa PVsyst del sistema fotovoltaico. Es una de las fases más críticas y laboriosas del proyecto porque es donde se ve si se han cumplido los objetivos del trabajo.
6. Presentación y análisis de resultados: Esta es la fase más importante, donde se comprueba si lo realizado anteriormente es correcto.
7. Elaboración del documento: Se redacta el presente documento. Se ha ido realizando en paralelo con todas las demás fases anteriores.
8. Realización de la presentación del TFG.
9. Exposición ante el tribunal.



Diseño de una Planta Fotovoltaica en conexión a red

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

Diagrama de Gantt del proyecto





Capítulo 1: Introducción a la Energía Solar Fotovoltaica

En este primer capítulo se exponen los términos más relevantes de la energía solar fotovoltaica para definir las bases sobre las que se asienta este proyecto.

1.1 Energías Renovables

El hombre ha precisado de energías desde la antigüedad. El Sol como primera fuente de energía proporciona a la naturaleza y al hombre luz y calor, energías fundamentales para la existencia de vida en la Tierra. El hombre combatía el frío con el fuego (utilizando la leña), el cual continuó usando para preparar los alimentos y fundir metales. Más tarde, utilizó la fuerza del viento para navegar. Así fue avanzando hasta llegar actualmente a otras fuentes de energía. Con el paso del tiempo y la evolución del hombre, la necesidad de energía es cada vez mayor como por ejemplo la energía eléctrica, básica para el hombre siendo el motor de todo. El aumento de la demanda de energía y materias primas en determinados países emergentes es bastante considerable (Roldán, 2013).

Según este mismo autor, las principales energías empleadas son de carácter fósil (carbón, petróleo y gas natural), aquellas que tienen una fecha de caducidad, es decir, no se sabe cuándo se acabarán, pero sí que tarde o temprano lo harán, puesto que no se reponen. Por eso son llamadas energías no renovables.

En cambio, también nos presenta otro tipo de energías que provienen de recursos naturales y son consideradas inagotables, bien porque su cantidad es inmensa o bien porque son renovadas por la naturaleza. Es el caso de las denominadas energías renovables. Aquellas consideradas como limpias por no ser tan contaminantes como las no renovables. Algunas de ellas son: la luz y el calor que nos proporciona el Sol, el agua de un río, el viento, la masa arbórea (biomasa), etc.



Diseño de una Planta Fotovoltaica en conexión a red

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

Tabla 1.1: Energías renovables y no renovables.
(Fuente: Roldán, Instalaciones solares fotovoltaicas (2010))

Energías no renovables	Energías renovables
<ul style="list-style-type: none">- Carbón- Petróleo- Gas natural- Nuclear- Química	<ul style="list-style-type: none">- Solar (calor y luz)<ul style="list-style-type: none">• Paneles térmicos (calor)• Módulos fotoeléctricos (electricidad)- Eólica (viento)- Hidráulica (agua)- Biomasa- Geotérmica
Estas energías no se renuevan, se agotan con el consumo y el paso del tiempo.	Estas energías se renuevan, y por tanto, no se agotan con su aprovechamiento o el paso del tiempo.

A diferencia del actual sistema de energía basado en los combustibles fósiles, el uso de las energías renovables nos permite beneficiarnos indefinidamente en el tiempo. Por este motivo, si adquirimos un sistema energético a partir de dichas fuentes podemos estar seguros de que no se acabarán los recursos de los cuales dependemos (Jarauta, 2014).

Por otro lado, también tenemos que tener en cuenta tal y como comenta Jarauta (2014), el problema de no poder controlar la disponibilidad de las energías renovables, es decir, en un día lluvioso no podemos beneficiarnos del Sol; si no hay viento no conseguiremos hacer que giren las aspas de un molino; y en el caso de que se trate de un año de sequía, no será posible producir energía con el agua.

Roldán (2013) afirma que las principales energías renovables son: energía solar térmica, energía solar fotovoltaica, energía eólica, energía hidráulica, energía geotérmica, energía mareomotriz y energías procedentes de la biomasa.

Elías (2012) las clasifica en función del recurso que utilizan: hidráulica, eólica, de la biomasa, geotérmica y solar.

- **Energía hidráulica:** según Rufes (2010), se obtiene gracias a la energía potencial gravitatoria, vinculada a los cursos de los ríos y saltos de agua. Cuando el impacto ambiental es bajo y se beneficia de la energía del agua sin la necesidad de presas se considera energía limpia. De lo contrario, se considera tan solo energía renovable.

Su origen se encuentra en el ciclo del agua, es decir, el Sol evapora el agua de mares, ríos y lagos, cae sobre la superficie en forma de lluvia y regresa al mar comenzando de nuevo el ciclo.

Las centrales hidroeléctricas aprovechan los saltos de agua para poner en marcha unas turbinas, las cuales a su vez mueven un generador eléctrico. Se pueden clasificar en función de su tamaño o potencia:

- Microcentrales: son centrales cuya potencia es inferior a 1MW.
- Minicentrales o centrales minihidráulicas: son aquellas centrales con potencias inferiores a 10 MW. Estas centrales incluyen a las anteriores.
- Centrales hidráulicas de mediana potencia: son aquellas centrales cuyas potencias están comprendidas entre 10 y 50 MW.
- Centrales hidráulicas de gran potencia: centrales con potencias superiores a 50 MW.

La energía hidráulica es renovable, ya que al explotar su fuente primaria no se agota, y también limpia, puesto que su explotación no ocasiona sustancias contaminantes de ninguna clase. Por otro lado, el impacto ambiental producido por presas grandes puede ser alto: pérdida de biodiversidad, inundación de grandes áreas de terreno, migraciones de la población la cual ocupaba dichas zonas inundadas, pandemias, etc. Atendiendo al impacto ambiental, las centrales minihidráulicas son las más respetuosas con el medio ambiente. Por ello, a pesar de que la UE considera toda la energía hidráulica como renovable, en España sólo se le adjudica a las centrales minihidráulicas.

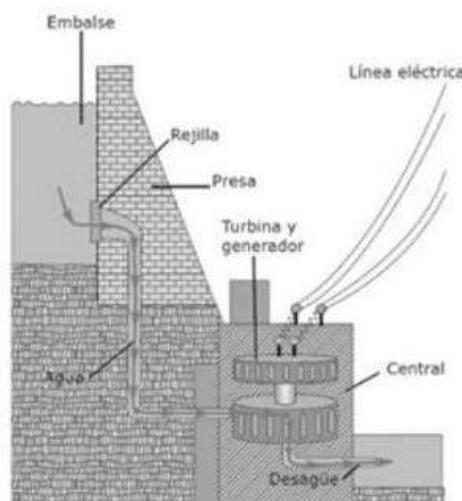


Figura 1.1: Esquema de una central hidráulica a pie de presa. (Fuente: Rufes (2010))

Tabla 1.2: Ventajas e Inconvenientes de la Energía Hidráulica.

(Fuente: Méndez, Cuervo, & S.A.U. (2008))

Energía hidráulica	
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> - No contamina. - Es muy abundante.
Inconvenientes	<ul style="list-style-type: none"> - Sus infraestructuras son muy caras. - Depende de los factores climáticos. - Impacto medioambiental.

- **Energía Eólica:** es la energía obtenida del viento. El Sol causa en la Tierra diferencias de presión dando lugar a los vientos. Las masas de aire atmosférico se mueven desde zonas con alta presión atmosférica hacia las de baja presión.

Las aplicaciones más utilizadas de este tipo de energía son: navegación (veleros), bombeo de agua y generación de electricidad. El dispositivo que transforma la energía cinética del viento en energía eléctrica es el aerogenerador o generador eólico (Rufes, 2010).

Méndez, Cuervo, & S.A.U., Energía Solar Térmica (2008) explica que, un aerogenerador consiste en un sistema mecánico de rotación formado por palas, al igual que los antiguos molinos de viento, y por un generador eléctrico con el eje solidario al sistema motriz, de tal forma que el viento hace girar las palas y el generador eléctrico.



Figura 1.2: Aerogeneradores. (Fuente: Rufes (2010))



Diseño de una Planta Fotovoltaica en conexión a red

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

Tabla 1.3: Ventajas e Inconvenientes de la Energía Eólica.

(Fuente: Méndez, Cuervo, & S.A.U. (2008))

Energía eólica	
Ventajas	<ul style="list-style-type: none">- Evita la importación de carbón, petróleo y materiales radiactivos.- Evita grandes impactos ambientales como la lluvia ácida y el efecto invernadero.- Es barata y no produce residuos.- La tecnología necesaria para instalarla es sencilla.- Los espacios ocupados pueden permitir la actividad agrícola.
Inconvenientes	<ul style="list-style-type: none">- Repercute sobre la fauna y la flora.- Impacto visual.- Ruido.- Interferencias en los medios de comunicación.

- **Energía de la biomasa:** Sebastián, García-Galindo, & Rezeau (2010) la define como sustancias orgánicas con origen en los compuestos de carbono formados en la fotosíntesis. Dichas sustancias pueden haber sufrido diferentes procesos, tanto naturales como artificiales previos a su utilización, de elevada o escasa complejidad.

Bajo esta definición, hay muchos materiales que pueden considerarse biomasa. Desde la perspectiva de aprovechamiento energético, la biomasa abarca una serie de recursos muy diferentes. Debido a esta variedad, en cuanto a origen y propiedades de los distintos recursos conlleva diferentes maneras de aporvechamiento de los mismos.

- **Energía geotérmica:** Rufes (2010) opina que, desde una visión general, es la energía térmica contenida en el interior de la Tierra. En la corteza terrestre hay grandes zonas estables con flujos de calor correspondientes a gradientes térmicos de 2÷4 °C cada 100 m de profundidad (energía geotérmica de baja temperatura), y del mismo modo, también existen áreas con flujos de calor muy elevados, correspondientes a gradientes térmicos de 20÷30 °C cada 100 m de profundidad (energía geotérmica de alta temperatura). En el momento en el que una zona cumple las condiciones precisas para poder explotar económicamente la energía geotérmica de un subsuelo, se dice que hay un yacimiento geotérmico.

Existen varios tipos de dichos yacimientos:



Diseño de una Planta Fotovoltaica en conexión a red

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

- Yacimientos de alta temperatura: tan sólo existen en las zonas activas de la corteza terrestre. Un yacimiento de semejantes características está constituido por una fuente de calor magmático, una roca permeable la cual acumula el fluido a temperaturas elevadas (entre 150 y 350 °C) y una capa superior constituida por rocas impermeables.

Habitualmente, dicha capa no es perfecta, por tanto el fluido se escapa a través de grietas formando fuentes termales, fumarolas, etc. El vapor o el agua caliente se usan para accionar turbinas de vapor y, así producir electricidad (centrales geotérmicas). En afloramientos naturales, los gases calientes y el agua se utilizan para la producción directa de agua caliente con fin residual, industrial o agrícola.

- Yacimientos de media temperatura: Las temperaturas del fluido son menores, normalmente están comprendidas entre 100 y 150 °C. Se puede generar electricidad con el uso de ciclos binarios, los cuales actualmente presentan rendimientos termodinámicos muy bajos. La mejor forma para aprovechar este calor es en sistemas de calefacción y/o refrigeración (máquinas de absorción).
- Yacimientos de baja temperatura: Se encuentran en zonas estables de la corteza, es decir, los flujos de calor son normales. La existencia, a una adecuada profundidad (entre 1500 y 2500 m), de materiales geológicos permeables con capacidad para contener y dejar circular fluidos que extraigan el calor a la roca, es la única condición requerida en estos casos. En cambio, existe una segunda condición de carácter económico.
- Yacimientos de muy baja temperatura: Cuando el fluido tiene una temperatura muy baja (entre 20 y 30 °C) puede usarse para la producción de agua caliente sanitaria y en sistemas de climatización mediante bomba de calor.



Diseño de una Planta Fotovoltaica en conexión a red

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

Tabla 1.4: Ventajas e Inconvenientes de la Energía Geotérmica. (Fuente: Méndez, Cuervo, & S.A.U. (2008))

Energía geotérmica	
Ventajas	<ul style="list-style-type: none">- No existen variaciones de temperatura importantes en el foco de captación de energía.- Los residuos que produce son mínimos y de poco impacto ambiental.
Inconvenientes	<ul style="list-style-type: none">- Emisión de ácido sulhídrico que en grandes cantidades puede ser letal.- Emisión de CO₂ que aumenta el efecto invernadero.- Contaminación de aguas próximas.- Contaminación térmica.- Deterioro del paisaje.- No se puede transportar.

- **Energía Solar:** Como dice Rufes (2010), es la energía que obtenemos directamente del Sol. Además de usarlo como fuente de iluminación, la radiación solar incidente en nuestro planeta puede aprovecharse de dos formas:
 - Transformación de la radiación de Sol en calor: denominada como energía solar térmica. Esta energía consiste en la transformación de la radiación solar en calor, pudiéndose aprovechar para la producción de agua caliente cuyo fin es el consumo doméstico como el agua caliente sanitaria, calentamiento de piscinas, calefacción, refrigeración por absorción.
 - Transformación de la radiación solar en electricidad: denominada como energía solar fotovoltaica. Dicha transformación se lleva a cabo en los elementos semiconductores de los paneles solares fotovoltaicos. La electricidad puede ser utilizada de forma directa, es decir, almacenada en baterías, e incluso inyectada en la red de distribución eléctrica.



Tabla 1.5: Ventajas e Inconvenientes de la Energía Solar.(Fuente: Méndez, Cuervo, & S.A.U. (2008))

Energía Solar	
Ventajas	<ul style="list-style-type: none">- Escaso impacto ambiental.- No produce residuos perjudiciales para el medio ambiente.- Distribuida por todo el mundo.- No tiene más costes una vez instalada que el mantenimiento, el cual es sencillo.- No hay dependencia de las compañías suministradoras.
Inconvenientes	<ul style="list-style-type: none">- Se precisan sistemas de acumulación (baterías) que contienen agentes químicos peligrosos. Los depósitos de agua caliente deben protegerse contra la legionela.- Puede afectar a los ecosistemas por la extensión ocupada por los paneles en caso de grandes instalaciones.- Impacto visual negativo si no se cuida la integración de los módulos solares en el entorno.

1.2 Energía Solar

La energía solar es aquella obtenida directamente del Sol, gran reactor nuclear esférico, cuyo radio es de 7×10^5 km y la temperatura en su superficie de 5777 k. La radiación que emite el Sol, llamada radiación solar, es la principal fuente de energía para nuestro planeta. Sin el Sol, no sería posible la vida en la Tierra, puesto que gracias a dicha radiación la temperatura en la superficie terrestre es 250 °C mayor de lo que sería si tan sólo dependiese del calor interno (Guerra, Ballesteros, & Heras, 2008).

En este mismo documento, se considera que el Sol continuamente radia una potencia de $3,8 \times 10^{23}$ kW, siendo $1,7 \times 10^{14}$ kW lo que intercepta la Tierra. La potencia interceptada es tan relevante que en un solo día supone una energía cuarenta veces mayor que el consumo energético mundial en un año.

Por otro lado, Romero (2010) argumenta que el Sol en tan sólo un segundo, es capaz de irradiar más energía de la consumida por la humanidad en toda su historia. La intensidad de radiación que es emitida a la Tierra es constante, lo que varía es la que se recibe finalmente en la superficie puesto que depende de factores como la época del año, la hora del día, la latitud y la climatología (Romero, 2010).

Jarauta (2014) opina que, en el caso de que nos encontremos en el ecuador terrestre, la radiación será constante a lo largo del año, pero si nos desplazamos hacia el norte o sur de la línea del ecuador, la radiación cambiará durante el año. Si se trata del hemisferio norte, en los días más cercanos al solsticio de verano, la radiación será mayor (máxima anual el día 22 de junio), mientras que en los más próximos al solsticio de invierno será menor (mínimo el 22 de diciembre). En cuanto al hemisferio sur ocurre totalmente lo contrario, occasionándose la máxima anual el 22 de diciembre y la mínima el 22 de junio.

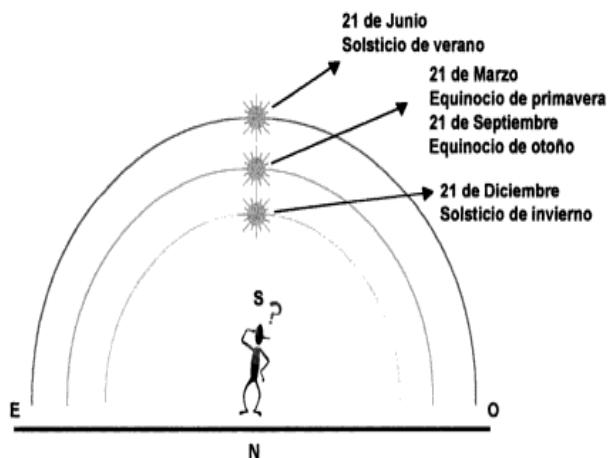


Figura 1.3: Altura del Sol en diferentes estaciones del año (E-O).
(Fuente: Méndez, Cuervo, & S.A.U. (2008))



Figura 1.4: Altura del Sol en diferentes estaciones del año (N-S). (Fuente: Méndez, Cuervo, & S.A.U. (2008))

Según Romero (2010), la luz emitida por el sol, tal y como podemos apreciar en la siguiente figura, se manifiesta en la superficie terrestre de tres maneras distintas:

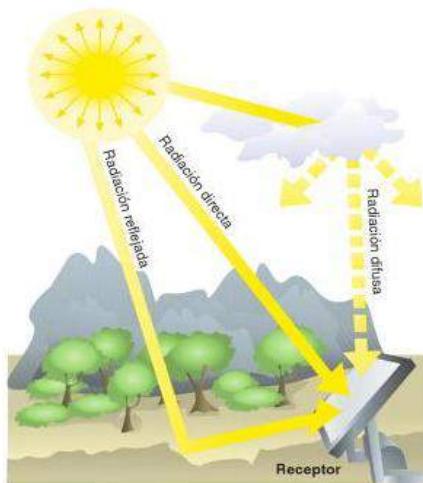


Figura 1.5: Tipos de radiación.
(Fuente: Santamaría & Castejón (2010))

- Radiación directa: la luz del Sol es recibida directamente sin ser modificada su trayectoria, a pesar de ser filtrada por la atmósfera (Romero, 2010).

- Radiación difusa: formada por aquellos rayos dispersados en la atmósfera con dirección al receptor. En aquellos días completamente nublados, toda la radiación disponible es difusa (Santamaría & Castejón, 2010).

- Radiación reflejada o de albedo: tal y como su nombre indica, es aquella radiación reflejada por la superficie terrestre hacia el receptor. Este tipo de radiación, según Santamaría & Castejón (2010), depende de la naturaleza de las montañas, lagos, edificios, etc. que rodean al receptor.

La suma de estas tres radiaciones anteriormente nombradas, forman la llamada radiación solar global. Es decir, es la radiación total que recibe la superficie del receptor (Santamaría & Castejón, 2010).

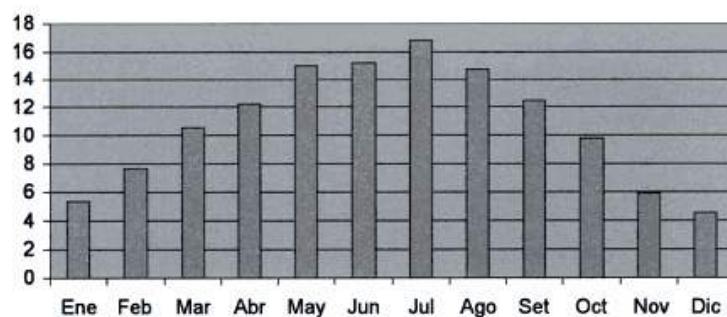


Figura 1.6: Radiación Solar en los diferentes meses del año (MJ/m²)
(Fuente: Méndez, Cuervo, & S.A.U. (2008))

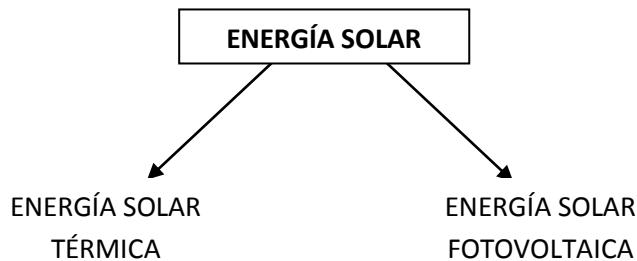
Para medir la radiación solar, de acuerdo con Santamaría & Castejón (2010), se usan dos magnitudes correspondientes a la potencia y energía que llegan a una unidad de superficie. Son las denominadas como irradiancia e irradiación:

- Irradiancia: radiación incidente o potencia por unidad de superficie. Se mide en vatios por metro cuadrado (W/m^2) e indica la intensidad de la radiación del Sol.
- Irradiación: suma de las irradiancias durante un tiempo determinado. Se trata de la cantidad de energía solar recibida a lo largo de un tiempo. Se mide en julios por metro cuadrado por un periodo de tiempo (J/m^2 por hora, día, semana, mes, año, etc.

dependiendo del caso). Normalmente, se utiliza como unidad el $\text{W}\cdot\text{h}/\text{m}^2$, y sus múltiplos más comunes $\text{kW}\cdot\text{h}/\text{m}^2$ y $\text{MW}\cdot\text{h}/\text{m}^2$.

Tipos de Energía Solar

Además de usar la Energía Solar como fuente de iluminación, existen dos formas posibles de aprovechar la radiación del Sol que incide en la tierra. Se trata de la transformación de radiación solar tanto en calor, denominada energía solar térmica, como en electricidad, es decir, la energía solar fotovoltaica.



1.2.1 Energía Solar Térmica

Méndez, Cuervo, & S.A.U. (2008) opina que, una de las formas más beneficiosas de aprovechar el Sol es transformar su energía en calor, empleada para producir agua caliente, climatizar piscinas, obtener calefacción, producir frío o para otras aplicaciones donde se necesite elevar la temperatura de un fluido.

Según este autor, la tecnología permite que la energía se produzca en lugares cercanos a los puntos de consumo, empleándolo como apoyo a las fuentes de energía convencionales.

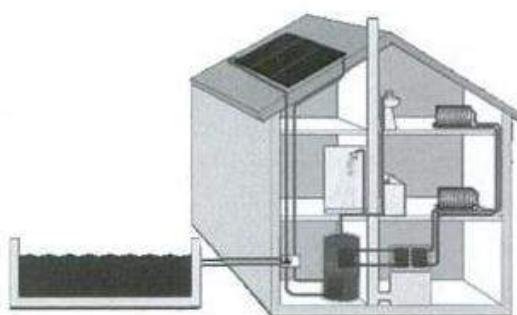


Figura 1.7: Sistema solar térmico. (Fuente: Méndez, Cuervo, & S.A.U. (2008))



Diseño de una Planta Fotovoltaica en conexión a red

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

Las diferentes aplicaciones de la energía solar térmica que se exponen en este documento son:

- Producción de agua caliente sanitaria (ACS): en viviendas, hoteles, instalaciones deportivas, residencias, etc.
- Climatización de piscinas: tanto cubiertas como descubiertas, mediante el calentamiento del vaso de agua.
- Apoyo de sistemas de calefacción: en especial a aquellos de suelo radiante o de baja temperatura.
- Producción de frío: aplicable a la climatización de aire e incluso a algunos procesos industriales.
- Procesos industriales: precisan de agua caliente a temperaturas no excesivas.

También nos señala algunas ventajas del empleo de este tipo de energía:

- No produce polución, ni contamina el medio ambiente.
- Tiene una vida útil mayor de 20 años
- Es silenciosa.
- La dependencia de combustibles fósiles disminuye.
- No precisa de un mantenimiento complejo, tan sólo la limpieza del módulo y el mantenimiento de las instalaciones hidráulicas, parecido al resto de instalaciones.

Un sistema solar térmico se compone de un conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos que posibilitan la captación de la energía del Sol disponible, y la transforman en calor para más tarde poder utilizarla en diferentes necesidades.

Generalmente, es necesario acumular esta energía para cuando se requiera su consumo, mediante un fluido contenido en depósitos.

La principal aplicación para la que se hace uso de este tipo de energía es la obtención de agua caliente sanitaria (ACS), debido a que generalmente, el consumo de agua caliente no se ve influido por la estación del año y, a que la temperatura requerida para el agua no es muy elevada (60 °C).

Elementos de un sistema solar térmico

Los elementos que componen un sistema solar térmico son:

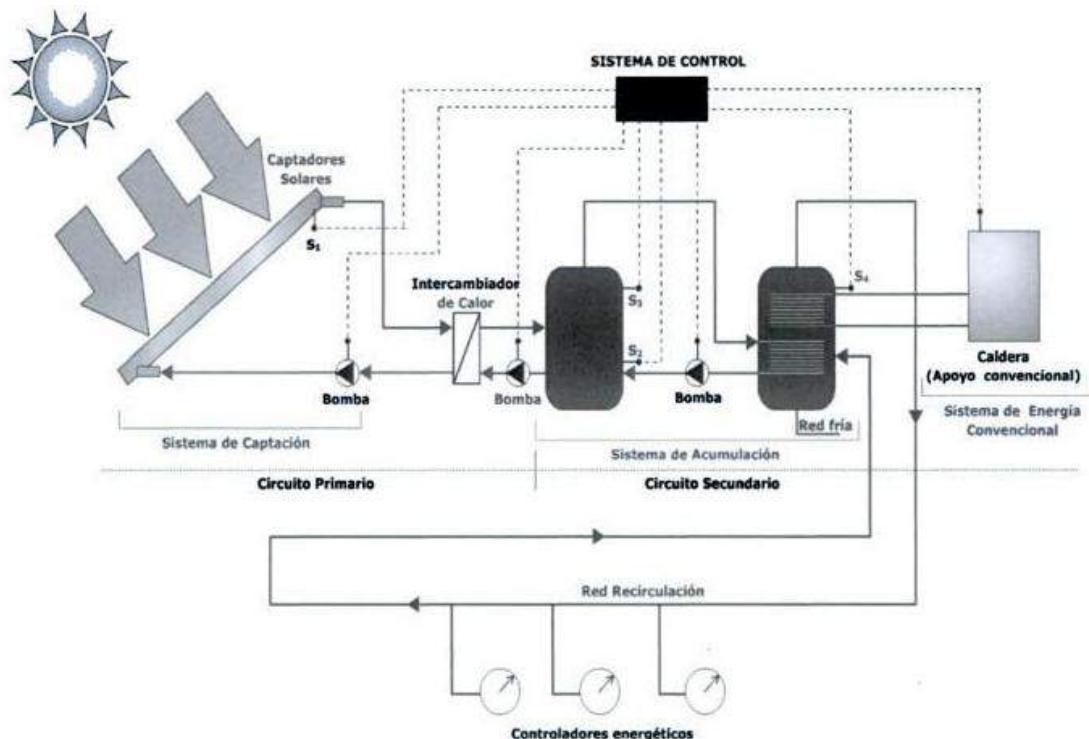


Figura 1.8: Sistema solar térmico. (Fuente: Méndez, Cuervo, & S.A.U. (2008))

- Sistema de captación: capta y transforma la radiación del Sol en energía térmica produciendo un aumento en la temperatura del fluido de trabajo.
- Intercambiador de calor: permite transferir el calor del fluido de trabajo, el cual circula por un circuito primario al agua que hay en el circuito secundario.
- Sistema de acumulación: almacena dicha energía térmica producida en forma de agua para poder ser utilizada en períodos en los que la demanda sea mayor que la capacidad de producción.
- Sistema de control: encargado de que la instalación funcione correctamente, dando las órdenes precisas a las bombas y válvulas para que trabajen según los valores aportados por las distintas sondas.
- Sistema hidráulico: permite la circulación de los fluidos por los distintos circuitos de la instalación.
- Sistema de energía convencional: generalmente el sistema solar permite sustituir una parte de la energía convencional consumida por la instalación, pero no completamente. Por ello, normalmente siempre existe este sistema.

1.2.2 Energía Solar Fotovoltaica

Guerrero (2013) define la energía solar fotovoltaica como la tecnología empleada para el aprovechamiento eléctrico de la energía solar, a partir de las células fotovoltaicas. Con estas células, la radiación del Sol se transforma directamente en electricidad, beneficiándose de las propiedades de los materiales semiconductores. Estos materiales son aquellos cuya conductividad cambia con la temperatura, pudiendo actuar como conductores o aislantes dependiendo de esta variable.

Méndez, Cuervo, & S.A.U. (2008) argumenta que la transformación directa de la energía del Sol en energía eléctrica, es causada por la actuación de la radiación solar sobre con los electrones en los materiales semiconductores. Dicho fenómeno es conocido como el efecto fotovoltaico.

El material semiconductor más usado es el Silicio (Si), pero hay más semiconductores como el Germanio (Ge) que también son muy utilizados (Guerrero, 2013).

La unidad básica de este tipo de sistemas es la célula solar, y con ella se forman los módulos fotovoltaicos, dispositivos de manejo fácil que conectados entre sí componen el generador eléctrico de una instalación fotovoltaica. Los módulos fotovoltaicos transforman directamente la luz del Sol en electricidad (Martín & Fernández, 2007).



Figura 1.9: Módulos fotovoltaicos de gran tamaño en una instalación industrial.
(Fuente: Perales (2012))



Romero (2010) destaca una serie de ventajas e inconvenientes del uso de esta energía como recurso. Todas ellas se describen a continuación:

Ventajas de la utilización de la energía solar como recurso

Las ventajas del recurso solar para producir directamente energía eléctrica se pueden resumir en:

- Gran potencial, ya que la energía solar que podemos captar no está limitada, además de disponer de superficie necesaria para cubrir varias veces la totalidad de nuestra demanda energética.
- Un balance de energía positivo, puesto que genera dependiendo de las tecnologías y situación de las instalaciones, entre diez y veinte veces más energía de la que fue necesaria para producirlas.
- Su presencia a lo largo y ancho de toda la superficie terrestre hace posible la ubicación de sistemas fotovoltaicos en cualquier lugar. En función de la latitud, producirá más o menos electricidad, pero siempre se obtendrá energía a pesar de contar con niveles mínimos de luz solar.
- Una gran sencillez y fiabilidad, pudiendo ofrecer garantías de funcionamiento de varias décadas.
- La vida útil de los generadores fotovoltaicos es elevada y exige un mantenimiento mínimo en costes, tiempo y especialización profesional, puesto que puede instalarse de forma que un particular se encargue de ello.
- Una gran versatilidad, dado que se puede usar en pequeñas aplicaciones, como es el caso de un cargador portátil o una calculadora, o en grandes plantas con decenas de hectáreas.
- Una gran modularidad, puesto que la potencia y tensión necesarias, se alcanzan con tan sólo añadir módulos. En el caso de querer 1 kW, se conectan en promedio cinco o seis módulos, y si se trata de 10 MW, se conectan, del mismo modo, 50.000 o 60.000 módulos.
- Una producción máxima al mediodía, momento en el que la demanda de energía es mayor. Con ello se aplana el pico de la demanda, se reduce el precio de la energía eléctrica y se necesitan menores inversiones en las redes eléctricas de distribución.
- Una gran solución para el suministro de electricidad a zonas remotas o rurales aisladas de la red eléctrica, siendo el único recurso de energía aprovechable en muchos lugares. En casos como en las aplicaciones espaciales se trata de la solución más óptima.
- Una enorme facilidad para integrar los paneles solares en los edificios, sustituyendo los materiales constructivos por elementos generadores de energía eléctrica limpia y creando diseños arquitectónicos innovadores.



Inconvenientes de la utilización de la energía solar como recurso

El aprovechamiento y uso del recurso solar con el fin de generar directamente energía eléctrica, tiene sus inconvenientes, al igual que ocurre con los otros recursos renovables.

- Baja densidad energética obtenida por parte del recurso, ya que requiere una gran superficie en posible competencia con otros usos. Un kilómetro cuadrado puede abarcar una potencia entre 10 y 17 MWp en función de parámetros como son la latitud y pérdidas por sombreado.
- Bajo rendimiento en el proceso de transformación de energía solar en energía eléctrica.
- Generación discontinua de electricidad causado por la propia naturaleza de la fuente de energía (día-noche).
- Teniendo en cuenta el factor anterior, en sistemas aislados se necesita una capacidad mayor de almacenamiento de energía, para poder satisfacer los consumos nocturnos.
- Posibilidad de cambios drásticos en la producción de electricidad causados por la aleatoriedad de la climatología.
- Debido al coste de la inversión de una instalación fotovoltaica, muchas veces su implantación depende de las primas a la producción concedidas por las entidades gubernamentales y otras subvenciones.



Capítulo 2: Tipos de sistemas fotovoltaicos

El sistema fotovoltaico está formado por elementos eléctricos, mecánicos y electrónicos, que con la unión de todos ellos es posible captar la energía del sol disponible y convertirla en energía eléctrica (Méndez, Cuervo, & S.A.U., Energía Solar Fotovoltaica, 2007).

Según Méndez, Cuervo, & S.A.U., Energía Solar Fotovoltaica, (2007), independientemente de la potencia y el posterior uso que se le vaya a dar, los sistemas fotovoltaicos se pueden clasificar en:

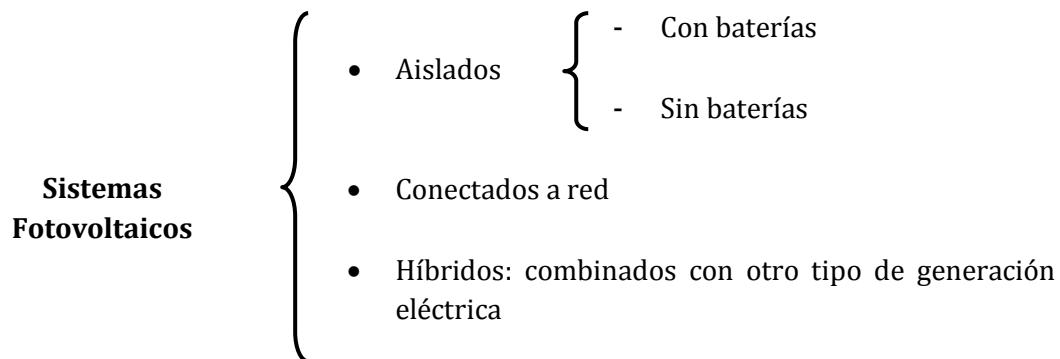


Figura 2.1: Clasificación de sistemas fotovoltaicos. (Fuente: Méndez, Cuervo, & S.A.U. (2008))

2.1 Sistemas aislados

Méndez, Cuervo, & S.A.U. (2008) describe este tipo de sistemas como aquellos cuyo principal objetivo trata de cubrir parcial o totalmente la demanda de energía eléctrica en lugares en los que no hay red eléctrica de distribución o su acceso es complicado.

En este caso, normalmente se cuenta con sistemas de acumulación de energía, puesto que sin ellos tan sólo se puede disponer de la energía durante el día, siendo demandada tanto de día como de noche. Por ello, el dimensionamiento debe estar pensado para que durante el día, pueda ser capaz no sólo de alimentar la carga, sino también la recarga de los acumuladores. Si por el contrario, se tratase de un uso diario como el caso de bombeo de agua, los acumuladores de energía no serían necesarios.

Díaz & Carmona (2010) diferencia dos aplicaciones:

- **Espaciales:** proporcionan electricidad en aquellos elementos situados en el espacio gracias al ser humano, como es el caso de la Estación Espacial Internacional, los satélites de comunicaciones, etc. Gracias a la investigación llevada a cabo en esta área,

se produjo un gran desarrollo de los equipos fotovoltaicos tal y como los conocemos en la actualidad.

- **Terrestres:** donde destacan las profesionales:

- Telecomunicaciones: telefonía rural, vía radio; repetidores (de telefonía, televisión, etc.)
- Electrificación de zonas rurales y aisladas: instalaciones las cuales se pueden realizar en cualquier sitio. Están pensadas para regiones y países en desarrollo y todas aquellas zonas donde no existe acceso a la red eléctrica comercial: viviendas aisladas, de ocupación periódica o permanente, refugios en la montaña, etc. En determinados países como ocurre en Cuba o Brasil, se emplean en edificios comunitarios (centros médicos, escuelas) o para abastecer de energía eléctrica a un determinado grupo de personas (un pueblo, una aldea, etc.)
- Señalización: se utiliza, por ejemplo, en señales de tráfico luminosas con diodos LED, alimentados por un panel solar y una batería.
- Alumbrado público: empleado en zonas en las que es complicado llevar una línea eléctrica convencional.
- Bombeo de agua: estas instalaciones están pensadas para lugares tales como granjas, huertos, etc. Se pueden realizar en cualquier lugar. Su uso puede ser tanto para agua potable como para riego.
- Redes VSAT: redes privadas de comunicación (para una empresa, un organismo oficial, etc.) que actúan a través de satélite. La energía solar se utiliza para alimentar las estaciones de la red.
- Telemetría: permite realizar medidas sobre variables físicas y transmitir la información a una central (por ejemplo control de la pluviometría de la cuenca de un río).

- **Otras aplicaciones:** juguetes, alumbrado en jardines, divertimentos, etc.

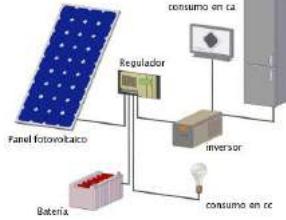


Figura 2.2: Sistema solar fotovoltaico aislado.

2.2 Sistemas conectados a la red

En dichas aplicaciones no se necesita la utilización de sistemas de acumulación, puesto que la energía que se produce en las horas de sol se vuelve a la red eléctrica. Las instalaciones tienen un sistema de seguimiento del estado de tensión de la red de distribución, de tal forma que se pueda garantizar su buen funcionamiento respecto a la forma de entregar la energía, tanto en tiempo como en modo, tratando de evitar situaciones peligrosas.

En este tipo de instalaciones se eliminan las baterías, siendo el elemento más caro y complicada (ciclos de carga, vida útil, mantenimiento, etc.) (Méndez, Cuervo, & S.A.U., 2008). Díaz & Carmona (2010) distingue las siguientes aplicaciones:

- **Centrales fotovoltaicas y huertos solares:** áreas delimitadas donde se concentra un determinado número de instalaciones fotovoltaicas de propietarios diferentes, con la finalidad de vender la electricidad producida a aquella compañía eléctrica con la que el contrato haya sido establecido. La energía vendida puede estar a nombre de una persona, una sociedad, etc. (la potencia instalada depende de las dimensiones del generador fotovoltaico). Cada instalación tiene su propietario y todas ellas se ubican en el mismo lugar. Esto hace posible mejoras en el mantenimiento de la instalación, vigilancia, pólizas de seguros, etc.

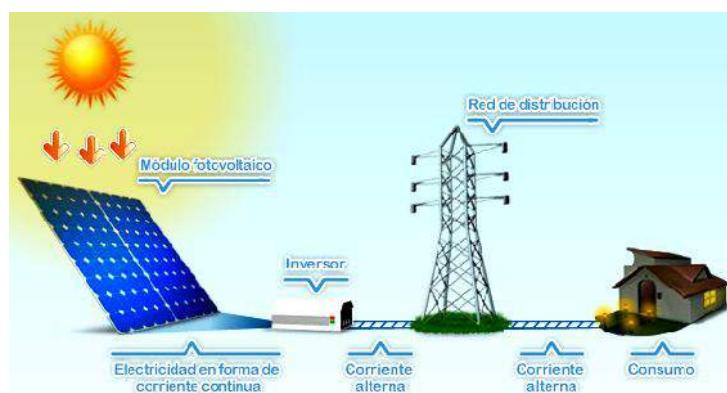


Figura 2.3: Sistema Solar Fotovoltaico conectado a red.
(Fuente: Méndez, Cuervo, & S.A.U., Energía Solar Fotovoltaica, (2007))

- **Edificios fotovoltaicos:** es una de las últimas aplicaciones creadas para el uso de la energía fotovoltaica. La rápida y gran evolución en los productos de este tipo ha permitido el uso de módulos como material constructivo en cerramientos, cubiertos y fachadas de gran valor visual. Además, la energía fotovoltaica es el sistema de energías renovables más adecuado para la generación de electricidad en zonas urbanas sin provocar efectos ambientales adversos. La integración arquitectónica

trata de combinar la doble función de los módulos fotovoltaicos, es decir, como elemento constructivo y como productor de energía eléctrica.

La mayor parte de estos sistemas han sido integrados en tejados, puesto que es allí donde alcanzan la máxima captación de energía solar, pero últimamente se están integrando en muros y fachadas, donde, por ejemplo el vidrio es reemplazado por módulos de láminas delgadas semitransparentes. En la figura 2.5 se puede apreciar la integración de los paneles en la fachada de un edificio. Para llevar a cabo este tipo de instalaciones se tienen en cuenta factores estéticos (en la elección del tipo del panel), además de los relacionados con el rendimiento de energía.

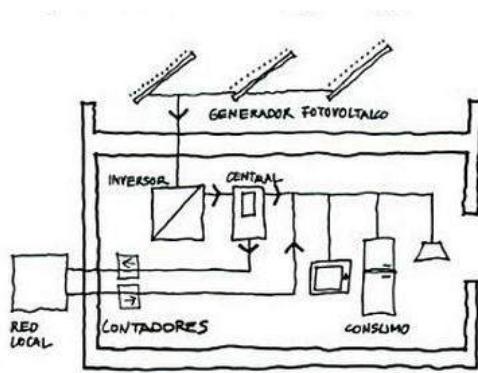


Figura 2.4: Esquema del sistema solar fotovoltaico conectado a red. (Fuente: Martín & Fernández (2007))



Figura 2.5: Ejemplo de edificio solar fotovoltaico. (Fuente: Méndez, Cuervo, & S.A.U., Energía Solar Fotovoltaica, (2007))

2.3 Sistemas Híbridos

Según Méndez, Cuervo, & S.A.U. (2008), hay algunos casos de sistemas fotovoltaicos aislados, en los que se complementan con otro distinto para obtener más garantías de disponibilidad de electricidad.

Continúa afirmando que, cuando una instalación fotovoltaica además del generador, incorpora otro generador de energía se denomina sistema híbrido. Por lo general, es aplicado a la energía eólica o los grupos electrógenos.

Este tipo de combinaciones se crean con la finalidad del beneficio de algún recurso energético en un lugar cercano a la instalación o para tener más seguridad o fiabilidad en el suministro de energía.

La configuración de este tipo de instalaciones, varía según el tipo de equipos que se utilizan para adoptar la potencia necesaria.

Generalmente la generación fotovoltaica es compatible con cualquier otra generación eléctrica.

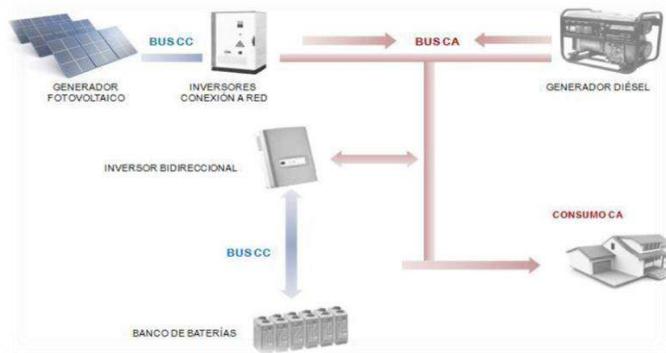


Figura 2.6: Sistema híbrido fotovoltaico (Generador fotovoltaico, baterías y generador diésel)



Capítulo 3: Componentes de una Planta Solar Fotovoltaica

Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red tienen como fin generar energía eléctrica para su posterior venta e incorporación al sistema eléctrico nacional. Dicha energía eléctrica generada en las instalaciones fotovoltaicas no se pueden almacenar, por lo que la producción y el consumo deben ser similares en cada momento (Valentín, 2012).

Según Valentín (2012), las instalaciones fotovoltaicas son una gran posibilidad de aporte energético en horas diurnas, puesto que su producción se encuentra limitada a esas horas.

En este tipo de instalaciones no hay baterías de almacenamiento, ni regulador de carga. Sin embargo, el inversor juega un papel importante.

A pesar de que todas las instalaciones conectadas a red están constituidas del mismo modo, Valentín (2012), afirma que existe una primera clasificación en función de la potencia instalada:

- **Residenciales:** Instaladas en zonas de viviendas, cuyas potencias se encuentran comprendidas entre 1 y 15 kWp.
- **Arquitectónicas:** Se instalan en cerramientos de edificios como muros, tejados, etc. con una potencia oscilante entre 5 y 20 kWp.
- **Centrales fotovoltaicas o huertos solares:** Se instalan en terrenos concretos, con potencias comprendidas entre 100kWp y 10MWp.

La unidad kilovatio pico (kWp) se emplea tan sólo en el ámbito de instalaciones generadoras fotovoltaicas. Con ella se hace referencia a la máxima potencia que se puede proporcionar.

Con potencias menores de 5kW, la instalación puede ser monofásica. Por el contrario, si la potencia es mayor de esa cifra, será trifásica.

Por otro lado, si se trata de instalaciones menores de 100kW, éstas entregan la energía a la red en baja tensión. Sin embargo, para potencias superiores o áreas donde no haya líneas de baja tensión, la entrega será en media tensión (13,2 kV, 16 kV, 20kV). En este último caso, la instalación tiene que contar con un transformador elevador de baja tensión a media tensión (Valentín, 2012).

Este mismo autor destaca los módulos fotovoltaicos y el inversor como elementos principales, mientras que considera los elementos de cableado, los de protección y los de medida de la energía como auxiliares.



Figura 3.1: Esquema de una instalación fotovoltaica con conexión monofásica a la red.
(Fuente: Valentín (2012))

3.1 Módulos

Méndez, Cuervo, & S.A.U., Energía Solar Fotovoltaica (2007) dicen que la transformación de radiación solar en electricidad se produce en la célula fotovoltaica. Dicha célula es un elemento compuesto de una lámina de material semiconductor cuyo grosor oscila entre 0,25 mm y 0,35 mm, normalmente con forma cuadrada, y, con una superficie alrededor de 100cm².

Según estos mismos autores, el material más empleado en la fabricación de células solares es el silicio, con cuatro electrones de valencia. Por tanto, para la creación de un campo eléctrico en este tipo de semiconductor, se juntan dos zonas de silicio tratadas químicamente; se trata de la unión "p-n".

Continúa diciendo que cada una de esas células fotovoltaicas está formada por una capa fina de tipo "n" y otra con un espesor mayor de material tipo "p".

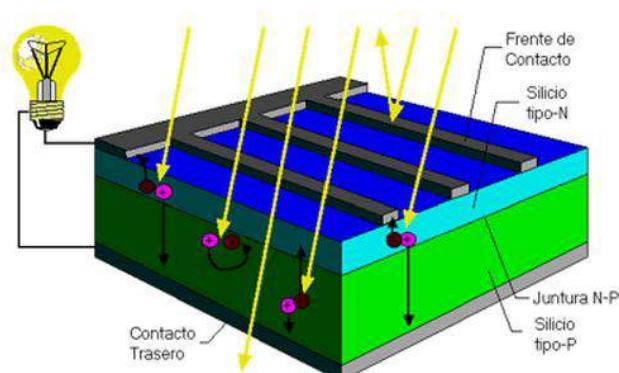


Figura 3.2: Vista esquemática de una célula fotovoltaica. (Fuente: D'Addario (2014))



Diseño de una Planta Fotovoltaica en conexión a red

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

Para obtener un semiconductor de silicio tipo “n”, se reemplazan ciertos átomos de silicio por otros de fósforo, con cinco electrones de valencia. Ya que se precisan cuatro electrones para conseguir los enlaces con los átomos adyacentes, permanece un electrón libre (Méndez, Cuervo, & S.A.U., Energía Solar Fotovoltaica, 2007).

De la misma forma, si se reemplazan átomos de silicio por otros de boro, los cuales tienen tres electrones de valencia, se logra un semiconductor tipo “p”.

Sucede como en el caso anterior, que al formar los enlaces falta un electrón o, lo que es lo mismo, hay un hueco libre.

Las dos capas por separado son eléctricamente neutras, pero al unirlas se produce un campo eléctrico en dicha unión (“p-n”).

Añaden que cuando la radiación solar incide en la célula, los fotones rompen el par electrón- hueco. El campo eléctrico de la unión los separa para evitar su recombinación. Esto es posible trasladando los electrones a la capa “n” y por otro lado, los huecos a la “p”. Mediante un conductor externo, se conecta la capa negativa con la positiva, produciéndose un flujo de electrones (corriente eléctrica) de la zona “p” a la zona “n”.

Este proceso también lo explica D'Addario (2014), argumentando que en el momento en el que la radiación del sol alcanza en forma de luz solar el panel, la línea que separa ambas capas realiza la función del diodo. Aquellos fotones que tienen energía suficiente e inciden en la célula fotovoltaica, ocasionan el traspaso de los electrones de la capa “p” a la “n”, de tal forma que se produce una escasez en la capa “p” y un exceso en la capa “n”. Esta diferencia de electrones de la que hablamos, se trata de la diferencia de voltaje o potencial, pudiéndose utilizar como fuente de energía. Mientras la luz incida en el panel, a pesar de estar nublado, la diferencia de potencial se mantendrá gracias a la radiación difusa.

Es decir, como Méndez, Cuervo, & S.A.U., Energía Solar Fotovoltaica (2007) aclaran que, mientras la luz continúe incidiendo habrá electricidad, siendo su intensidad proporcional a la cantidad de luz recibida por la célula.

El material semiconductor no acumula energía eléctrica, sino que únicamente la genera, o mejor dicho, tan sólo transforma la energía radiante cuando ésta incide sobre él (Fernández, 2010).

Este mismo autor afirma que, una célula no consigue proporcionar una tensión útil en la práctica, es decir, solo genera una tensión de algunas décimas de voltio (normalmente, sobre medio voltio para las células de silicio), con una potencia máxima de uno o dos vatios. Para poder conseguir tensiones y potencias apropiadas es necesario conectar en serie entre sí, un número de células determinado con el fin de obtener tensiones de 6, 12 ó 24 voltios.

D'Addario (2014) añade que el conjunto de células interconectadas entre sí y todas ellas selladas, recubiertas de vidrio y con un respaldo impermeable, forman lo que llamamos módulos o paneles fotovoltaicos. A su vez, un módulo fotovoltaico puede contener entre 48 y 72 células conectadas todas ellas en serie.

Por otro lado, Martín & Fernández (2007) comenta que, varios módulos asociados en serie y/o paralelo forman un panel fotovoltaico. Habitualmente, se asocia en serie (hilera) la cantidad de módulos precisos para obtener el valor de la tensión deseada y, más tarde, en paralelo tantas hileras de módulos como sean precisas para alcanzar la intensidad buscada.

El proceso para conectar las células es automático, realizándose con soldaduras especiales que unen la cara frontal de una célula con la posterior de la contigua (Fernández, 2010).

Según Fernández (2010), se precisan entre 30 y 40 células, dependiendo de sus características para generar un panel de 12 voltios nominales. Cuando las interconexiones eléctricas están finalizadas, las células se encapsulan en una estructura tipo "sandwich", la cual varía en función del fabricante.

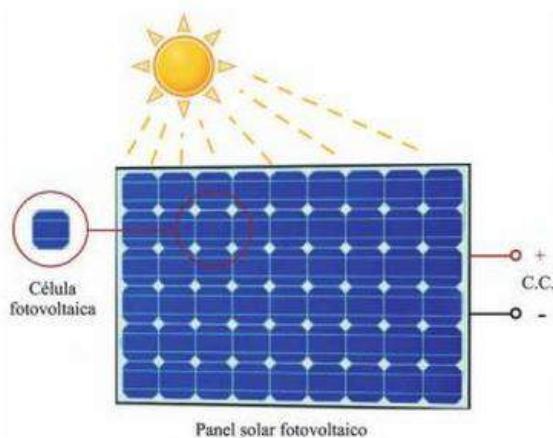
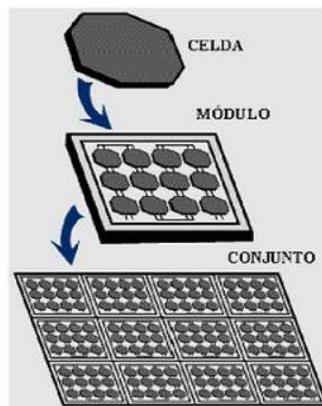


Figura 3.3: Panel Solar Fotovoltaico. (Fuente: Alcalde (2014))

Se añaden tantos paneles como sean necesarios, en función de la producción requerida de energía eléctrica (D'Addario, 2014).

Tipos de Células Fotovoltaicas

Méndez, Cuervo, & S.A.U., Energía Solar Fotovoltaica (2007) argumenta en su libro que, las células fotovoltaicas más usadas son aquellas formadas por la unión "p-n" y construidas con silicio monocristalino, a pesar de la existencia de diferentes procedimientos y tipos de materiales para su fabricación.



*Figura 3.4: Composición de un panel fotovoltaico.
(Fuente: D'Addario (2014))*

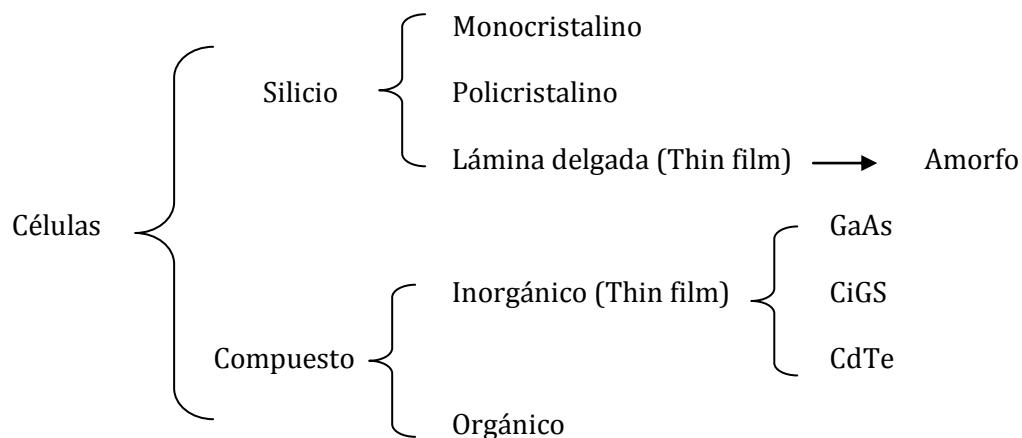
Existen algunos aspectos que afectan a los materiales semiconductores:

*Tabla 3.1: Aspectos que afectan a los materiales semiconductores.
(Fuente: Méndez, Cuervo, & S.A.U., Energía Solar Fotovoltaica (2007))*

Cristalinidad	Indica la ordenación de los átomos en la estructura cristalina. El silicio, como otros materiales, puede aparecer en varias formas: monocrystalino, policristalino o amorfo.
Coeficiente de Absorción	<p>Indica cómo la luz lejana, que tiene una longitud de onda específica, puede penetrar el material antes de ser absorbida.</p> <p>Un coeficiente de absorción pequeño significa que la luz no es absorbida fácilmente por el material.</p> <p>Depende de dos factores:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Material que hay encima de la célula: tiene que tener un mínimo coeficiente de absorción. - Longitud de onda o energía de la luz que es absorbida. <p>Las células de silicio cristalino son de un espesor grande ya que tienen un coeficiente de absorción de la luz incidente relativamente reducido.</p>
Coste y Complejidad de Fabricación	<p>Varían dependiendo del material o materiales utilizados en las capas del semiconductor según los factores:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Depósito en diversos compartimientos. - Necesidad de trabajar en un ambiente determinado. - Cantidad y tipo de material utilizado. - Número de pasos implicados. - Necesidad de mover las células.

Según este autor, lo más relevante de una célula solar son las capas del material semiconductor, puesto que en ellas se liberan los electrones y se genera la electricidad. Para la creación de las diferentes células se usan distintos materiales semiconductores.

ABB en su artículo explica los diferentes tipos de células:



- Silicio monocristalino: Los paneles monocristalinos están hechos del cristal de silicio de alta pureza. El material de silicio se caracteriza por una disposición ordenada y periódica de átomos, de forma que solo tiene una orientación cristalina, esto significa que todos los átomos se encuentran colocados simétricamente. El lingote de silicio de cristal tiene forma cilíndrica con un diámetro de 13-20 cm y 200cm de longitud. Presentan un color azul oscuro y con un brillo metálico. Además alcanzan un rendimiento de hasta 17%.



Figura 3.5: Ilustración de una célula de Si monocristalino.
(Fuente: Martín & Fernández (2007))

- Silicio policristalino: En este caso el cristal que constituye las células tiene diferente forma y dirección. El lingote de silicio policristalino se obtiene por la fusión y fundición del silicio en un molde con forma de paralelepípedo. Por lo tanto las obleas obtenidas son de forma cuadrada. La eficiencia está entre 12 - 14 %, siendo menores que el del monocristalino, al igual que el coste.

Este tipo de células pueden ser reconocidas por su aspecto superficial donde los granos del cristal son muy visibles.

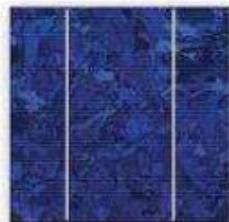


Figura 3.6: Ilustración de una célula de Si policristalino. (Fuente: Martín & Fernández (2007))

- Silicio amorfo: Compuesto de silicio hidrogenado. No existe estructura cristalina ordenada, y el silicio se deposita en un soporte transparente en forma de una capa fina. Presenta un color marrón y ceniza oscuro. Las células de silicio amorfo (no cristalino) parecen tener unas perspectivas de futuro muy esperanzado. Esta tecnología permite obtener células con un espesor pequeño, y una fabricación simple y barata, aunque la eficiencia sea baja, entre 6 - 8 %. Su principal aplicación en la actualidad se encuentra en la alimentación de relojes y calculadoras entre otras.



Figura 3.7: Ilustración de una célula de Si amorfo. (Fuente: Martín & Fernández (2007))

- Célula de arseniuro de galio (GaAs): La tecnología de GaAs es la más interesante si se considera desde el punto de vista de la eficiencia, puesto que está entre los valores de 25 - 30 %, pero la producción de dichas células se ve limitada por los elevados costes y por la escasez de material. Esta tecnología se utiliza para aplicaciones espaciales. Méndez, Cuervo, & S.A.U., Energía Solar Fotovoltaica (2007) añade que, este tipo de células tiene buenos rendimientos con pequeños espesores y mantiene sus características a elevadas temperaturas.

- Célula de (CIS): Estas células son parte de una tecnología aún en desarrollo. El silicio de sustituye por aleaciones especiales (cobre, indio y selenita). También aparecen los módulos CIGS (cobre, indio, galio y selenita) y CIGSS (cobre, indio, galio, selenita y azufre). La eficiencia de estos módulos es de 10 - 11%.



Figura 3.8: Ilustración de una célula de CIS. (Fuente: Martín & Fernández (2007))

- Célula de telurio de cadmio (CdTe): El CdTe se puede dopar con impurezas foráneas pudiendo obtenerse conductividad de tipo "p" y "n". El tipo de conductividad del CdTe también puede ser cambiado variando la estequiometría Cd-Te. Un exceso de Cd resulta en conductividad tipo "n" y un exceso de Te en tipo "p". Alcanza eficiencias máximas en laboratorio de 15,8 % y en la industria de entre 10-11 %.



Figura 3.9: Ilustración de una célula de CdTe. (Fuente: First Solar)

- Células orgánicas: A pesar de los avances en el campo de la industria solar, el coste de la fabricación de células fotovoltaicas continua siendo muy alto para muchas aplicaciones, sobre todo cuando se requieren grandes superficies. Uno de los factores que elevan el precio de estas tecnologías es la necesidad de procesar semiconductores a altas temperaturas en ambientes al vacío. Esto limita la fabricación a procesos por lotes, con la poca rentabilidad que esto conlleva. Una posible solución es el uso de semiconductores orgánicos, los cuales pueden ser producidos en grandes superficies a temperaturas relativamente bajas, tanto como por métodos al vacío, como por sublimación de material o preferiblemente por procesos con materiales capaces de formar películas como los polímeros.

Las células fotovoltaicas orgánicas tienen a su favor que pueden ser adheridas como una capa ultra delgada de dos polímeros semiconductores sobre cualquier superficie plástica. Además los paneles solares compuestos por células orgánicas son más económicos, menos pesados y más fáciles de instalar. Las células orgánicas solares han tenido que cumplir una serie de requisitos en términos de estabilidad, eficiencia y coste con el fin de poder competir con la existente tecnología del silicio y para poder encontrar nuevas aplicaciones.

Materiales y fabricación de paneles fotovoltaicos

De Juana (2003) dice que para reducir las pérdidas causadas por la dispersión de parámetros, las células se clasifican según éstos antes de usarlas en la fabricación de los paneles. Más tarde, se interconectan con cintas metálicas que contienen plata con el fin de dotarlas de alta conductividad y, se sueldan con soldadura blanda o ultrasónica. Las células se deben proteger con una cubierta transparente y un material encapsulante que garantice una vida útil mayor de 20 años.

Continúa con las partes de un panel fotovoltaico, las cuales son: la cubierta frontal, el material encapsulante, las células y sus conexiones, la cubierta posterior y el marco.

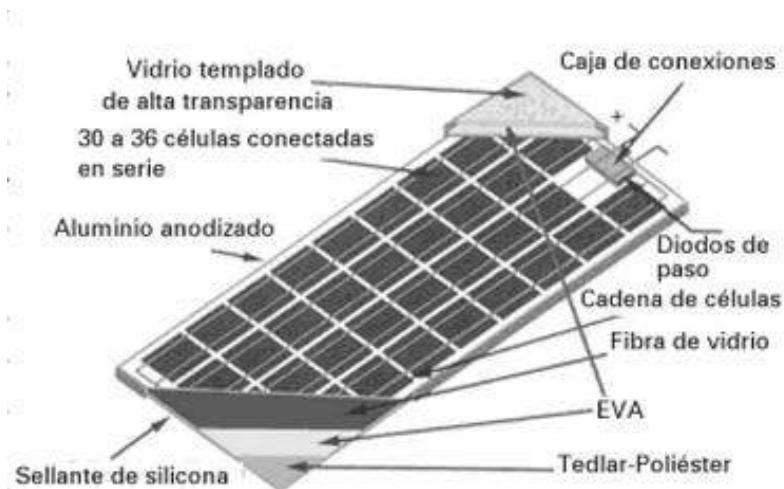


Figura 3.10: Componentes de un panel fotovoltaico. (Fuente: De Juana (2003))

- **Cubierta frontal transparente:** Suele ser de vidrio templado, para que así resista aquellos impactos de granizo, y con bajo contenido en hierro para ser más transparente (De Juana, 2003).
- **Material encapsulante:** Se encuentra entre el vidrio y las células, cubriendola también por la parte posterior. Su función es tanto impedir la entrada de agua y polvo como reducir las pérdidas por reflexión producidas en el caso de que la radiación tuviese que salir de nuevo del vidrio al aire para llegar a la célula.



Este material que debe tener un índice de refracción similar al del vidrio, también protege mecánicamente, puesto que mantiene una determinada plasticidad que permite absorber aquellas tensiones causadas por distintos golpes y dilataciones diferenciales que puedan producirse. El material empleado que cumple estas características es el EVA (Etileno-vinil-acetato). El EVA se degrada cuando se le somete a grandes temperaturas y niveles de iluminación como los que encontramos en los sistemas de concentración. También se pueden utilizar algunos elastómeros formados de silicona, especialmente en sistemas de concentración.

- **Células:** Según Santamaría & Castejón (2010), el conexionado de las células de un panel fotovoltaico se hace con cintas metálicas soldadas o incrustadas sobre la rejilla de conexión eléctrica de la cara frontal de cada una de las células. Para realizar la interconexión entre ellas, se une las cintas de la cara frontal (negativo) de una célula con la cara posterior (positivo) de la célula contigua.
- **Cubierta posterior:** Suele ser de un material llamado Tedlar, pero es posible la utilización de otro vidrio de manera que los paneles se puedan emplear como cerramientos semitransparentes en edificios. Chinchilla (2013) define el material Tedlar como resina adhesiva que ofrece un balance durabilidad, resistencia al desgaste y al agua así como alta resistencia al fuego.
- **Marco:** Generalmente fabricado de aluminio y aparte de servir de protección facilita el montaje de las instalaciones.

Características eléctricas de los paneles fotovoltaicos

Según Alcalde (2014), las características eléctricas de un panel fotovoltaico son:

- **P_{máx}:** Es la potencia máxima que el panel puede entregar a la carga. Se mide en vatios (W). Según Pareja (2010), es el valor máximo de potencia que se obtiene del producto de la corriente por la tensión de salida del módulo o panel fotovoltaico. También es llamada potencia de pico, muy empleado para los cálculos de una instalación conectada a red.
- **I_p_{máx}:** Intensidad de corriente a la máxima potencia del panel. Se mide en amperios (A). Pareja (2010) indica que en algunos casos se hace referencia a esta intensidad como Imp.
- **U_p_{máx}:** Tensión en el punto de potencia máxima. Se mide en voltios (V). Pareja (2010) dice que se trata aproximadamente del 80% de la tensión en circuito abierto. En algunos casos se indica como V_{mp} (de potencia máxima).
- **I_{sc}:** Intensidad máxima que se puede obtener en un panel. Se calcula midiendo la corriente entre los bornes del panel cuando se produce un cortocircuito. Se mide en amperios (A) (Pareja, 2010).

- **U_0** : Tensión de vacío, la cual se obtiene en los terminales del panel al no conectar ninguna carga. Se mide en voltios (V).

Modelo	$P_{\text{máx}}$	I_{pmax}	U_{pmax}	I_{cc}	U_0
A5	5 W	0,28 A	17,0 V	0,34 A	21,6 V
A20	20 W	1,18 A	17,0 V	1,40 A	21,6 V
A45	45 W	3,00 A	15,0 V	3,20 A	18,0 V
A65	65 W	4,00 A	16,3 V	4,60 A	20,5 V
A110	110 W	6,79 A	16,2 V	7,40 A	20,5 V
A150	150 W	4,40 A	31,0 V	4,84 A	46,4 V

Figura 3.11: Ejemplo de características eléctricas. (Fuente: Alcalde (2014))

De acuerdo con este mismo autor, existen otros factores que afectan al funcionamiento de los paneles fotovoltaicos como:

- **La intensidad de corriente eléctrica aumenta con la radiación del Sol**, mientras que por otro lado, la tensión permanece casi constante. En la siguiente figura se muestran las curvas de tensión e intensidad de un panel fotovoltaico según el nivel de radiación solar (irradiancia).

En buenas condiciones el valor de la irradiancia es de 1000 W/m^2 , pudiendo variar en función de la latitud o de las condiciones atmosféricas.

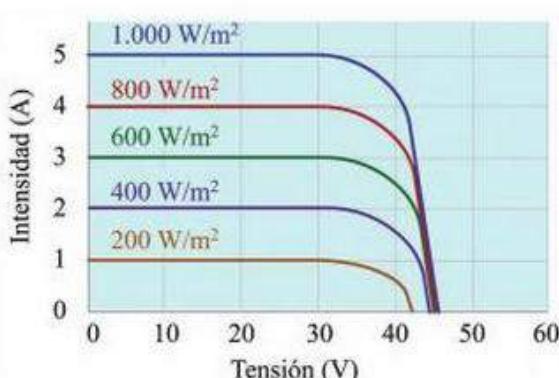


Figura 3.12: Curva de tensión e intensidad en función de distintos niveles de irradiancia. (Fuente: Alcalde (2014))

Pareja (2010) también muestra la curva de tensión e intensidad de un panel fotovoltaico, haciendo referencia a los parámetros descritos anteriormente.

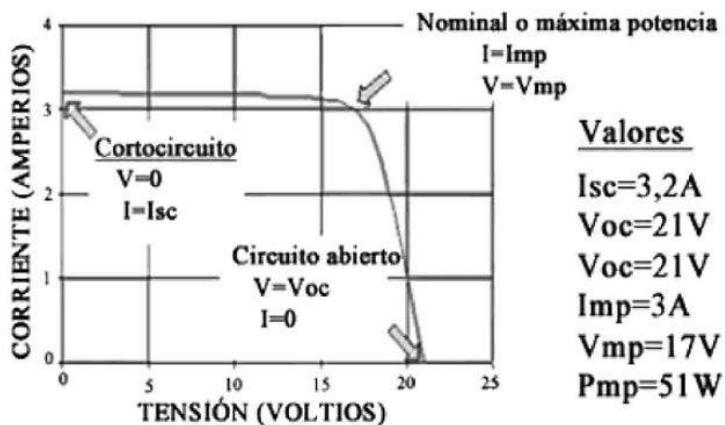


Figura 3.13: Curva tensión e intensidad de un panel fotovoltaico. (Fuente: Pareja (2010))

- **El sol causa un calentamiento de las células fotovoltaicas**, lo que provoca que la tensión producida sea menor, como se puede ver en la siguiente figura. Por ello, se recomienda instalar los paneles en zonas bien aireadas, o por otro lado tratar de compensar ese factor con la instalación de paneles con más células.

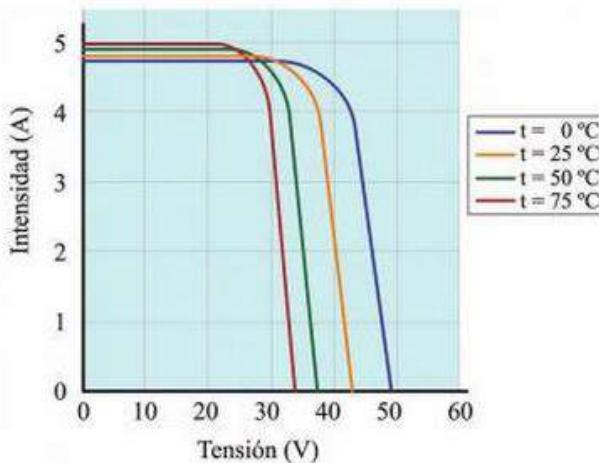


Figura 3.14: Curva tensión e intensidad en función de la temperatura. (Fuente: Alcalde (2014))



3.2 Estructura soporte del panel fotovoltaico

Las diferentes estructuras donde van colocados los módulos son:

Estructura Fija

Para Chinchilla (2013), la típica estructura terrestre con elevación graduable mediante pernos, es de acero galvanizado y está pensada para aquellos módulos con potencia media en adelante.

Argumenta que existen diferentes tipos de estructuras dependiendo del tipo de instalación en el que se vaya a utilizar, es decir, si va a estar situada en el suelo, en cubierta o en pared.

La estructura de soporte según esta autora debe cumplir una serie de condiciones:

- Soportar vientos con una velocidad de 150 Km/h.
- Situar los módulos a una altura sobre el suelo mayor de 1 metro.
- Estar formada por materiales resistentes a la corrosión. La mejor calidad- precio se han conseguido con acero galvanizado en caliente y aluminio anodizado.
- Utilizar para la sujeción de los módulos, tornillería de acero inoxidable o acero anodizado.
- Asegurar un buen contacto eléctrico entre el marco del panel y la estructura, con la finalidad de permitir la protección frente a descargas eléctricas.
- Estar eléctricamente unida a una toma de tierra, la cual cumpla las especificaciones del Reglamento de Baja Tensión.
- Ser estática y cerciorar la integración del generador en el medio en el que funciona.

Seguidores solares

La función de dicho componente trata de seguir la trayectoria del Sol en todo momento. Para ello, la superficie de los paneles debe encontrarse siempre orientada de forma perpendicular a los rayos solares (Chinchilla, 2013; Chinchilla, 2013).

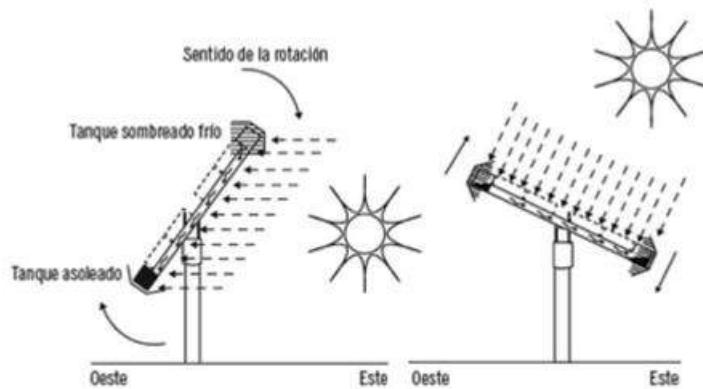


Figura 3.15: Movimiento de un seguidor solar de un eje. (Fuente: Guerrero (2013))

En ese mismo documento distingue una serie de tipos de seguimiento:

- Seguimiento cenital: se trata de un tipo de seguimiento con un solo eje, realizando la trayectoria del Sol desde su posición más baja hasta la más alta, con un eje de rotación horizontal.
- Seguimiento acimutal: es un tipo de seguimiento de un eje siguiendo el Sol desde su posición más oriental hasta la más occidental, con un eje de rotación vertical.
- Seguimiento polar: *es un tipo de seguimiento de un eje, el cual realiza el movimiento del Sol desde su posición más oriental hasta la más occidental, con un eje de rotación inclinado respecto a la vertical.*
- Seguimiento de doble eje: es aquel que consta de dos ejes, es decir, sigue la trayectoria del sol desde su posición más oriental a la más occidental con un eje de rotación vertical, y otro que sigue la trayectoria desde su posición más baja a la más alta. Se puede concluir diciendo que se trata de la combinación del seguimiento acimutal y cenital.

Los mejores seguimientos son el de dos ejes y el polar, pero los principales problemas son:

- Coste de adquisición e instalación.
- Elevado coste de mantenimiento, lo que conlleva una rentabilidad baja.

En el caso del seguimiento de dos ejes, la mayor cantidad de producción se obtiene tan solo del seguimiento acimutal.

Los costes de adquisición, instalación y mantenimiento para el seguimiento azimutal son asumibles y están compensados con los beneficios en la producción obtenida.

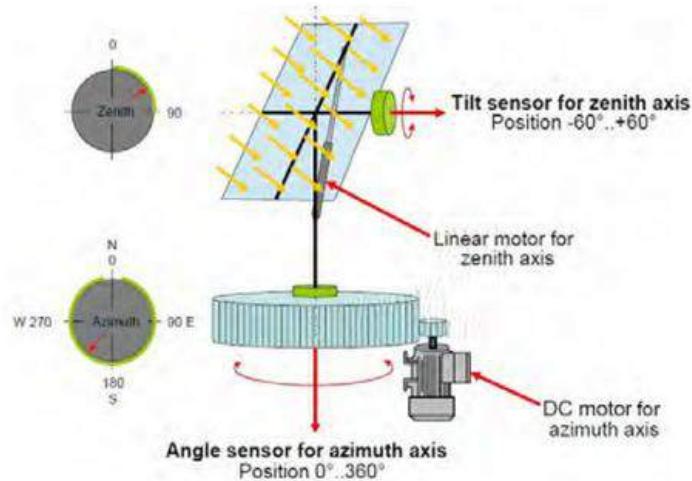


Figura 3.16: Seguidor de doble eje. (Fuente: Prinsloo & Dobson (2014))

3.3 Inversor

Martín & Fernández (2007) define un inversor de un sistema fotovoltaico conectado a red como un dispositivo electrónico de potencia, capaz de transformar la corriente continua (CC) proveniente de los módulos en corriente alterna (CA). Esta corriente alterna puede ser inyectada en la red eléctrica o en el caso de un edificio ser consumida directamente. Existe gran variedad de inversores, pero todos ellos deben cumplir con las normas de seguridad y protección a las personas, los equipos y la red eléctrica.

Estos autores destacan tres características que definen el comportamiento de un inversor:

- Rendimiento: Cociente entre la potencia activa suministrada por el inversor y la potencia continua que recibe. Los valores máximos de rendimiento se encuentran entre el 90 y el 95%.
- Seguimiento del punto de máxima potencia: Martín & Fernández (2007) lo definen como una estrategia de control con la que el inversor trata de mantener al generador trabajando en el punto de máxima potencia. Su finalidad consiste en buscar el máximo aprovechamiento posible de la energía producida por los paneles. La existencia de sombras puede complicar este seguimiento.
- Calidad de la onda: debe cumplir las exigencias que se recogen en la normativa. Los valores de frecuencia y tensión se deben mantener dentro de unos límites. La distorsión armónica total también cuenta con un límite máximo para la señal de corriente y otro para la de tensión. El desfase existente entre ambas señales debe ser de tal forma que el factor de potencia de la onda se encuentre lo más cercano a la unidad.



Diseño de una Planta Fotovoltaica en conexión a red

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

Según De Delás (2009), un aspecto muy relevante es la prevención del fenómeno de funcionamiento en modo isla. Por razones de seguridad, se trata de evitar que en el caso de que la compañía desconecte un tramo local de la red eléctrica donde se encuentra operando un inversor fotovoltaico, éste se desconecte automáticamente antes de un determinado número de ciclos de red. Este dispositivo también debe tener la capacidad de volverse a conectar automáticamente, ya resueltas las causas que provocasen su desconexión.

Según Chinchilla (2013), los tipos de inversores de conexión a red en función de la potencia nominal:

- Micro inversor o inversor en módulo: suelen ser monofásicos, de 100W a 1000W aproximadamente. Es posible su montaje en módulo y cada módulo (o grupo) funciona en su PMP (punto de máxima potencia). El coste es mayor y su eficiencia menor por inversor. En algunos casos disponen de cable para enchufe doméstico.
- Inversores de pequeña potencia (1kW a <10kW): pueden ser tanto monofásicos como trifásicos.
 - Inversor string: se trata de una cadena de módulos por inversor, con un único PMP.
 - Inversor multi-strings: son varias cadenas de módulos independientes por inversor (múltiple PMP).
 - Rango de potencias del orden de 1 kW - 20 kW.
 - Reducción de cableado y bus de CC.
 - Óptimo para diferentes orientaciones y sombras.
- Inversores de mediana potencia (10 kW a <100 kW): mayoritariamente trifásicos.
 - Inversor string: se trata de una cadena de módulos por inversor, con un único PMP.
 - Inversor multi-strings: son varias cadenas de módulos independientes por inversor (múltiple PMP).
 - Rango de potencias del orden de 1 kW - 20 kW.
 - Reducción de cableado y bus de CC.
 - Óptimo para diferentes orientaciones y sombras.
- Inversores de gran potencia (>100kW): tan sólo trifásicos. Cuentan con un único PMP por inversor, tienen alta eficiencia y su rango de potencias generalmente mayores e iguales que 100kW. Posibles pérdidas por sombreado y reducción de costes para potencias elevadas. También cuentan con considerables pérdidas en cableado de corriente continua.
- Soluciones integrada (inversores + aparenta de media tensión): exclusivamente trifásicos, con transformador elevador en media tensión y aparenta necesaria. Cuenta con una cabina para intemperie, donde se encuentran los inversores, transformador elevador en media tensión (MT) y elementos de protección MT.



La reducción de coste es importante y tan solo hay un único PMP por inversor. El rango de potencias es del orden del 1MW y más. En cuanto a las pérdidas, son mayores por sombreado y en corriente continua.

Los inversores cuentan con un grado de protección IP, el cual permite o no su instalación directa en el exterior. El tiempo medio hasta fallo del inversor teóricamente es en torno a 50 años, pero en la realidad su vida media llega a ser de unos 10 años (De Delás, 2009).

Continúa argumentando que, los inversores conectados a red dispondrán de un control de la tensión de red eléctrica, onda de salida, del sincronismo entre la señal generada con la red eléctrica y dispositivos de protección.

Los inversores deben cumplir con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética, incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en corriente alterna (CA).
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de red.

Además dispondrán de las señalizaciones precisas para su correcta operación, e incorporarán los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo (De Delás, 2009).

Según el mismo autor, un inversor incorporará, al menos, los siguientes controles manuales:

- Encendido y apagado del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz de corriente alterna.

3.4 Transformador

Roldán (2010) define los transformadores eléctricos como máquinas estáticas con la capacidad de modificar o transformar los valores de la tensión y de la intensidad que le llega a su primario del siguiente modo:

- **Si el transformador es elevador de tensión**, la tensión (U_p) que llega al bobinado primario, sale del secundario (U_s) elevada a un valor determinado. La intensidad (I_p) del primario se reduce en el secundario (I_s) en la misma proporción que la tensión. Es decir, elevan la tensión (U) y la intensidad (I) en la misma relación.

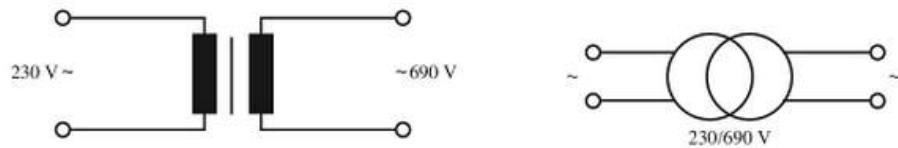


Figura 3.17: Esquema de un transformador monofásico elevador. (Fuente: Roldán (2010))

- **Si el transformador es reductor de tensión.** La tensión (U_p) que llega al bobinado primario, sale del secundario (U_s) reducida a un valor determinado. La intensidad (I_p) del primario se aumenta en el secundario (I_s) en la misma proporción que la tensión. Es decir, elevan la tensión (U) y la intensidad (I) siguiendo la misma relación.

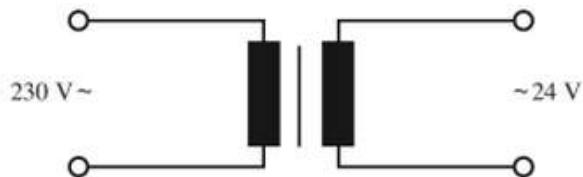


Figura 3.18: Esquema de un transformador monofásico reductor. (Fuente: Roldán (2010))

Este mismo autor añade que los transformadores son máquinas estáticas con un rendimiento elevado, por ello, tienen pocas pérdidas.

Argumenta que la posibilidad de elevar la tensión y reducir la intensidad en las redes de transporte de la energía eléctrica, permite reducir la sección de los conductores y también las pérdidas de energía en dicho transporte.

Por otro lado, la energía que llega al lugar donde finalmente se consume, se reduce a aquellos valores de tensión que convengan a los receptores, a través de los transformadores.

Capítulo 4: Fases de Diseño de Grandes Plantas Fotovoltaicas

El proyecto fotovoltaico de una planta solar de gran escala, una gran instalación sobre cubierta o una instalación sobre terreno, puede estar basado en sistemas fotovoltaicos convencionales (PV por sus siglas en inglés) o en sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV por sus siglas en inglés) (Valera, Pereles, Payán, Almonacid, Salas, & Almonacid, 2014).

Los sistemas fotovoltaicos convencionales son aquellos que predominan en el mercado. Las primeras células utilizadas fueron mono y policristalino de silicio (Dos Santos, 2011).



Figura 4.1: Ejemplo de sistema fotovoltaico convencional. (Fuente: Miller & Lumby (2012))

Según Dos Santos (2011), los sistemas fotovoltaicos de concentración están formados por células fabricadas con lentes o espejos utilizados para concentrar la luz del Sol en dichas células. Los sistemas de concentración siguen la trayectoria del Sol, por lo tanto requieren la incorporación de seguidores solares.



Figura 4.2: Sistema reflectante de módulos CPV. (Fuente: Dos Santos (2011))

Lo que distingue a una planta solar fotovoltaica respecto a la generación distribuida es el tamaño del proyecto y el hecho de que la electricidad se vende a mayoristas, no a consumidores finales. Las plantas fotovoltaicas de gran escala proporcionan el beneficio de la electricidad a precio fijo durante los períodos de máxima demanda, es decir, cuando el coste de la electricidad a partir de combustibles fósiles es más caro (Valera, Pereles, Payán, Almonacid, Salas, & Almonacid, 2014).

En este mismo documento se afirma que, teniendo en cuenta los últimos resultados procedentes de Photovoltaic Power Systems Programme (PVPS) de International Energy Agency IEA, al menos 36,9 GW de sistemas fotovoltaicos han sido instalados y conectados a la red en todo el mundo durante el pasado año. Siendo así, los proyectos fotovoltaicos de gran escala han crecido rápidamente en número y tamaño últimamente, ayudados por la caída del precio de los componentes fotovoltaicos, y sobre todo, por el precio de los módulos fotovoltaicos convencionales de silicio cristalino, que ha disminuido drásticamente desde 3,5€/W a 0,5€/W.

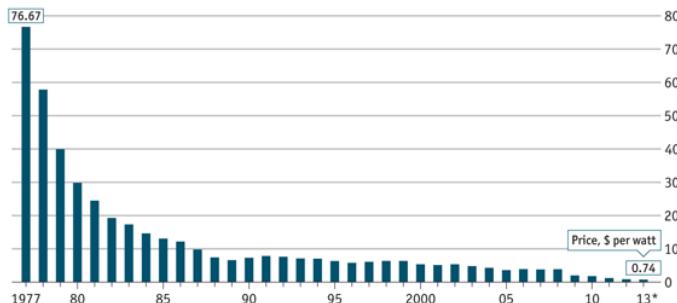


Figura 4.3: Precio módulo fotovoltaico (1977-2013). (Fuente: Valera, Pereles, Payán, Almonacid, Salas, & Almonacid (2014))

Para diseñar una planta solar fotovoltaica son necesarias una serie de fases o etapas llevadas a cabo a lo largo de un proyecto. El término proyecto, según el Project Management Institute (PMI), puede definirse como un esfuerzo temporal con el fin de obtener un servicio, producto o resultado único; o en el caso de la Real Academia Española (RAE) como conjunto de escritos, cálculos o dibujos que se hacen para dar idea de cómo ha de ser una obra de arquitectura o ingeniería. Por ello, planificar, ejecutar y poner en marcha una Planta Solar Fotovoltaica, como ocurre en este caso, encaja a la perfección dentro de dichas definiciones.

Un proyecto fotovoltaico a gran escala es complejo e involucra a muchas partes diferentes, incluyendo promotores, propietarios de tierras, servicios públicos, operadores de redes, organismos gubernamentales y partes financieras (Valera, Pereles, Payán, Almonacid, Salas, & Almonacid, 2014).

Según estos autores, los objetivos de un proyecto fotovoltaico de gran escala son:



Diseño de una Planta Fotovoltaica en conexión a red

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

-
- Equilibrio entre la gestión de riesgos y crisis.
 - Ejecución de plantas eléctricas de larga vida con un alto rendimiento y disponibilidad.
 - Funcionamiento correcto y seguro cumpliendo los requisitos correspondientes.
 - Bajo coste con alto rendimiento de la inversión.

En el mismo trabajo se afirma que, un proyecto de este calibre debe pasar por diferentes fases: las etapas previa y posterior al cierre financiero.

Ossenbach, Guillén y Coto (2010) describen las etapas de desarrollo de un proyecto de este tipo como se conciben habitualmente en el sector empresarial centroamericano, comenzando desde el perfil de proyecto hasta la construcción. Advierte que no deben ser entendidas como una secuencia de pasos separados completamente, ni como partes de un proyecto que pueden ser delimitadas unas de otras de forma perfecta. El desarrollo de un proyecto es dinámico, el cual requiere gran capacidad de adaptación y flexibilidad por parte del desarrollador.

Las etapas las clasifica en:

- Perfil
- Pre-Viabilidad
- Viabilidad
- Estudio Ambiental
- Diseño Final
- Cierre Financiero
- Construcción

El recurso de definir las etapas con el fin de organizar el desarrollo de un proyecto, le permite establecer bases sólidas durante el proceso de creación del proyecto y poder estratégicamente invertir según sus recursos. Por otro lado, las distinciones entre etapas a menudo no están claras. Por ello, el desarrollador debe tener cuidado al querer aprovechar esos recursos para no verse limitada su capacidad de adaptación a las condiciones específicas del proyecto.

Sin embargo, consideran que las diferentes etapas pueden ser vistas como un proceso que va desde la pre-inversión (primeras etapas hasta el cierre financiero), seguida de la inversión (etapa de la construcción). A pesar de que establece esas diferentes etapas, también reconoce la existencia de etapas posteriores como son la operación, monitorización y “abandono” (entendiendo técnicamente por esta última fase el fin de operación de la planta y su intento de recuperación de las condiciones naturales del emplazamiento).

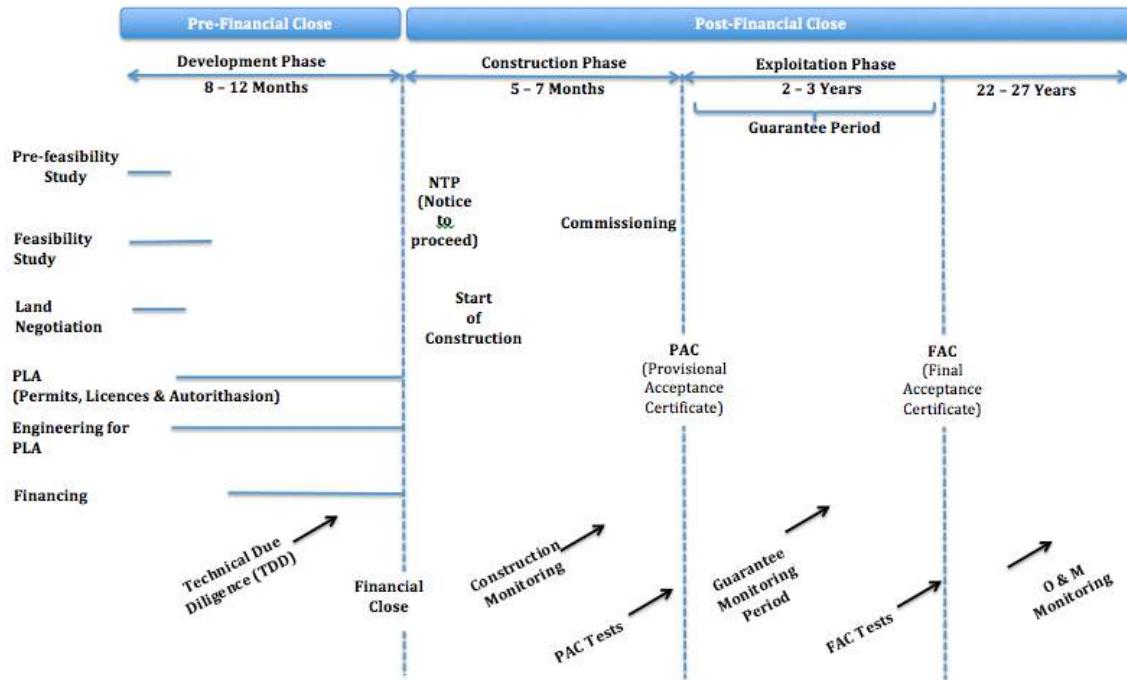


Figura 4.4: Marco temporal para un proyecto de 20 MW.
(Fuente: Valera, Pereles, Payán, Almonacid, Salas, & Almonacid (2014))

Conforme a la figura 4.4, el proyecto queda dividido en dos partes: antes y después del cierre de financiación, tal y como es considerado por Valera, Pereles, Payán, Almonacid, Salas y Almonacid (2014).

1- ANTES DEL CIERRE FINANCIERO (*Pre-Financial Close*)

Fase de Desarrollo (*Development Phase*)

En esta primera etapa se desarrollan una serie de fases, tales como: Estudio de Pre-Viabilidad, Estudio de Viabilidad, Análisis del terreno, Estudio de PLA (Permisos, Licencias y Autorizaciones), Ingeniería de PLA y Financiación.

- **Estudio de Pre-Viabilidad** (*Pre-Feasibility Study*): es la primera valoración del posible Proyecto. En ella se comienza con la identificación del emplazamiento, la propiedad de la tierra o el contrato de arrendamiento. Se realiza una revisión exhaustiva de los principales aspectos del proyecto, tales como, el recurso solar, la conexión a red y el coste de la construcción con el fin de decidir si merece la pena seguir con el proyecto adelante o no.

- **Estudio de Viabilidad (Feasibility Study):** Si el resultado del Estudio de Pre-Viabilidad ha sido favorable, puede llevarse a cabo un detallado Estudio de Viabilidad, con el fin de que las partes interesadas hagan un compromiso para continuar con su desarrollo.

Para la selección de la tecnología apropiada se tienen en cuenta factores como la necesidad de espacio y disponibilidad, disposición de radiación global horizontal (*GHI*), condiciones meteorológicas en especial la temperatura y velocidad del viento, el coste de la tecnología (CAPEX siendo los gastos de capital y OPEX los gastos de funcionamiento), riesgos vinculados a las tecnologías, necesidad de mano de obra capacitada, disponibilidad de proveedores de tecnología, garantías de rendimiento, etc. Todos y cada uno de estos factores juegan un papel muy importante para la selección de una tecnología adecuada.

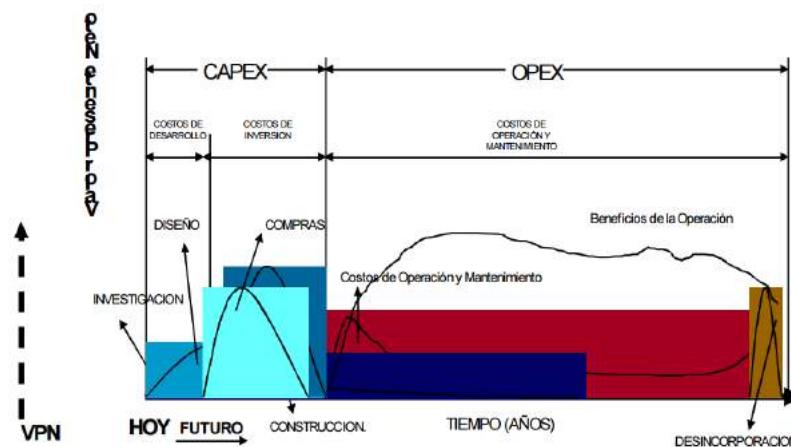


Figura 4.5: Costes en las etapas del ciclo de vida de un Proyecto. (Fuente: Durán & Sojo)

- **Negociación del terreno (Land Negotiation):** la primera tarea para el desarrollo del proyecto es la identificación de un emplazamiento adecuado. Una vez identificado el terreno, se comprueba la disponibilidad y viabilidad de la tierra. A continuación, el desarrollador cierra la negociación de contratos de las tierras.
- **Estudio de PLA (Permisos, Licencias y Autorizaciones) (PLA Study):** incluye todas las autorizaciones administrativas necesarias, las cuales deben ser completadas antes de la construcción de la planta solar, para que dicha etapa pueda comenzar. Estos permisos incluyen la aprobación del proyecto, autorización administrativa, proceso de formalización del medio ambiente, licencia de actividad comercial y de construcción. También incluye todas aquellas actividades necesarias para obtener la licencia para producir electricidad.
- **Ingeniería PLA (Engineering for PLA):** los sistemas y estructuras clave serán diseñados en detalle. Generalmente un contratista completará esta actividad. La tipología de plantas fotovoltaicas están clasificadas en cuatro grupos: modular en CA, en cadena, en cadena múltiple y centralizada. Por otro lado, el tipo de inversores y sus métodos de interconexión tienen gran impacto en las características de la planta



solar, en términos de eficiencia, coste de la inversión, fiabilidad en la producción de energía, etc. Además, se decidirá si el generador está montado sobre una estructura fija o un sistema de seguimiento.

- **Financiación (Financing):** Incluye el Memorándum, Programa Itinerante y *Due Diligence* en sus diversos tipos: *legal, technical and Insurance* – legal, técnico y seguros. Los pasos a seguir para adquirir el capital o la financiación necesaria para poder llevar a cabo la instalación fotovoltaica. Para proyectos financieros, a menudo son desarrollados los siguientes pasos: Fase de Desarrollo, Selección de prestamistas e inversores, Due Diligence, Convenio del Crédito y Acuerdo de accionistas del cierre financiero. Para la selección de accionistas el proyecto se presenta; se seleccionan un grupo de bancos e inversores y a continuación, esos inversores discuten los términos y condiciones de la negociación. En cuanto a la Due Diligence, es un proyecto de evaluación que identifica los riesgos y métodos para mitigarlos antes de la inversión. Hay tres evaluaciones principales de Due Diligence: Due Diligence jurídica, Due Diligence técnica y Due Diligence de seguros. Y por último, el convenio de crédito y acuerdo de proveedores consistente en la negociación de los términos y condiciones de la deuda de financiación y de la financiación del capital.

Opciones de Financiación

Hay varios riesgos/ recompensas para cada tipo de Financiación. Para ello, un desarrollador debe ayudar al cliente a elegir la financiación más adecuada, dependiendo del riesgo que quiera asumir el cliente, las limitaciones de dinero en metálico, y la existencia de impuestos tributarios. Principalmente son usadas tres grandes estructuras de financiación para los clientes comerciales:

- Compra en efectivo (*Cash Purchase*): Este es el procedimiento más simple para la financiación de un proyecto solar. Es decir, la compra del sistema (proyecto) directamente. Sin embargo, se debe de disponer del capital necesario, claro está. Si el cliente pudiera optar por esta opción se podría beneficiar de la amortización acelerada necesaria de todo el sistema (proyecto) así como lo relacionado con temas fiscales.
- Arrendamiento (*Leasing*): Esta opción permite a las empresas de energía solar beneficiarse de ella, a cambio de un pago mensual de arrendamiento por el uso del hardware del sistema. Los contratos típicos de arrendamiento solar varían entre 15-20 años. En ese momento, el contrato puede renovarse o el cliente puede optar por comprar los equipos por un valor residual. Para las organizaciones que no pueden aprovechar plenamente los incentivos fiscales disponibles y quieren evitar la inversión de capital inicial, un contrato de arrendamiento puede ser la mejor opción para facilitar la transición a la energía solar.
- Financiación de proyectos (*Project Finance*): permite generar un flujo de caja razonablemente predecible, rentable y sostenible, de acuerdo con las



características del proyecto, en combinación con sus propios activos, con posibilidades de financiación individual, sin ser la totalidad de los recursos aportados por parte de los inversores y con un alto apalancamiento. La financiación de proyectos es la herramienta más utilizada para dar crédito a grandes proyectos en diferentes sectores como energía, infraestructuras, agua, etc.

CIERRE FINANCIERO (*Financial Close*)

Esta etapa incluye actividades para garantizar la financiación de los proyectos de energía fotovoltaica, que además de contar con los derechos de las tierras, permisos, autorizaciones y licencias, también deben cumplir con los requisitos, que dan derecho a recibir ciertos ingresos. Se establece la relación entre el contratista EPC (*Engineering, Procurement, Construction* - Ingeniería, Compras y Construcción) y contratistas/fabricantes. En este momento, los contratos principales están firmados: línea de crédito, EPC, Operación y Mantenimiento (O&M), etc.

2- DESPUÉS DEL CIERRE FINANCIERO (*Post-Financial Close*)

Esta etapa está subdividida en dos partes: Operación y Explotación.

- **Fase de Construcción** (*Construction Phase*)

Esta fase se inicia cuando se recibe un aviso de proceder por parte del propietario. De esta forma comienza la construcción física de la instalación fotovoltaica. Durante esta fase, se pueden realizar diversas tareas, como control de calidad de los componentes y control de costes. En la fase de adquisición, debe hacerse una monitorización con el fin de evitar los riesgos de cualquier retraso en la entrega de los componentes.

Cuando la fase de construcción ha sido terminada, se realiza un Certificado de Aceptación Provisional (PAC por sus siglas en inglés).

- **Fase de Explotación** (*Exploitation Phase*)

En la Fase de Explotación se pueden distinguir dos períodos: periodo de garantía y periodo de explotación.

- **Periodo de Garantía** (*Guarantee Period*): este periodo se desarrolla durante un rango de 2-3 años, entre el Certificado de Autorización Provisional (PAC-*Provisional Acceptance Certificate*) y el Certificado de Autorización Definitivo (FAC-*Final Acceptance Certificate*).

A su vez, en este periodo se distinguen dos actividades: operación y puesta en marcha.



Diseño de una Planta Fotovoltaica en conexión a red

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

- Operación (*Operation*): en esta fase se incluye la revisión de la producción PR (Performance Ratio por sus siglas en inglés) de cada año, la supervisión de Operación y Mantenimiento de la potencia de la planta, en caso de haber alguna incidencia, monitorización del rendimiento y control de costes.
- Puesta en marcha (*Commissioning*): es un proceso durante el cual la planta fotovoltaica se prueba para verificar si funciona de acuerdo a los objetivos del diseño o especificaciones.
- **Periodo de Explotación (*Exploitation Period*)**: el contrato de Operación y Mantenimiento (O&M) puede continuar durante toda la vida útil de la planta fotovoltaica con un mantenimiento preventivo y correctivo. Estos servicios permanecerán durante los 20-30 años de vida útil de la instalación.

Capítulo 5: Estudio previo

A continuación se presenta un estudio de viabilidad de una planta solar fotovoltaica conectada a red. Este estudio se realiza en la fase de desarrollo de la etapa previa al cierre financiero, tal y como se muestra en el capítulo anterior (Fases de una planta solar fotovoltaica).

5.1 Descripción del Proyecto

El objetivo de este proyecto consiste en diseñar una planta solar fotovoltaica conectada a red de 2 MW nominales, la cual se encuentra instalada en la provincia de Toledo. Para ello, se van a desarrollar en distintos apartados: localización, inspección del emplazamiento, diseño de la configuración técnica – comparación de las diferentes configuraciones y recurso solar.

Localización

El proyecto se encuentra en la población española de Las Herencias, ubicado en la provincia de Toledo, con una altitud de 359 metros sobre el nivel del mar. Se puede acceder al emplazamiento por la carretera nacional N-502 y la carretera local TO- 7221-v, que comunican la ciudad de Talavera de la Reina con el municipio de Las Herencias.

Las coordenadas del proyecto son las siguientes:

- Latitud: 39° 52' 50.88" N
- Longitud: 4° 54' 18" W

En las imágenes 5.1 y 5.2 se muestra la situación exacta del proyecto:



Figura 5.1: Localización de la Planta (España). (Fuente: Google Earth)



Figura 5.2: Localización de la Planta (Toledo). (Fuente: Google Earth)

Con el fin de considerar los posibles efectos que puedan tener en el proyecto la presencia de obstáculos en el terreno, la figura 5.3 ofrece una vista aérea dónde se puede percibir mejor el emplazamiento.



Figura 5.3: Vista aérea de la Planta 1. (Fuente: Google Earth)

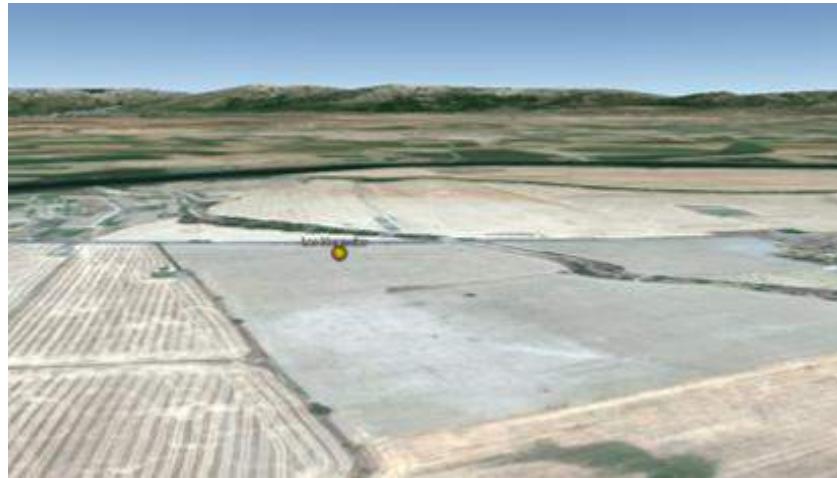


Figura 5.4: Vista aérea de la Planta 2. (Fuente: Google Earth)

Tal y como podemos comprobar en la figura 5.4, además de ser un terreno llano, no cuenta con ningún obstáculo a su alrededor que produzca efectos de sombreado en la instalación fotovoltaica, como pueden ser montañas o árboles. En dicha imagen, se aprecia a lo lejos unas elevaciones montañosas, pero se encuentran a mucha distancia del terreno como para afectar a la producción de energía.

Por todo ello, la localización se considera adecuada para instalar una planta solar fotovoltaica, ofreciendo suficiente área para que los módulos fotovoltaicos sean instalados y puedan garantizarse valores apropiados de radiación solar como veremos en el apartado 5.4 (Recurso Solar).

5.2 Inspección del emplazamiento

Durante la visita realizada al sitio, se ha podido comprobar las condiciones del terreno.

Características del terreno

El proyecto se encuentra ubicado en una zona llana, sin zonas montañosas o arbóreas cercanas que puedan producir sombras.

El suelo es de arena, lo cual puede provocar suciedad en los componentes de la planta solar fotovoltaica. Sin embargo, no se espera que dicha suciedad, causada por la deposición de polvo, sea de especial relevancia.

Por todo ello, el paisaje, la vegetación y la infraestructura que rodea al emplazamiento parecen adecuados para la construcción de un proyecto fotovoltaico.



Disponibilidad de tierra

Se ha considerado que la propiedad dispone de los permisos pertinentes.

Caminos de acceso

La Planta Solar de Las Herencias consta de un buen acceso desde la ciudad de Talavera de la Reina (13km) a través de una carretera de dos carriles con unas condiciones óptimas para ser transitada.

El camino de acceso a la Planta Solar es adecuado para el tránsito de vehículos y maquinaria pesada.

5.3 Diseño de la configuración técnica - Comparación de las diferentes configuraciones

En base al análisis que se ha llevado a cabo en el apartado anterior del presente informe, a continuación se definen una serie de configuraciones distintas entre sí, con la finalidad de compararlas y obtener la solución más óptima.

Se hace referencia a cada una de esas configuraciones, denominándolas como escenarios.

Por tanto, en este proyecto se realiza un estudio de 6 escenarios posibles, los cuales se muestran en la tabla 5.1:

Tabla 5.1: Definición de escenarios. (Fuente: Elaboración propia)

Escenario	Tecnología	Estructura	Tipo de inversor
1	Policristalino	Fija	Inversores de 500kW
2	CdTe	Fija	Inversores de 500kW
3	Monocristalino	Fija	Inversores de 500kW
4	Policristalino	Fija	Inversores de 20kW
5	CdTe	Fija	Inversores de 20kW
6	Monocristalino	Fija	Inversores de 20kW

Características de los escenarios

Para cada uno de los escenarios anteriormente citados se ha realizado lo siguiente:

- Diseño de la instalación fotovoltaica.
- Análisis de la radiación recibida en el plano.
- Análisis de la producción de energía.



Diseño de una Planta Fotovoltaica en conexión a red

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

Para poder llevar a cabo todos estos trabajos, es necesario definir ciertos parámetros para el diseño de la planta. Entre los 6 escenarios propuestos, existen algunos parámetros comunes tales como:

- Potencia nominal: 2MW. La potencia nominal viene determinada por la potencia de los inversores a instalar. Por ello, en los tres primeros escenarios hay 4 inversores de 500kW y en los otros tres, 200 inversores de 10kW.
- Cajas de conexión empleadas para optimizar el cableado en la parte de la instalación que corresponde a corriente continua. Se colocan entre las series de módulos y los inversores.
- Estructura fija.
- Subsistemas complementarios: cuadro de interconexión, conducciones, protecciones eléctricas, monitorización, etc.
- Transformador de: 2,000kVA. Se trata de un transformador que eleva la tensión de 405V (BT) a 22,000V (MT), incorporando las protecciones de MT.
- El cableado del transformador al centro de seccionamiento.

El resto de parámetros definidos para cada escenario, se describen a continuación.

➤ Selección de Módulos

Para poder realizar el diseño de la Planta, es necesario elegir un módulo fotovoltaico. Para ello, teniendo en cuenta los 6 escenarios diferentes, se han escogido modelos de distintas tecnologías. En la tabla 5.2 se muestran las características principales de cada uno de esos modelos de módulos seleccionados:

Tabla 5.2: Características de los módulos. (Fuente: Elaboración propia)

Características	Policristalino	CdTe	Monocristalino
Fabricante	Hanwha Solar	First Solar	Trina Solar
Modelo	HSL 72 P6-PB-1-290	FS-4110A-2	TSM-260 DC05A
Potencia Máxima (Pmáx)	290 W	110 W	260 W
Tensión en circuito abierto (Voc)	45V	87.2 V	38.4 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	8.65 A	1.75 A	9,15 A
Tensión en el punto de máxima potencia (Vmá)	35.40 V	69.4 V	30.02 V
Corriente en el punto de máxima potencia (Imá)	8.20 A	1.59 A	8,61 A
Eficiencia del módulo (%)	15.0	15.56	15.90
Coeficiente de temperatura de P	-0.43 %/°C	-0.40 %/°C	-0.41 %/C°



Diseño de una Planta Fotovoltaica en conexión a red

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

Características	Policristalino	CdTe	Monocristalino
NOCT (Temperatura de operación nominal de cada célula)	45 °C	45 °C	45 °C
Dimensiones	1956mm x 988mm x 45mm	1200mm x 600mm x 6.8mm	1650mm x 992mm x 35mm

Para mayor información acerca de los distintos módulos ya citados, se dispone de las hojas de características correspondientes en Anexos.

Todos estos modelos de módulos son representativos de productos disponibles en el mercado actual. En el caso de que se cambie el tipo de módulo, las características serán otras y, por lo tanto, la potencia de la instalación también se puede ver modificada.

La potencia nominal de la planta viene determinada por su potencia pico, producida en el momento óptimo de radiación del sol y temperatura. La potencia pico de la Planta dependerá del escenario escogido, puesto que cada uno tiene un número total de módulos diferente y modelo con distinta potencia.

➤ Estructura

La estructura consiste en unos postes clavados en el terreno con un martillo neumático y, sobre ellos, se fijan los bastidores en los que se colocan los paneles solares.

Algunas de las características del sistema son: el montaje de los paneles superpuestos, su diseño en acero galvanizado y aluminio con barreras galvánicas entre materiales distintos, tres metros de separación entre postes, la longitud de las hileras ajustables, la inclinación de los módulos en función del deseo del cliente y su fijación en el terreno sin hormigón.

Este sistema cumple con las normativas europeas, en referencia a la resistencia, teniendo en cuenta las cargas de viento, nieve y las características del terreno donde se instale. También cumple con las condiciones del Código Técnico de Edificación (CTE).

Los principales parámetros a definir son:

- **Azimut:** El azimut consiste en la orientación de los paneles. En el hemisferio norte, los paneles miran hacia el sur, mientras que en el hemisferio sur ocurre lo contrario, es decir, miran hacia el norte.

Por tanto, en este caso como el terreno se encuentra situado en el hemisferio norte, los paneles se orientan hacia el sur siendo 0º lo más óptimo.

- **Inclinación de módulos fotovoltaicos:** Este valor se calcula para optimizar la irradiación recibida en el plano del módulo y así decidir qué inclinación es la idónea.



Diseño de una Planta Fotovoltaica en conexión a red

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

Tabla 5.3: Irradiación con distinta inclinación. (Fuente: Elaboración propia)

Inclinación	Irradiación (kWh/m ²)
26°	2085
27°	2090
28°	2094
29°	2098
30°	2102
31°	2105
32°	2107
33°	2109
34°	2111
35°	2112

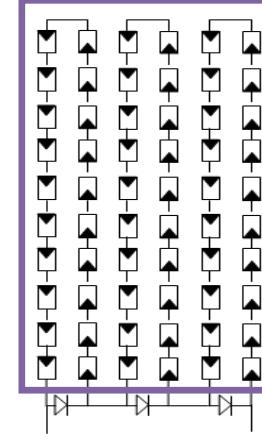
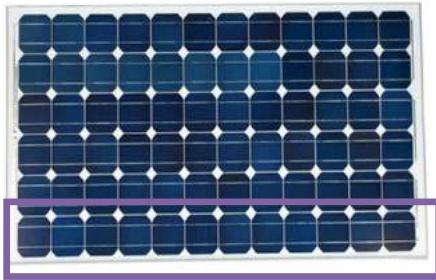
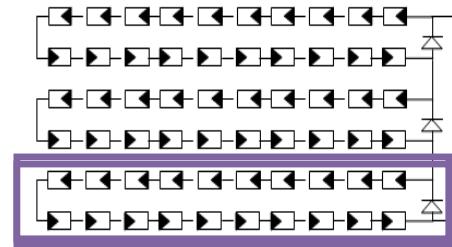
Tras analizar qué irradiación captan los paneles solares dependiendo del grado de inclinación asignado, se obtiene el resultado más óptimo. En este caso, la inclinación de los módulos fotovoltaicos se fijan a 35°.

Un factor a tener muy en cuenta es la velocidad del viento, pues depende del valor que soporte la estructura. En este caso no hay peligro, puesto que la estructura que se va a emplear resiste vientos de, como mínimo, 150km/h y, en este emplazamiento los valores registrados de viento son menores.

- La **colocación de los módulos** se realiza en posición horizontal, puesto que es lo más óptimo para minimizar las pérdidas por sombreado. Esto es debido a la configuración eléctrica de las células de los módulos. Los diodos de bypass están colocados de tal forma que, si se posiciona de forma vertical, las sombras de las celdas inferiores pueden impedir el funcionamiento del panel por completo, es decir, no producen energía.

En cambio, si la posición se modifica, situado de forma horizontal, tan sólo se inactivan aquellas filas afectadas por la sombra, mientras que el resto del módulo continúa funcionando y produciendo energía, tal y como se muestra a continuación en la tabla 5.4:

Tabla 5.4: Efectos de sombreado en módulos colocados vertical y horizontalmente.
(Fuente: Elaboración propia)

 Área sombreada	 Todos los módulos desactivados
 Área sombreada	 Sólo se desactivan las células sombreadas

Como se ha comentado anteriormente, la disposición de módulos se realizará en todos los casos de forma horizontal, siendo dos módulos por columna.

- **Pitch:** Se trata de la distancia entre un punto de un módulo y ese mismo punto al módulo siguiente tal y como se muestra en la figura 5.5.

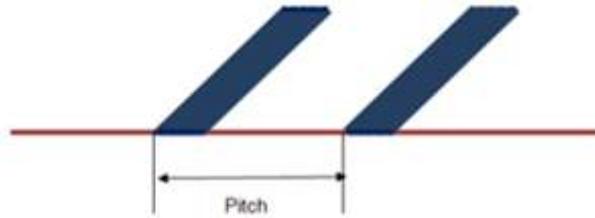


Figura 5.5: Descripción gráfica del Pitch. (Fuente: Elaboración propia)

A continuación, se muestran las pérdidas por sombreado y el pitch correspondiente a cada escenario. Con la ayuda de PVsyst obtenemos los siguientes parámetros.

Tabla 5.5: Pitch y Pérdidas por sombreado de cada escenario. (Fuente: Elaboración propia)

Parámetro	Esc. 1	Esc. 2	Esc. 3	Esc. 4	Esc. 5	Esc. 6
Pérdidas por	2.9%	1.9%	2.9%	3.0%	1.9%	2.9%
Pitch	5.2 m	4.25 m	5.1 m	5.2 m	4.25 m	5.1 m

➤ Selección de Inversores

Para continuar con el diseño de la Planta, se precisa de la elección de un inversor. En este proyecto se barajan dos opciones, es decir, se realiza un estudio donde tres de los seis escenarios son con un inversor de unas determinadas características y el resto con otro distinto.



Diseño de una Planta Fotovoltaica en conexión a red

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

En la tabla 5.6, se muestran las características principales de cada uno de esos modelos de inversores seleccionados:

Tabla 5.6: Características de los inversores. (Fuente: Elaboración propia)

Características	Sunny Tripower 10000TLEE-JP-10 (SMA)	Sunny Central 500HE-US
Entrada (CC)		
Potencia máxima DC	10,500 W	565,000 Wp
Tensión máxima de entrada	600 V	600 V
Rango de tensión MPP en la tensión de red (202 V)	300 V – 590 V	330-600 V
Tensión nominal de entrada	300 V	330 V
Corriente máxima de entrada	36 A	1600 A
Número de entradas en CC	6	6 - 9
Salida (CA)		
Potencia nominal	10,000 W (@ 202 V, 50 Hz)	500 kVA (@ 45 °C)
Tensión nominal CA	3/PE, 202 V	-
Rango de tensión CA	160 V to 240 V	180 V – 220 V
Frecuencia nominal de potencia	50 Hz	60 Hz
Corriente máxima de salida	29 A	1470 A
Fases de alimentación / Fases de conexión	3 / 3	-
Eficiencia		
Eficiencia máxima / Eficiencia según JIS C 8962 (para Sunny Tripower 10000TLEE-JP-10) o Eficiencia CEC (para Sunny Central 500HE-US)	97.8% / 96.5%	98.6% / 98.0%
Protecciones		
Clase de Protección (según IEC 61140)	I	-
Protección de sobretensión (según IEC 60664-1)	CA: III; CC: II	-
Grado de protección	IP65 (según IEC 60529)	NEMA 3R
Datos generales		
Dimensiones (W / H / D)	665 / 680 / 265 mm	2277 / 2562 / 956 mm
Peso	45 kg	<1800 kg
Rango de temperatura de funcionamiento	-25°C a +60°C	-25 °C a +60 °C
Máximo valor permitido para humedad relativa (sin condensación)	100%	95%

Para mayor información acerca de los distintos inversores ya citados, se dispone de las hojas de características correspondientes en Anexos.

5.4 Recurso Solar

La figura 5.6 muestra el mapa de distribución de la radiación solar en el país:



Figura 5.6: Mapa de irradiación solar de España. (Fuente: Solargis)

Para la realización del estudio del recurso solar se han tenido en cuenta diversas bases de datos de radiación como SolarGis, Meteonorm, PVGIS, NASA y SWERA-NREL.

SOLARGIS

Para acceder a la Base de datos de Solargis puede utilizar el siguiente enlace:

- <http://solargis.info/>

Solargis es un sistema de información geográfica diseñado para satisfacer las necesidades de la industria de la energía solar. Integra recurso solar y datos meteorológicos con herramientas para la planificación y supervisión del rendimiento de los sistemas de dicha energía.

La base de datos Solargis es de alta resolución reconocida como la fuente más fiable y precisa de la información del recurso solar.



Figura 5.7: Cobertura vía satélite en las regiones del mundo. (Fuente: Solargis)

Los diferentes satélites tienen la siguiente resolución temporal y períodos de disponibilidad de datos.

- Satélites Meteosat de segunda generación (MSG, según sus siglas en inglés): en la región PRIME desde 04/2004 hasta el presente, con una resolución temporal de 15 minutos.
- Satélites Meteosat de primera generación (MFG, según sus siglas en inglés): en la región PRIME desde 01/1994 hasta 12/2005 y en la región IODC desde 01/1999 hasta el presente. La resolución temporal es de 30 minutos.
- Satélites GOES: en la región GOES-EAST desde 01/1999 hasta el presente con una resolución temporal entre 30 minutos y 3 horas.
- Satélites MTSAT: en la región del Pacífico desde 01/2007 hasta el presente, con una resolución temporal de 30 minutos.



Diseño de una Planta Fotovoltaica en conexión a red

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

PVGIS

Para acceder a la Base de datos de PVGIS puede utilizar el siguiente enlace:

- <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>

PVGIS es un sistema de información geográfica desarrollada por la Comisión Europea en el marco de un programa de SOLAREC para el desarrollo de energías renovables. El software es capaz de proporcionar valores de la irradiación horizontal, inclinada, etc. en cualquier lugar de Europa, África y Asia con una resolución de 1kilómetro x 1kilómetro.

METEONORM (7^a versión)

Para acceder a la Base de datos de Meteonorm puede utilizar el siguiente enlace:

- <http://www.meteonorm.com>.

La base de datos Meteonorm 7 contiene datos de más de 6200 ciudades, 8300 estaciones meteorológicas y 1200 DRY (diseño de años de referencia). Si el sitio más cercano está a más de 20 km de distancia, se utiliza una combinación de información terrestre y satelital.

Los datos satelitales son empleados para la interpolación en áreas remotas. Por otro lado, en casos en los que no se encuentra disponible ninguna medición terrestre fiable, se utiliza información satelital.

Para la ubicación del proyecto, Meteonorm 7 ha empleado datos correspondientes al periodo entre 1991 a 2010 para obtener los datos de irradiación para el año meteorológico típico (TMY según sus siglas en inglés). Los datos de temperatura para el TMY corresponden a datos tomados en un periodo comprendido entre 2000 y 2009. Las diferentes estaciones empleadas por Meteonorm para este proyecto son las siguientes:

- Irradiación: uso de un mapa de radiación precalculado, basado en información terrestre y de satélite debido a la baja densidad de la red.
- Temperatura: tres estaciones cercanas:
 - Cáceres (131 km)
 - Madrid / Getafe (AFB) (112 km)
 - Madrid / Barajas (132 km)

SWERA- NREL

Para acceder a la Base de datos de Swera-NREL puede utilizar el siguiente enlace:

- <http://en.openei.org/apps/swera/>

La evaluación de los recursos de la energía solar y eólica (SWERA) es un sitio web diseñado para facilitar el acceso a los datos solares y eólicos de todo el mundo. Congrega varias fuentes de información y dependiendo de la ubicación del proyecto a realizar, estarán disponibles unas fuentes u otras.



Diseño de una Planta Fotovoltaica en conexión a red

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

NASA

Para acceder a la Base de datos de la NASA puede utilizar el siguiente enlace:

- <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>

La agencia espacial norteamericana (NASA) ha desarrollado un sistema de información geográfica capaz de proporcionar datos de irradiación extrapolados para un determinado sitio. Los datos son proporcionados en formato mensual y para una superficie horizontal.

La NASA Solar 6.0 se ha actualizado en cuatro formas:

- Los datos solares en esta versión se extiende por los 22 años transcurridos desde el 1 de julio de 1983 hasta el 31 de junio de 2005, y los datos meteorológicos abarcan el periodo comprendido entre el 1 de enero de 1983 hasta el 31 de diciembre de 2005.
- Los datos de radiación solar se derivan de un algoritmo de inversión mejorado que proporciona una mejora en la estimación de la superficie de radiación solar de aproximadamente un 2,8%.
- Los datos de temperatura y parámetros se basan en la mayor resolución espacial Goddard Earth Observing System versión 4 (GEOS-4), frente a GEOS-1.
- Han sido incluidos parámetros adicionales de interés para la comunidad de la energía renovable. La resolución espacial es de aproximadamente 100km, y los valores están disponibles en un promedio diario.



Diseño de una Planta Fotovoltaica en conexión a red

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

➤ Análisis de bases de datos

Tras analizar cada una de las bases de datos anteriormente citadas, se obtiene la siguiente irradiación horizontal (GHI según sus siglas en inglés) para el emplazamiento mostrado en la tabla 5.7:

Tabla 5.7: Irradiación Horizontal Estimada por diferentes BBDD. (Fuente: Elaboración propia)

MES	SOLARGIS (kWh/m ²)	PVGIS (kWh/m ²)	METEONORM (kWh/m ²)	SWERA - NREL (kWh/m ²)	NASA (kWh/m ²)
Enero	66	67	71	69	70
Febrero	91	90	87	86	90
Marzo	139	146	142	139	141
Abril	161	170	183	161	164
Mayo	212	209	212	212	198
Junio	223	231	234	223	226
Julio	238	249	256	238	238
Agosto	215	217	218	215	211
Septiembre	163	160	166	163	156
Octubre	109	117	114	109	104
Noviembre	75	75	81	75	71
Diciembre	62	60	61	62	59
Anual	1771	1790	1825	1753	1727

En este caso, se ha elegido modelar la irradiación horizontal como una media ponderada (50/30/10/5/5) entre Solargis, PVGIS, Meteonorm, NREL y NASA. Esta ponderación ha sido seleccionada en base a las características de las distintas BBDD, su resolución y el número de años de medidas. La tabla 5.8 muestra el resumen de estas características:

Tabla 5.8: Características de las diferentes BBDD. (Fuente: Elaboración propia)

BBDD	Pesos	Tipo de BBDD	Años Disponibles	Último Año Registrado	Irradiación Horizontal (kWh/m ²)
SOLARGIS	50%	Satélite	1994-2010	2010	1771
PVGIS	30%	Satélite	1998-2013	2013	1790
METEONORM	10%	Satélite	1991-2010	2010	1825
SWERA - NREL	5%	Satélite	2001-2006	2006	1753
NASA	5%	Satélite	1983-2005	2005	1727



Diseño de una Planta Fotovoltaica en conexión a red

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

Por tanto, la irradiación horizontal final obtenida de la combinación de dichas bases de datos, se muestra en la tabla 5.9:

Tabla 5.9: Irradiación Horizontal, TMY. (Fuente: Elaboración propia)

MES	TMY GHI (kWh/m ²)
Enero	67,2
Febrero	90,0
Marzo	145,0
Abril	174,1
Mayo	205,5
Junio	230,3
Julio	247,3
Agosto	215,8
Septiembre	159,4
Octubre	112,0
Noviembre	74,9
Diciembre	57,9
Anual	1779,3



Capítulo 6: Simulaciones

Para decidir el diseño más adecuado de la Planta, se ha realizado un estudio de seis configuraciones diferentes donde ciertos parámetros varían.

Cada escenario ha sido diseñado individualmente, atendiendo a las características de los componentes seleccionados. Para ello, son necesarios una serie de cálculos previos que determinan cómo configurar la instalación.

Una vez determinadas las distintas configuraciones, se llevan a cabo las simulaciones del funcionamiento de la Planta con el programa PVsyst.

El software PVsyst consiste en una herramienta de diseño y optimización de un sistema solar fotovoltaico. Este programa permite simular sistemas de distintas dimensiones, además de proporcionar una perspectiva de los detalles de la instalación. Para obtener una solución lógica, es necesario el cálculo de cada uno de los parámetros a introducir en el sistema, como se ha mencionado anteriormente.

Para realizar cada una de las simulaciones con dicho software, se siguen los siguientes pasos:

Para comenzar, se crea el lugar donde se va a encontrar la Planta. Para ello, se añaden los valores de latitud ($(+N,-S)$ $39,881^{\circ}$), longitud ($(+E,-O)$ $-4,905^{\circ}$), país (*España*) y huso horario (θ).

A continuación, se incorporan los datos meteorológicos, resultado de realizar el estudio del recurso solar en el apartado 5.4.

Tabla 5.9: Irradiación Horizontal, TMY. (Fuente: Elaboración propia)

MES	TMY GHI (kWh/m ²)
Enero	67,2
Febrero	90,0
Marzo	145,0
Abril	174,1
Mayo	205,5
Junio	230,3
Julio	247,3
Agosto	215,8
Septiembre	159,4
Octubre	112,0
Noviembre	74,9
Diciembre	57,9
Anual	1779,3

Una vez introducidos todos esos datos, el emplazamiento ya existe en el programa, por lo tanto, se continúa con la configuración de los distintos escenarios.

Cada escenario se crea individualmente como una nueva variante, en la que designamos algunos parámetros comunes en todas ellas, como ocurre con el tipo de estructura seleccionada, si se trata de estructura fija o con seguidor (*tipo inclinación fija*), la inclinación determinada (35°) y azimut (0° , es decir, *orientado hacia el sur por estar la Planta ubicada en el hemisferio norte*), como se indica en el apartado 2 (Diseño de la configuración técnica).

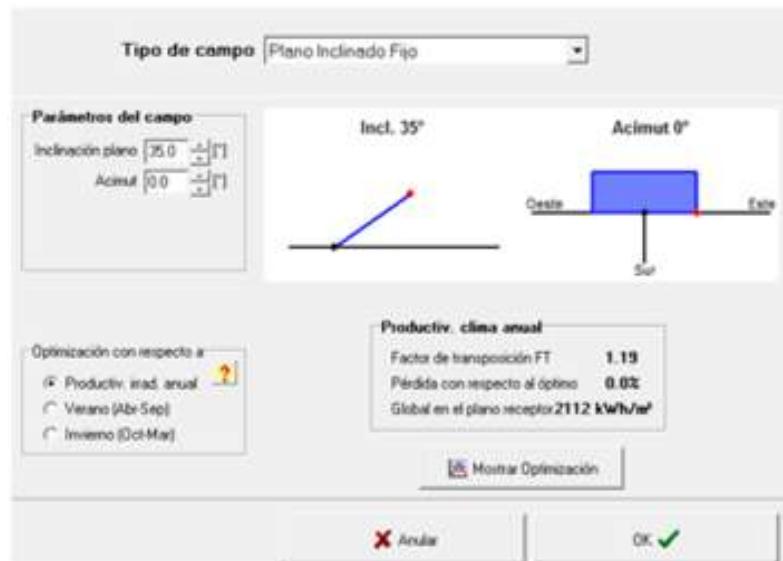


Figura 6.1: Entorno de trabajo PVsyst para selección de datos previos. (Fuente: PVsyst)

Más adelante, se desarrolla el sistema. En esta sección, se elige qué modelo de módulo se va a emplear y cuántos de ellos son necesarios para producir la potencia solicitada (en este caso, *2 MW nominales*), al igual que sucede con el inversor.

PVsyst dispone de una BBDD donde se encuentran almacenadas marcas de módulos e inversores con todas las características de cada modelo.

Por tanto, se selecciona cada modelo de módulo e inversor, y se inserta la cantidad de cada uno de ellos que se ha calculado previamente, con el fin de garantizar una solución lógica.

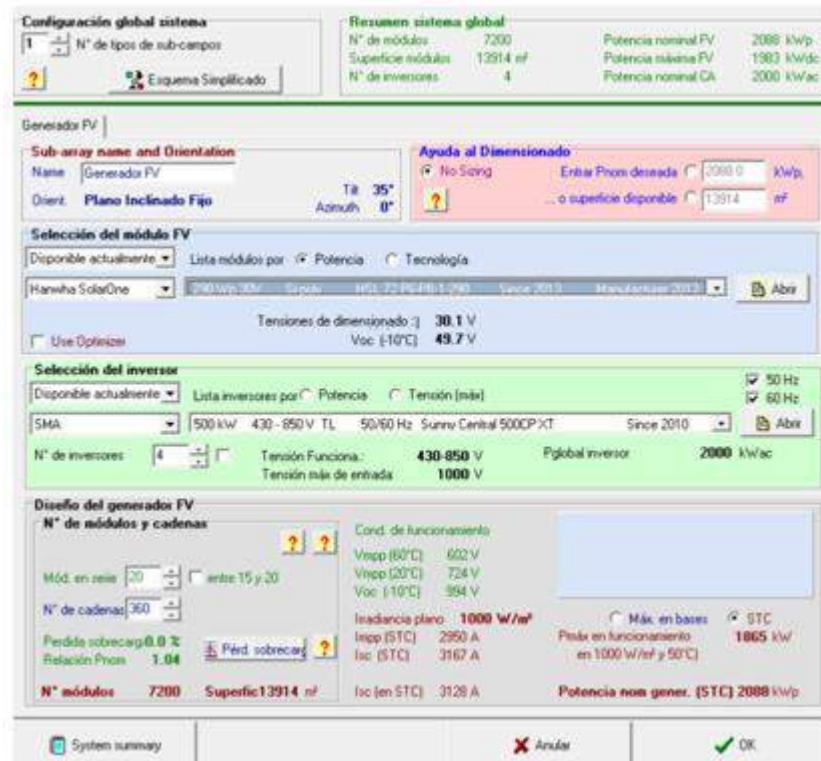


Figura 6.2: Entorno de trabajo PVsyst para la creación del sistema. (Fuente: PVsyst)

Tras seleccionar la configuración, se procede a dibujar el sistema creado con la intención de comprobar qué factor de sombreado producen al cabo del día unos paneles con otros, al igual que en el caso de que existiesen obstáculos montañosos o árboles, etc. también se podría apreciar.

Un factor importante para este paso, es la distribución de los módulos en cadenas o strings, valor del pitch, además de su distribución en vertical u horizontal como se ha explicado en el apartado 5.3 (Diseño de la configuración técnica).

Además, se diseñan caminos internos para que sea posible el acceso con vehículos a lo largo de la Planta, siendo muy útil en caso de algún problema producido en un elemento.

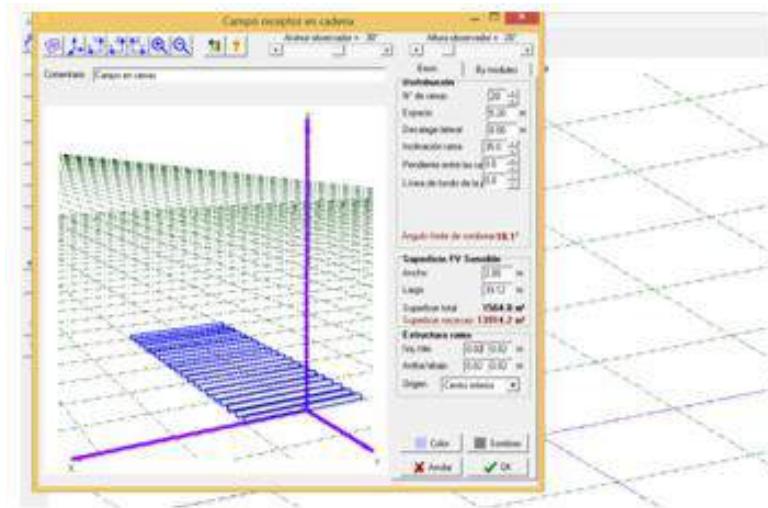


Figura 6.3: Entorno de trabajo PVsyst para diseñar el sistema. (Fuente: PVsyst)

Una vez creada y dibujada la configuración deseada, se procede a realizar su correspondiente simulación. PVsyst genera un informe donde se resume toda la información relevante de la simulación realizada, recopilados todos ellos en el Anexo 2.



Capítulo 7: Resultados

Una vez realizadas todas las simulaciones con PVsyst, se procede a comparar dichos resultados obtenidos con el fin de determinar cuál es la configuración más óptima para el emplazamiento de este proyecto, de acuerdo con el aspecto técnico.

➤ Comparación en función del inversor:

En primer lugar, con el fin de reducir el número de opciones y determinar justificadamente qué escenario es más favorable, se comparan resultados dos a dos para seleccionar si es mejor pocos inversores de mucha potencia (4 inversores de 500kW) o muchos inversores de poca potencia (200 inversores de 10kW), siendo la tecnología de módulos la misma.

1. Si Policristalino:

Características comunes:

- Tecnología del módulo: Si policristalino (Fabricante: Hawnha Solar; modelo: HSL 72 P6-PB-1-290 (290Wp)).
- Estructura fija con una inclinación de 35º.
- Posición de los módulos: dos módulos horizontales por columna.
- Pitch: 5.2 metros.

La diferencia entre los escenarios 1 y 4 es el inversor empleado, tal y como se muestra en la tabla 7.1. Tras realizar los cálculos, se ha comprobado que era posible aplicar el mismo criterio respecto al número de módulos en serie y en paralelo, por lo que se percibe con más claridad la diferencia entre los resultados obtenidos.

Tabla 7.1: Características de los escenarios 1 y 4. (Fuente: Elaboración propia)

Escenario	Módulos en serie	Módulos en paralelo	Nº módulos	Tipo inversor según potencia	Nº Inversores
1	11	660	7260	500kW AC	4
4	11	660	7260	10kW AC	200

Si nos fijamos en los resultados obtenidos con el software PVsyst, podemos comparar ambos escenarios y ver cuál resulta mejor.

Como se ve en la tabla 7.2, la potencia pico y potencia nominal son las mismas, puesto que ambos escenarios se componen del mismo número de módulos de 290 Wp cada uno y, el resultado de multiplicar la potencia de cada inversor por el número total de todos ellos resulta ser 2,000 kW.

Potencia pico del campo en ambos escenarios:

$$\text{Ppico total (Wp)} = \text{Ppico/módulo} \times \text{núm. módulos} = 290\text{Wp} \times 7,260 = 2,105,400\text{Wp}$$

$$= 2,105\text{kWp}$$

Potencia nominal de los inversores:

Esc. 1 $\text{Pnom total (kW)} = \text{Pnom/inversor} \times \text{núm. inversores} = 500\text{kW} \times 4 = 2,000\text{kW}$

Esc. 4 $\text{Pnom total (kW)} = \text{Pnom/inversor} \times \text{núm. inversores} = 10\text{kW} \times 200 = 2,000\text{kW}$

Las pérdidas por inversor resultan ser menores en la configuración formada por 4 inversores de 500kW que en la de 200 inversores de 10kW como se ve en la tabla 7.1.

Además, los diagramas generados por PVsyst, los cuales se muestran en la figura 7.1 y 7.2, recogen las pérdidas ocasionadas en la Planta. En ellos podemos ver los valores de las pérdidas globales por inversor ya citados.

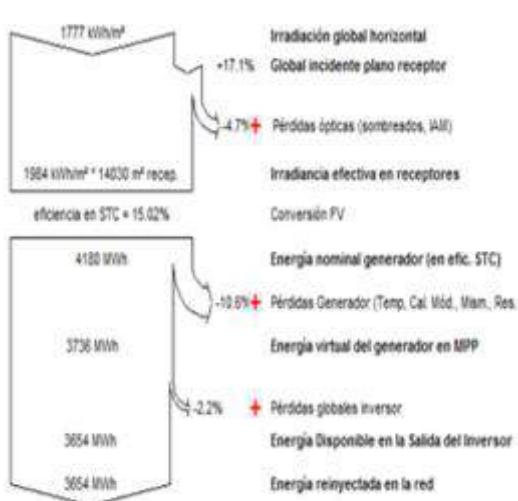


Figura 7.1: Diagrama de pérdidas del escenario 1.
(Fuente: PVsyst)

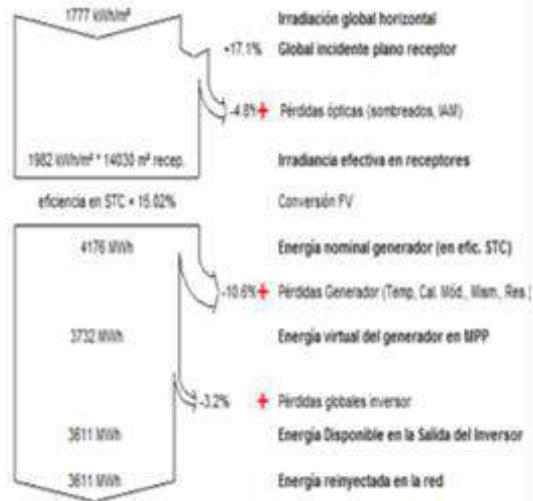
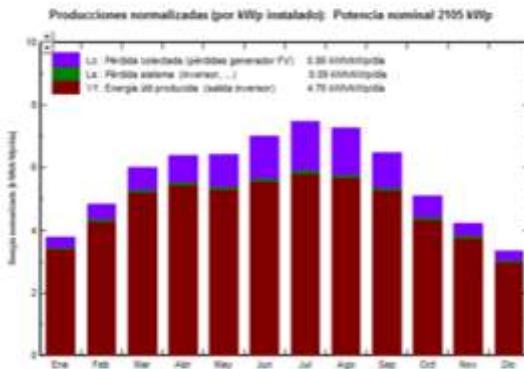
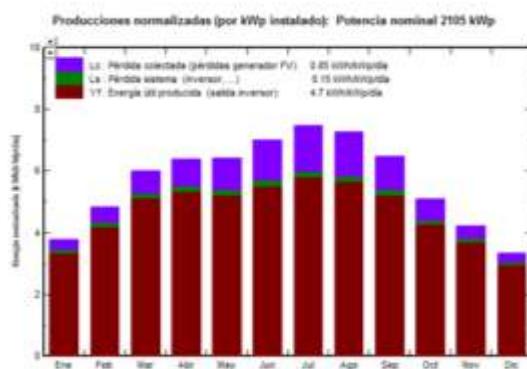


Figura 7.2: Diagrama de pérdidas del escenario 4.
(Fuente: PVsyst)

También podemos comprobar en las gráficas siguientes (figuras 7.3, 7.4, 7.5 y 7.6) cómo las pérdidas son menores en la configuración 1, afectando a la producción de ambos casos.



*Figura 7.3: Producción normalizada escenario 1.
(Fuente: PVsyst)*



*Figura 7.4: Producción normalizada escenario 4.
(Fuente: PVsyst)*

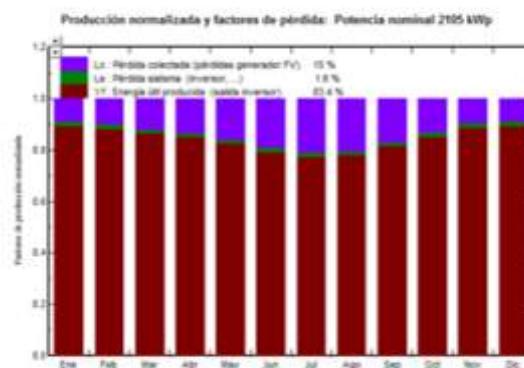


Figura 7.5: Producción normalizada y factores de pérdida escenario 1. (Fuente: PVsyst)



Figura 7.6: Producción normalizada y factores de pérdida escenario 4. (Fuente: PVsyst)

A su vez, la superficie de los módulos supone la misma cantidad, pero si vemos más allá y hacemos referencia al espacio que la Planta precisa respecto al total de módulos e inversores, nos damos cuenta de que el escenario 4 ocupará un área mayor, puesto que se tratan de 200 inversores frente a 4 del escenario 1.

Tabla 7.2: Resultados de los escenarios 1 y 4. (Fuente: Elaboración propia)

Esc.	Potencia pico (kWp)	Potencia nominal (kW)	Pérdidas por inversor (%)	Superficie módulos (m ²)	Energía producida (MWh/año)	Producción específica (kWh/kWp/año)	PR (%)
1	2,105	2,000	2.2	14,030	3,654	1,736	83.4
4	2,105	2,000	3.2	14,030	3,611	1,715	82.4

Por otro lado, la energía producida consiste en la producción de energía total a lo largo de un año siendo en la configuración 1 de 3,654 MWh/año y en el caso del escenario 4 es de 3,611 MWh/año. Es decir, produce mayor energía el 1.

En cuanto a la producción específica, indicador de producción basado en la irradiación disponible en función de la localización y orientación, ocurre lo mismo que en el caso anterior, es mayor en el escenario 1.

Por último, respecto al PR (factor de rendimiento), el cual indica la calidad de la planta independientemente de su ubicación, también es mayor en el caso del escenario 1 con un 83.4%, frente al 82.4% del escenario 4. También se puede ver las gráficas generadas por el programa en las figuras 7.7 y 7.8.

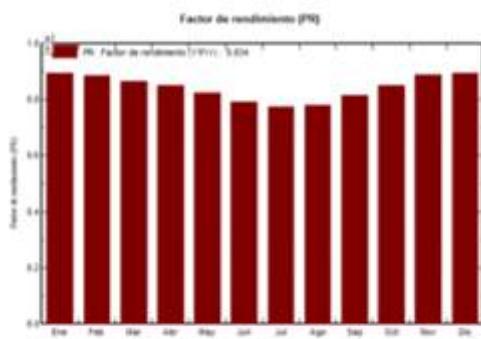


Figura 7.7: Factor de Rendimiento del escenario 1. (Fuente PVsyst)

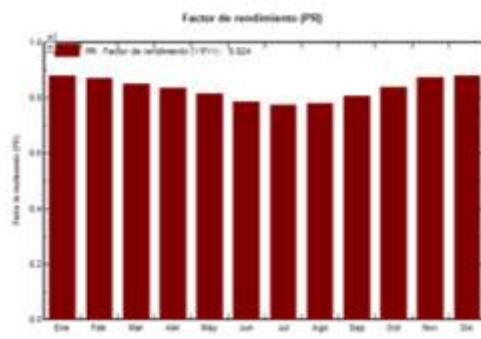


Figura 7.8: Factor de Rendimiento del escenario 4. (Fuente PVsyst)

Para finalizar, se decide descartar la opción 4, puesto que supone mayor superficie de terreno, tiene mayores pérdidas respecto al inversor, produce menor cantidad de energía y su PR es menor. Por tanto en este caso el escenario más óptimo es el escenario 1 formado por 4 inversores de 500kW.

2. CdTe:

Características comunes:

- Tecnología del módulo: CdTe (Fabricante: First Solar; modelo: FS-4110A-2 Sept2014 (110Wp)).
- Estructura fija con una inclinación de 35º.
- Posición de los módulos: dos módulos horizontales por columna.
- Pitch: 4.25 metros.

La diferencia entre los escenarios 2 y 5 es el inversor utilizado. Tras realizar los cálculos necesarios, los escenarios se han configurado tal y como se muestra en la tabla 7.3.



Diseño de una Planta Fotovoltaica en conexión a red

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

Tabla 7.3: Características de los escenarios 2 y 5. (Fuente: Elaboración propia)

Escenario	Módulos en serie	Módulos en paralelo	Nº módulos	Tipo inversor según potencia	Nº Inversores
2	6	3200	19200	500Kw AC	4
5	5	3840	19200	10Kw AC	200

Como se puede comprobar el número total de módulos coincide, pero la distribución es distinta.

Si nos fijamos en los resultados obtenidos con el software PVsyst, podemos comparar ambos escenarios y ver cuál resulta mejor.

Como se ve en la tabla 7.4, la potencia pico y potencia nominal son las mismas, puesto que ambos escenarios se componen del mismo número total de módulos de 110 Wp cada uno y, el resultado de multiplicar la potencia de cada inversor por el número total de todos ellos resulta ser 2,000 kW.

Potencia pico del campo en ambos escenarios:

$$\begin{aligned} \text{Ppico total (Wp)} &= \text{Ppico/módulo} \times \text{núm. módulos} = 110\text{Wp} \times 19,200 = 2,112,000\text{Wp} \\ &= 2,112\text{kWp} \end{aligned}$$

Potencia nominal de los inversores:

$$\underline{\text{Esc. 2}} \quad \text{Pnom total (kW)} = \text{Pnom/inversor} \times \text{núm. inversores} = 500\text{kW} \times 4 = 2,000\text{kW}$$

$$\underline{\text{Esc. 5}} \quad \text{Pnom total (kW)} = \text{Pnom/inversor} \times \text{núm. inversores} = 10\text{kW} \times 200 = 2,000\text{kW}$$

Las pérdidas por inversor resultan ser menores en la configuración formada por 4 inversores de 500kW que en la de 200 inversores de 10kW como se ve en la tabla 7.3.

Además, los diagramas generados por PVsyst, los cuales se muestran en la figura 7.9 y 7.10, recogen las pérdidas ocasionadas en la Planta. En ellos podemos ver los valores de las pérdidas globales por inversor, ya citados.

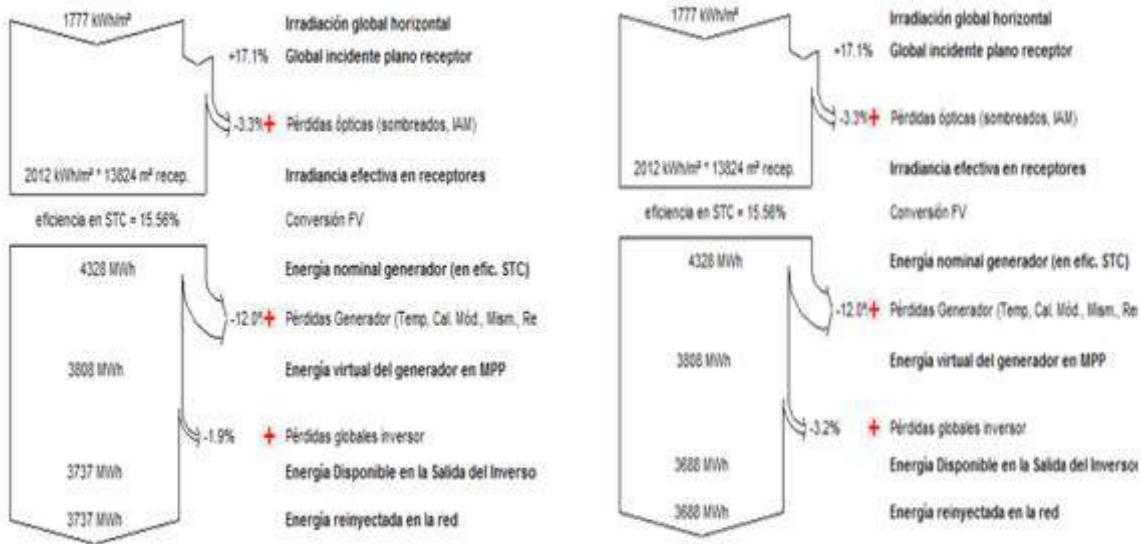


Figura 7.9: Diagrama de pérdidas del escenario 2. (Fuente: PVsyst)

Figura 7.10: Diagrama de pérdidas del escenario 5. (Fuente: PVsyst)

También podemos comprobar en las gráficas siguientes (figuras 7.11, 7.12, 7.13 y 7.14) cómo las pérdidas son menores en la configuración 2, afectando a la producción de ambos casos.

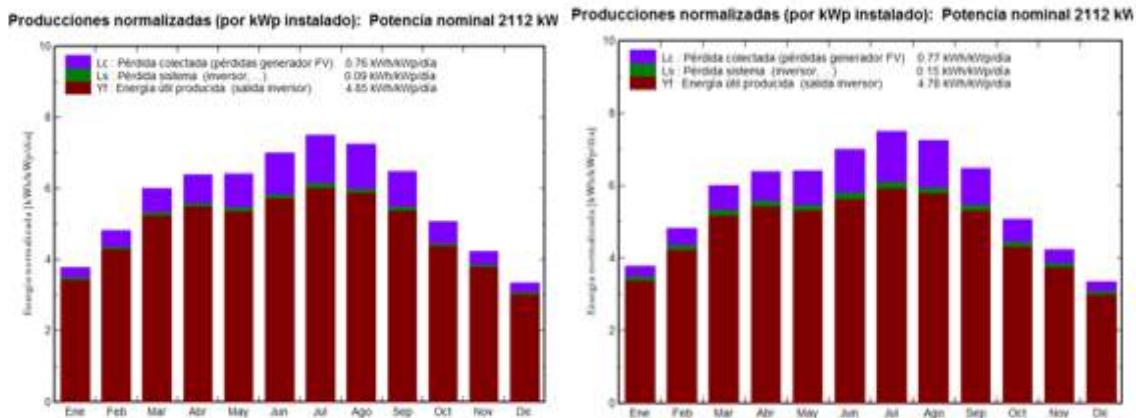


Figura 7.11: Producción normalizada escenario 2. (Fuente: PVsyst)

Figura 7.12: Producción normalizada escenario 5. (Fuente: PVsyst)

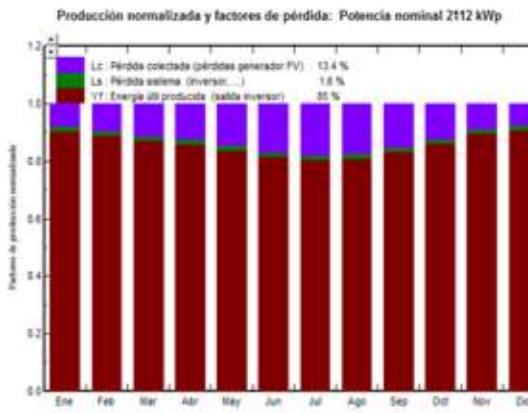


Figura 7.13: Producción normalizada y factores de pérdida escenario 2. (Fuente: PVsyst)

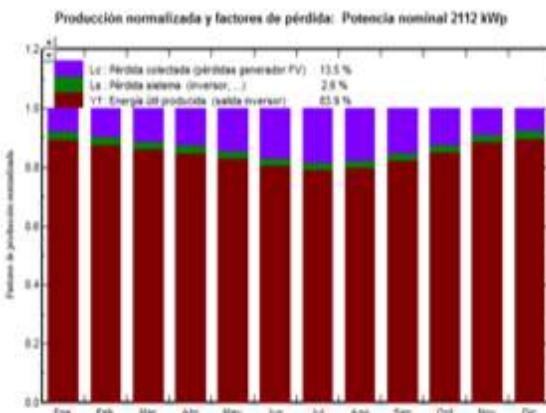


Figura 7.14: Producción normalizada y factores de pérdida escenario 5. (Fuente: PVsyst)

A su vez, la superficie de los módulos supone la misma cantidad, pero si vemos más allá como en el caso anterior y, hacemos referencia al espacio que la Planta precisa respecto al total de módulos e inversores, nos damos cuenta de que el escenario 5 ocupará un área mayor puesto que se tratan de 200 inversores frente a 4 del escenario 2.

Tabla 7.4: Resultados de los escenarios 2 y 5. (Fuente: Elaboración propia)

Esc.	Potencia pico (kWp)	Potencia nominal (kW)	Pérdidas por inversor (%)	Superficie módulos (m ²)	Energía producida (MWh/año)	Producción específica (kWh/kWp/año)	PR (%)
2	2,112	2,000	1.9	13,824	3,737	1,770	85.0
5	2,112	2,000	3.2	13,824	3,688	1,746	83.9

Como ya se ha comentado anteriormente, la energía producida trata de la producción de energía total a lo largo de un año siendo en la configuración 2 de 3,737 MWh/año y en el caso del escenario 5 es de 3,688 MWh/año, es decir, produce mayor energía el 2.

En cuanto a la producción específica, indicador de producción basado en la irradiación disponible en función de la localización y orientación, ocurre lo mismo que en el caso anterior, es mayor en el escenario 2.

Por último, respecto al PR (factor de rendimiento), el cual indica la calidad de la planta independientemente de su ubicación, también es mayor en el caso del escenario 2 con un 85.0%, frente al 83.9% del escenario 5. También se puede ver las gráficas generadas por el programa en las figuras 7.15 y 7.16.

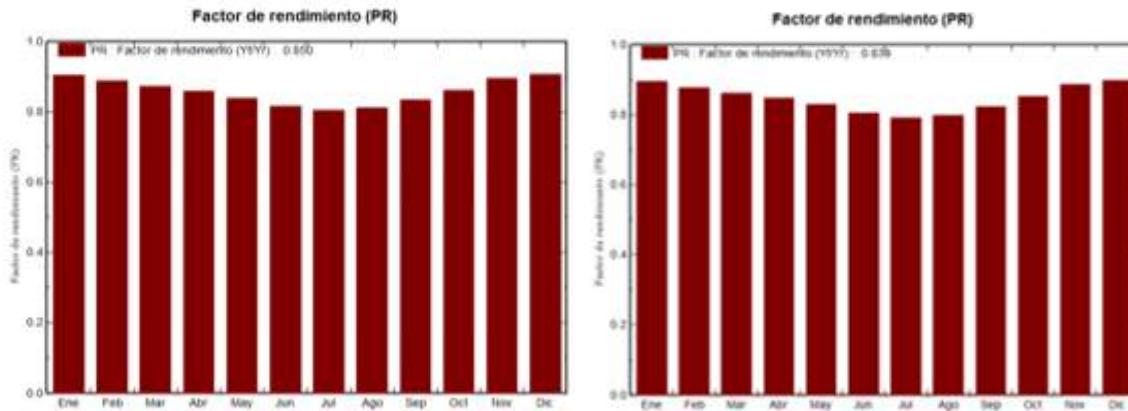


Figura 7.15: Factor de Rendimiento del escenario 2. (Fuente PVsyst)

Figura 7.16: Factor de Rendimiento del escenario 5. (Fuente PVsyst)

Para finalizar, se decide descartar la opción 5, puesto que supone mayor superficie de terreno, tiene mayores pérdidas respecto al inversor, produce menor cantidad de energía y su PR es menor. Por tanto en este caso el escenario más óptimo es el escenario 2 formado por 4 inversores de 500kW.

3. Si Monocristalino:

Características comunes:

- Tecnología del módulo: Si monocristalino (Fabricante: Trina Solar; modelo: TSM-260 D05A (260Wp)).
- Estructura fija con una inclinación de 35º.
- Posición de los módulos: dos módulos horizontales por columna.
- Pitch: 5.1 metros.

La diferencia entre los escenarios 3 y 6 es el inversor utilizado. Tras realizar los cálculos necesarios, los escenarios se han configurado tal y como se muestra en la tabla 7.5.

Tabla 7.5: Características de los escenarios 3 y 6. (Fuente: Elaboración propia)

Escenario	Módulos en serie	Módulos en paralelo	Nº módulos	Tipo inversor según potencia	Nº Inversores
3	13	601	7813	500kW AC	4
6	12	651	7812	10kW AC	200

Como se puede comprobar el número total de módulos coincide prácticamente, pero la distribución es distinta.

Si nos fijamos en los resultados obtenidos con el software PVsyst, podemos comparar ambos escenarios y ver cuál resulta mejor.

Como se ve en la tabla 7.6, la potencia pico y potencia nominal son las mismas, puesto que ambos escenarios se componen del mismo número total de módulos de 260W cada uno y, el resultado de multiplicar la potencia de cada inversor por el número total de todos ellos resulta ser 2,000 kW.

Potencia pico del campo en ambos escenarios:

$$\begin{aligned} \text{Ppico total (Wp)} &= \text{Ppico/módulo} \times \text{núm. módulos} = 260\text{W} \times 7,813 = 2,031,000\text{Wp} \\ &= 2,031\text{kWp} \end{aligned}$$

Potencia nominal de los inversores:

Esc. 3 $\text{Pnom total (kW)} = \text{Pnom/inversor} \times \text{núm. inversores} = 500\text{kW} \times 4 = 2,000\text{kW}$

Esc. 6 $\text{Pnom total (kW)} = \text{Pnom/inversor} \times \text{núm. inversores} = 10\text{kW} \times 200 = 2,000\text{kW}$

Las pérdidas por inversor resultan ser menores en la configuración formada por 4 inversores de 500kW que en la de 200 inversores de 10kW, como se ve en la tabla 7.5.

Además, los diagramas generados por PVsyst, los cuales se muestran en la figura 7.17 y 7.18, recogen las pérdidas ocasionadas en la Planta. En ellos podemos ver los valores de las pérdidas globales por inversor, ya citados.

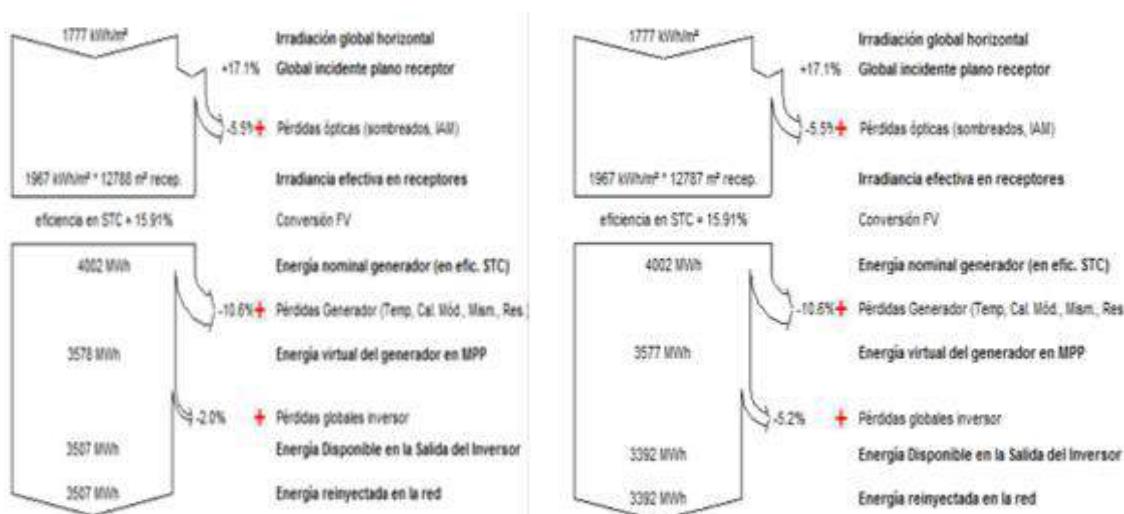


Figura 7.17: Diagrama de pérdidas del escenario 3.
(Fuente: PVsyst)

Figura 7.18: Diagrama de pérdidas del escenario 6.
(Fuente: PVsyst)

También podemos comprobar en las gráficas siguientes (figuras 7.19, 7.20, 7.21 y 7.22) cómo las pérdidas son menores en la configuración 3, afectando a la producción de ambos casos.

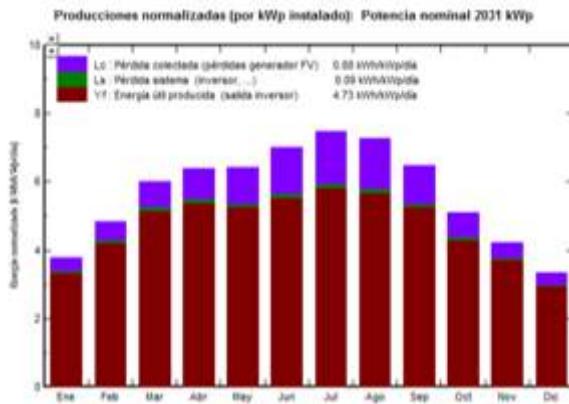


Figura 7.19: Producción normalizada escenario 3.
(Fuente: PVsyst)

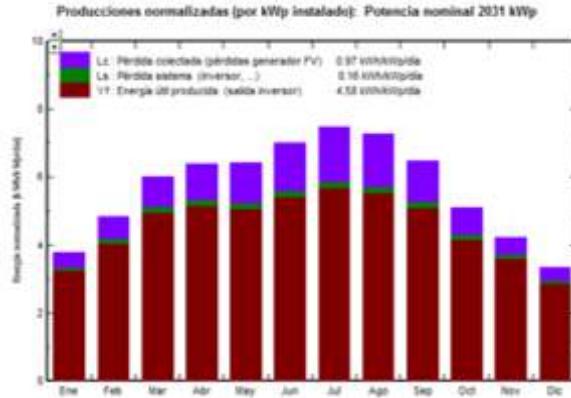


Figura 7.20: Producción normalizada escenario 6.
(Fuente: PVsyst)

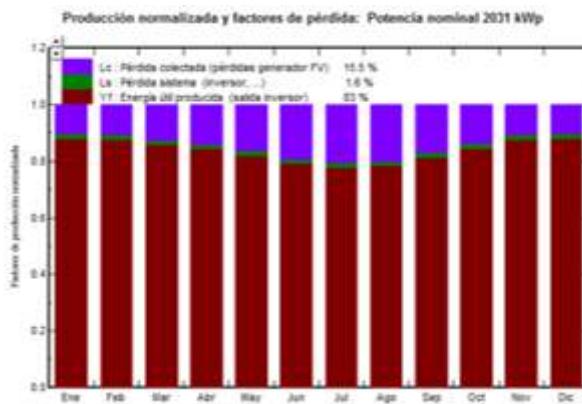


Figura 7.21: Producción normalizada y factores de pérdida escenario 3. (Fuente: PVsyst)

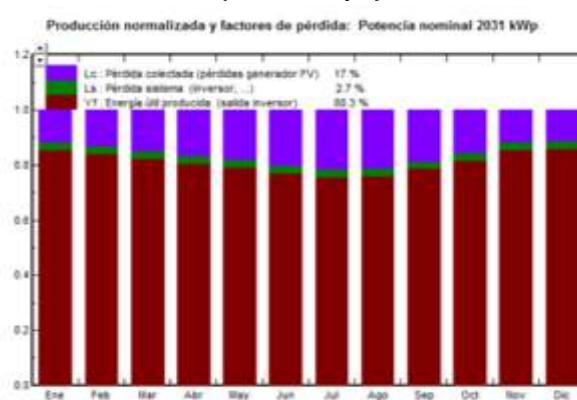


Figura 7.22: Producción normalizada y factores de pérdida escenario 6. (Fuente: PVsyst)

A su vez, la superficie de los módulos supone la misma cantidad. Pero si tenemos en cuenta también el total de inversores, la Planta precisa de mayor espacio en el escenario 6 puesto que se trata de 200 inversores frente a 4 del escenario 3.

Tabla 7.6: Resultados de los escenarios 3 y 6. (Fuente: Elaboración propia)

Esc.	Potencia pico (kWp)	Potencia nominal (kW)	Pérdidas por inversor (%)	Superficie módulos (m ²)	Energía producida (MWh/año)	Producción específica (kWh/kWp/año)	PR (%)
3	2,031	2,000	2.0	12,788	3,507	1,726	83.0
6	2,031	2,000	5.2	12,787	3,392	1,670	80.3

Como ya se ha comentado anteriormente, la energía producida consiste en la producción de energía total a lo largo de un año siendo en la configuración 3 de 3,507 MWh/año y en el caso del escenario 6 es de 3,392 MWh/año. Es decir, produce mayor energía el 3.

En cuanto a la producción específica, indicador de producción basado en la irradiación disponible en función de la localización y orientación, ocurre lo mismo que en el caso anterior, es mayor en el escenario 3.

Por último, respecto al PR (factor de rendimiento), el cual indica la calidad de la planta independientemente de su ubicación, también es mayor en el caso del escenario 3 con un 83.0%, frente al 80.3% del escenario 6. También se puede ver las gráficas generadas por el programa en las figuras 7.23 y 7.24.

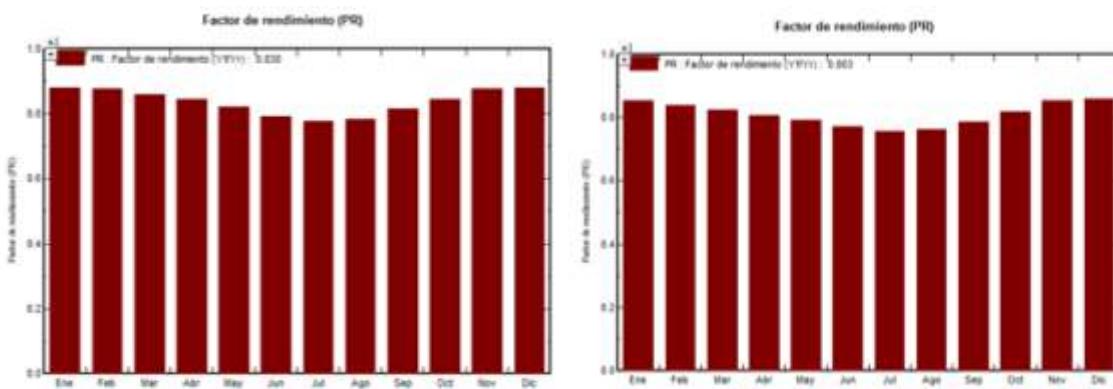


Figura 7.23: Factor de Rendimiento del escenario 3. (Fuente: PVsyst)

Figura 7.24: Factor de Rendimiento del escenario 6. (Fuent:e PVsyst)

Para finalizar, se decide descartar la opción 6, puesto que supone mayor superficie de terreno, tiene mayores pérdidas respecto al inversor, produce menor cantidad de energía y su PR es menor. Por tanto, en este caso el escenario más óptimo es el escenario 3 formado por 4 inversores de 500kW.

➤ Comparación en función de la tecnología:

Tras analizar los seis escenarios dos a dos para determinar si es mejor pocos inversores de mucha potencia o muchos de poca potencia, se ha concluido que lo más acertado según el aspecto técnico, es pocos inversores de mucha potencia en función de los modelos seleccionados en este proyecto. Es decir, en este caso 4 inversores de 500 kW, frente a 200 inversores de 10 kW.

La siguiente decisión se basa en la tecnología del módulo a emplear, teniendo módulos de Si policristalino, CdTe y Si monocristalino como las posibles y diferentes opciones en este proyecto. Para ello, se debe realizar una última comparación basada en las características de cada tipo y los resultados obtenidos con PVsyst en función de los modelos seleccionados.

Algunos de esos resultados se pueden apreciar en la tabla 7.7 mostrada a continuación:

Tabla 7.7: Resultados de los escenarios 1, 2 y 3. (Fuente: Elaboración propia)

Esc.	Potencia pico (kWp)	Potencia nominal (kW)	Superficie módulos (m ²)	Energía producida (MWh/año)	PR (%)	Eficiencia de conversión FV en STC (%)	Pérdidas en el generador (%)
1	2,105	2,000	14,030	3,654	83.4	15.02	10.6
2	2,112	2,000	13,824	3,737	85.0	15.56	12.4
3	2,031	2,000	12,788	3,507	83.0	15.91	10.8

Según los datos aportados en la tabla 7.7, el total de pérdidas en el generador es del 10.6% en el caso del escenario 1, en el escenario 3 son de 10.8%, mientras que en escenario 2 son aún mayores tratándose de un 12.4%. Esto también se puede comprobar en el diagrama de pérdidas de los tres escenarios, correspondiéndose con las figuras 7.25, 7.26 y 7.27.



Figura 7.25: Diagrama de pérdidas del escenario 2. (Fuente: PVsyst)

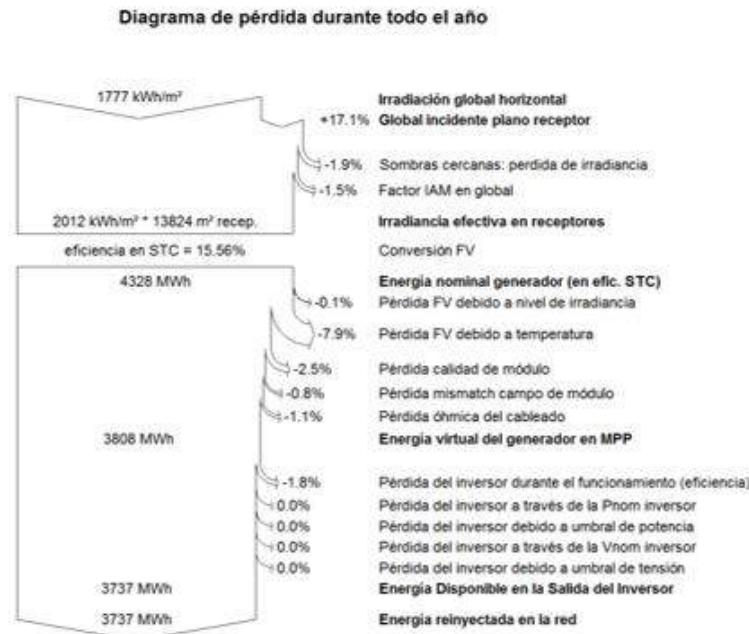


Figura 7.26: Diagrama de pérdidas del escenario 3. (Fuente: PVsyst)

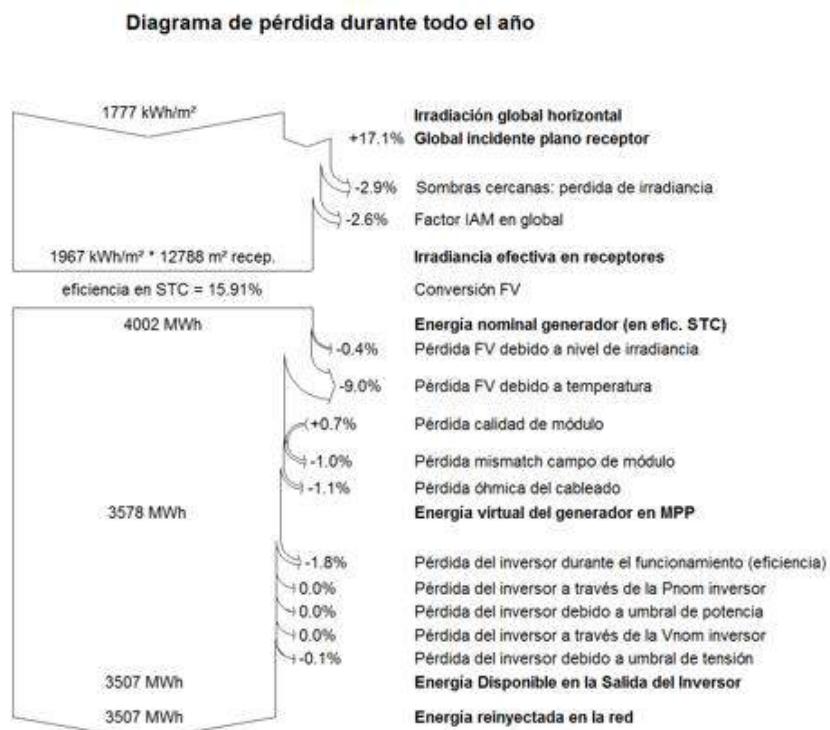


Figura 7.27: Diagrama de pérdidas del escenario 4. (Fuente: PVsyst)

Teniendo en cuenta la eficiencia de conversión fotovoltaica en STC (*Standard Test Conditions*, es decir, en condiciones estándar de ensayo) mostrada en cada uno de los diagramas anteriores, el escenario con mayor porcentaje es el 3 (tecnología: Si monocristalino) con un 15.91%, seguido del escenario 2 (tecnología: CdTe) con 15.56%, y por último, el escenario número 1 (Si policristalino) con un 15.02%. Dichas condiciones consisten en una temperatura de 25°C, una irradiancia de 1,000W/m² y una distribuciónpectral AM 1.5.

Dado que no es posible comparar respecto a la potencia del campo, ni a la producción generada, ni a la superficie necesaria puesto que no hay un parámetro común, la elección del tipo de tecnología del módulo será en función de los resultados ya citados.

Por tanto, atendiendo a los valores obtenidos con PVsyst, en primer lugar el escenario 1 con módulos de Si policristalino se descarta, ya que es el que menor eficiencia de conversión fotovoltaica tiene y ocupa mayor superficie a pesar de producir menos.

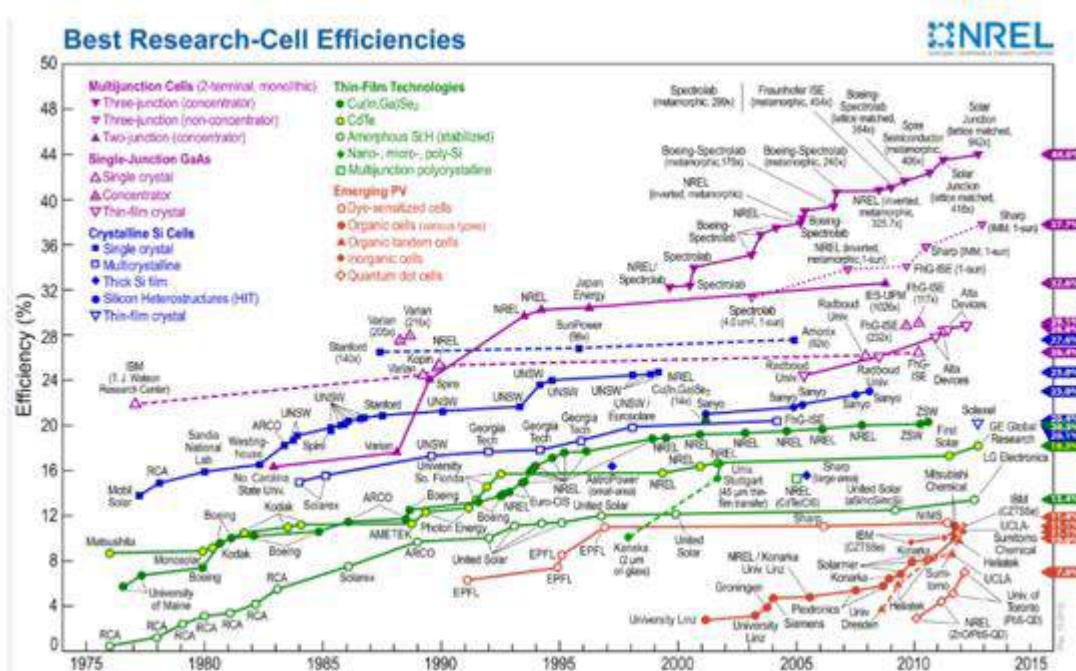


Figura 7.28: Gráfica de eficiencias de módulos de distintas tecnologías. (Fuente: NREL)

Según la figura 7.28, la tecnología con mayor eficiencia de las empleadas en este proyecto es Si monocristalino, lo cual coincide con los resultados obtenidos.

Atendiendo a dichos resultados, serían óptimos ambos tipos de tecnologías (siendo los modelos seleccionados en este proyecto).

Otros factores a tener en cuenta son:

- En el caso de la instalación con paneles de CdTe, son necesarios muchos más módulos que en el resto de configuraciones con las distintas tecnologías. Se trata de una gran diferencia, siendo un total de 19,200 de aquellos de CdTe frente a 7,813 módulos de Si monocristalino.
- Esa gran cantidad de módulos, conlleva mayor cableado, obra civil, zanjas, estructuras, etc.
- Por tanto, a mayor número de módulos y estructuras, se precisa de más componentes que limpiar.

En base a todos estos factores, se escoge la tecnología de Si monocristalino.

- Para la elección del escenario más adecuado, no sólo se tiene en cuenta el aspecto técnico sino también el factor económico.

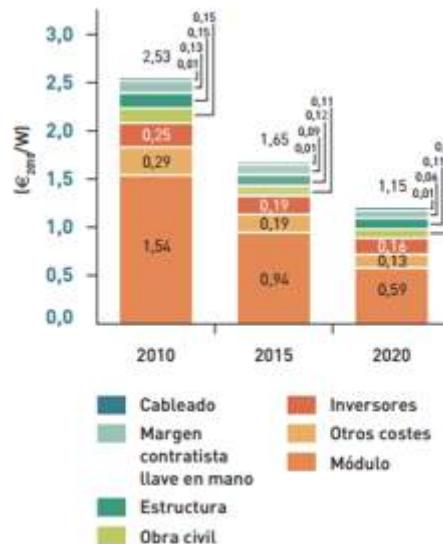


Figura 7.29: Costes de inversión para instalaciones PV en suelo sin seguimiento. (Fuente: IDAE)

Figura 7.30: Evolución de los costes de inversión de una instalación PV en suelo. (Fuente: IDAE)

De acuerdo con las figuras 7.29 y 7.30, se aprecia cómo el módulo es el elemento más costoso, seguido del inversor y a continuación el resto de la instalación.

Por ello, se procede a hacer un análisis económico en base a esos dos elementos de la planta solar fotovoltaica con el fin de ver qué escenario sale más rentable, tal y como se muestra en la tabla 7.8.



Diseño de una Planta Fotovoltaica en conexión a red

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

Tabla 7.8: Análisis económico en función de módulo e inversor. (Elaboración propia)

Escenario	Nº módulos	Coste módulo (€/unidad)	Nº inversores	Coste inversor (€/unidad)	Coste Total
Esc. 1	7,260	145	4	45,000	1,232,700
Esc. 2	19,200	46,2	4	45,000	1,067,040
Esc. 3	7,813	153.4	4	45,000	1,278,514.2
Esc. 4	7,260	145	200	1,500	1,352,700
Esc. 5	19,200	46,2	200	1,500	1,187,040
Esc. 6	7,812	153.4	200	1,500	1,498,360.8



Capítulo 8: Conclusiones

Tal y como se comenta en base al aspecto técnico en el apartado de resultados, en primer lugar se descartan los 3 escenarios correspondientes a aquellos con 200 inversores de 10 kW cada uno.

A continuación, se estudia qué tecnología es la más adecuada en este proyecto, de acuerdo con los resultados obtenidos por el software PVsyst para estos modelos determinados.

Respecto a eficiencia, espacio requerido y producción se elimina el escenario con módulos de Si policristalino. Entre los dos restantes, siendo ambos escenarios óptimos para la configuración definitiva de la instalación, se concluye escogiendo el módulo de Si monocristalino considerado como el más acertado en este caso.

Por otro lado, tras realizar el análisis económico, tan sólo haciendo referencia a módulos e inversores, los escenarios ordenados económicamente de mayor a menor resultan de la siguiente forma:

- Escenario 2 (tecnología: CdTe; inversores de 500 kW)
- Escenario 5 (tecnología: CdTe; inversores de 10 kW)
- Escenario 1 (tecnología: Si policristalino; inversores de 500 kW)
- Escenario 3 (tecnología: Si monocristalino; inversores de 500 kW)
- Escenario 4 (tecnología: Si policristalino; inversores de 10 kW)
- Escenario 6 (tecnología: Si monocristalino; inversores de 10 kW)

Económicamente, teniendo en cuenta el coste de módulos e inversores tal y como se ha mencionado previamente, los escenarios más baratos serían aquellos con paneles de CdTe.

Por tanto, si tan sólo se hace referencia a los resultados obtenidos tanto del análisis económico como técnico, el escenario más óptimo es el número 2, es decir, aquel con tecnología de CdTe e inversores de 500kW.

Por otro lado, si pensamos en el momento en que se lleva a cabo la instalación y en sus labores diarias de operación y mantenimiento una vez que la Planta se encuentre en funcionamiento, la configuración más óptima no es la número 2. Esto es debido a la gran cantidad de módulos que precisa, lo cual supone más obra civil, mayor número de estructuras, cableado, etc.

A pesar de no ser el escenario más económico, respecto a módulos e inversores como se ha analizado en el apartado 7 (Resultados), se decide escoger el escenario 3 valorando lo analizado técnicamente y sus futuros gastos respecto a obra civil, cableado, estructuras, limpieza, etc. durante las fases de construcción y explotación.

Por tanto, con esta decisión se garantiza una buena producción y rentabilidad siendo los componentes bastante eficientes, causando pocas pérdidas del inversor y módulos y ocupando la menor superficie posible.



Diseño de una Planta Fotovoltaica en conexión a red

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

Presupuesto

➤ INGENIERO DEL PROYECTO:

Descripción	Tiempo (Horas)	Coste unitario (€/hora)	Coste Total (€)
Búsqueda bibliográfica	70	20	1,400
Simulaciones	30	20	600
Elaboración del documento	150	20	3,000
			5,000 €

➤ MATERIAL EMPLEADO:

Descripción	Tiempo (Horas)	Coste unitario (€/hora)	Coste Total (€)
BBDD: Solargis, Meteornom, PVGIS, SWERA-NREL y NASA	5	-	-
Software PVsyst	45	-	-
Microsoft Excel	5	-	-
Microsoft Word	200	-	-
PC	5 meses	-	879
			879 €

➤ PRESUPUESTO GENERAL DEL PROYECTO:

Coste unitario (€/hora)	Coste sin IVA (€)	IVA	Coste Total (€)
Proyecto Final	5,879	21%	7,113

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de “SIETE MIL CIENTO TRECE EUROS”.



Trabajos Futuros

Algunos trabajos que se pueden realizar en el futuro son:

- La ampliación de potencia de la instalación. Para ello se podría estructurar la Planta en distintos subsistemas.
- Un estudio en diferentes localizaciones, es decir, analizar en qué medida afecta la latitud para la producción de energía.
- Un estudio de producción con distintas condiciones climatológicas.
- El diseño de más escenarios con otras tecnologías de módulos y su correspondiente comparación entre ellos.



Referencias

- ABB. *Technical Application Pappers Nº 10 - Photovoltaic Plants.*
- Alcalde, P. (2014). *Electrotecnia*. Paraninfo.
- Chinchilla, M. (2013). Apuntes de la asignatura "Generación eólica y fotovoltaica" de Grado en Ingeniería Eléctrica - Universidad Carlos III de Madrid.
- D'Addario, M. (2014). *Manual de Energía Solar Fotovoltaica (Usos, Aplicaciones y Diseño)*.
- De Delás, F. (2009). *Instalación Solar Fotovoltaica de 100kW de conexión a red en Lorca, Murcia*.
- De Juana, J. (2003). *Energías renovables para el desarrollo*. Paraninfo.
- Díaz, T., & Carmona, G. (2010). Componentes de una instalación solar fotovoltaica. En *Técnico en instalaciones eléctricas y automáticas. Reforma L.O.E.* Mc Graw Hill.
- Dos Santos, F. (2011). *Comparative study of three photovoltaic technologies*.
- Durán, J., & Sojo, L. *Implementando un Plan de Gestión de Activos en el Tiempo de Vida, con el estándar PAS 55*.
- Elías, X. (2012). *Energía, Agua, Medioambiente, Territorialidad y Sostenibilidad*.
- Fernández, M. (2010). *Energía Solar: Electricidad Fotovoltaica*. Liberfactory.
- Guerra, I., Ballesteros, M., & Heras, M. (2008). *Fuentes de energía para el futuro*. Secretaría General Técnica.
- Guerrero, R. (2013). *UF0150: Replanteo y funcionamiento de las instalaciones solares fotovoltaicas*. Innovación y cualificación, ic.
- Jarauta, L. (2014). *Las energías renovables*.
- Martín, N., & Fernández, I. (2007). *La envolvente fotovoltaica en la arquitectura: criterios de diseño y aplicaciones*. Reverté.
- Méndez, J., Cuervo, R., & S.A.U., E. I. (2007). *Energía Solar Fotovoltaica*. Formación Confemetal, FC.
- Méndez, J., Cuervo, R., & S.A.U., E. I. (2008). *Energía Solar Térmica*. Fundación Confemetal, FC.



Diseño de una Planta Fotovoltaica en conexión a red

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

Miller, A., & Lumby, B. (2012). *Utility Scale Solar Power Plants - A guide for developers and investors.*

Ossenbach, M., Guillén, S., & Coto, O. (2010). *Guía para el desarrollo de proyecto de energías renovables en Nicaragua.*

Pareja, M. (2010). *Energía solar fotovoltaica: Cálculo de una instalación aislada.* Marcombo.

Perales, T. (2012). *El universo de las Energías Renovables.* Marcombo.

Prinsloo, G., & Dobson, R. (2014). *Solar Tracking.*

Roldán, J. (2013). *Energías renovables- Lo que hay que saber.*

Roldán, J. (2010). *Instalaciones solares fotovoltaicas.* Paraninfo.

Romero, M. (2010). *Energía solar fotovoltaica.*

Rufes, P. (2010). *Energía Solar Térmica: Técnicas para su aprovechamiento.* Marcombo.

Santamaría, G., & Castejón, A. (2010). *Instalaciones solares fotovoltaicas.* Editex.

Sebastián, F., García-Galindo, D., & Rezeau, A. (2010). *Energía de la Biomasa (volumen I).* Prensas Universitarias de Zaragoza.

Valentín, J. (2012). *Instalaciones solares fotovoltaicas.* Donostiarra.

Valera, P., Pereles, O., Payán, A., Almonacid, L., Salas, V., & Almonacid, G. (2014). *Review of Independet Technical Advisory: Mitigation of Technical Risks for Utility-Scale Photovoltaic Power Plants Projects.*



Diseño de una Planta Fotovoltaica en conexión a red

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

Anexos

- Hojas de características de los componentes empleados.
- Informes generados por el Software PVsyst.



Five Key Features

- 1 Guaranteed quality: 12 year product warranty, 25 year linear performance warranty *
- 2 Innovation solutions: UL certified up to 1000V for optimized system designs
- 3 Robust design: certified to withstand up to 4000 Pa wind load and up to 7000 Pa snow load**
- 4 Developed Technology: New Hanwha Q CELLS-cell based module
- 5 Anti-PID : Modules are qualified to withstand PID***

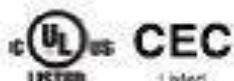
* Please refer to Hanwha Solar Product Warranty for details.

** Please refer to Hanwha Solar Module Installation Guide.

*** PID test conditions : module charged -1000V with Al-foil covered surface, 25 °C, 168h

Quality and Environmental Certificates

- ISO 9001 quality standards and ISO 14001 environmental standards
- OHSAS 18001 occupational health and safety standards
- UL 1703 1000V certification
- CEC Listed



About Hanwha Solar

Hanwha Solar is a vertically integrated manufacturer of photovoltaic modules designed to meet the needs of the global energy consumer.

- High reliability, guaranteed quality, and excellent cost-efficiency due to vertically integrated production and control of the supply chain
- Optimization of product performance and manufacturing processes through a strong commitment to research and development
- Global presence throughout Europe, North America and Asia, offering regional technical and sales support

HSL 72 | Poly UL

Electrical Characteristics

Electrical Characteristics at Standard Test Conditions (STC)

Power Class	285 W	290 W	295 W	300 W	305 W	310 W
Maximum Power (P_{max})	285 W	290 W	295 W	300 W	305 W	310 W
Open Circuit Voltage (V_{oc})	44.8 V	45.0 V	45.2 V	45.4 V	45.5 V	45.7 V
Short Circuit Current (I_{sc})	8.56 A	8.55 A	8.53 A	8.52 A	8.50 A	8.48 A
Voltage at Maximum Power (V_{mp})	35.2 V	35.4 V	35.6 V	35.8 V	36.1 V	36.3 V
Current at Maximum Power (I_{mp})	8.10 A	8.20 A	8.29 A	8.38 A	8.45 A	8.54 A
Module Efficiency (%)	14.7 %	15.0 %	15.3 %	15.5 %	15.8 %	16.0 %

P_{max} , V_{oc} , I_{sc} , V_{mp} and I_{mp} tested at Standard Testing Conditions (STC) defined as irradiance of 1000W/m^2 at 600K solar spectrum and a temperature of $25\pm2^\circ\text{C}$. Module power decreases positive power scaling 0 to $<30\%$. Measurement tolerance: $\pm 3\%$ (P_{max})

Electrical Characteristics at Normal Operating Cell Temperature (NOCT)

Power Class	285 W	290 W	295 W	300 W	305 W	310 W
Maximum Power (P_{max})	203 W	211 W	215 W	219 W	223 W	226 W
Open Circuit Voltage (V_{oc})	41.7 V	41.9 V	42.1 V	42.3 V	42.5 V	42.7 V
Short Circuit Current (I_{sc})	6.90 A	6.97 A	7.03 A	7.11 A	7.17 A	7.26 A
Voltage at Maximum Power (V_{mp})	31.9 V	32.0 V	32.2 V	32.4 V	32.7 V	32.8 V
Current at Maximum Power (I_{mp})	6.53 A	6.60 A	6.68 A	6.76 A	6.82 A	6.90 A
Module Efficiency (%)	13.5 %	13.6 %	13.9 %	14.2 %	14.4 %	14.6 %

P_{max} , V_{oc} , I_{sc} , V_{mp} and I_{mp} tested at Normal Operating Cell Temperature (NOCT) defined as irradiance of 1000W/m^2 , 20°C , Wind speed 1 m/s. Measurement tolerance: $\pm 3\%$ (P_{max})

Temperature Characteristics

Normal Operating Cell Temperature (NOCT)	$45^\circ\text{C} \pm 1 - 2^\circ\text{C}$	Maximum System Voltage	1000 V
Temperature Coefficients of P	$-0.01\% / ^\circ\text{C}$	Series Fuse Rating	15 A
Temperature Coefficients of V	$-0.31\% / ^\circ\text{C}$	Maximum Reverse Current	Series fuse rating multiplied by 1.35
Temperature Coefficients of I	$+0.09\% / ^\circ\text{C}$		

Mechanical Characteristics

Dimensions	1956 mm x 989 mm x 35 mm
Weight	23 ± 0.5 kg
Frame	Aluminum alloy, available in silver or black finish
Front	Tempered glass
Encapsulant	EVA
Back Cover	White or black back sheet
Cell Technology	Polycrystalline
Cell Size	156 mm x 156 mm (6 in x 6 in)
Number of Cells (Panels)	72 (6 x 12)
Junction Box	Protection class IP67 with bypass-diode
Output Cables	Solar cable: 4 mm ² ; length: 1200 mm
Connector	Amphenol HR

System Design

Operating Temperature	-40°C to 85°C	Storage Temperature	-40°C to 85°C
Hail Safety Impact Velocity	25 mm at 23 m/s	Packaging Configuration	22 pieces per pallet
Fire Safety Classification (IEC 61730)	Class C	Loading Capacity (10 ft. HQ Container)	484 pieces
Static Load Wind / Snow	4000Pa/7000Pa		

Packaging and Storage

Nomenclature

eg. HSL72P6-PB-xxx

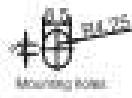
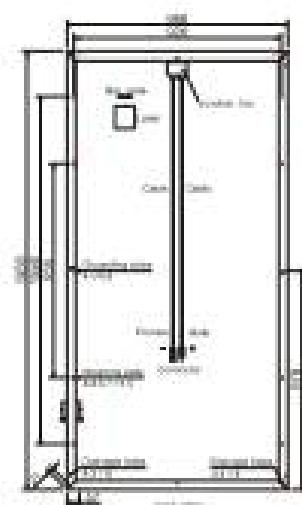
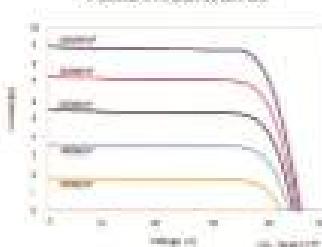
HSL72P6-PB-xxx
TJ TJ

Code Certificate	Code Frame (Backsheet)
1 IEC61215	O Silver/White
4 IEC61730	OW Black/White
	OB Black/Black

Performance at Low Irradiance

The typical relative change in module efficiency at an irradiance of 200W/m^2 in relation to 1000W/m^2 (both at 25°C and AM 1.5 spectrum) is less than 5%.

Various Irradiance Levels



Mounting hole
12.5 mm



Drainage hole
13 mm



Grounding hole
10 mm



First Solar Series 4™ PV Module

ADVANCED THIN FILM SOLAR TECHNOLOGY



INDUSTRY BENCHMARK SOLAR MODULES

As a global leader in PV energy, First Solar's advanced thin film solar modules have set the industry benchmark with over 10 gigawatts (GW) installed worldwide and a proven performance advantage over conventional crystalline silicon solar modules. Generating more energy than competing modules with the same power rating, First Solar's Series 4™ and Series 4A™ PV Modules deliver superior performance and reliability to our customers.



PROVEN ENERGY YIELD ADVANTAGE

- Generates more energy than conventional crystalline silicon solar modules with the same power
- Superior temperature coefficient resulting in greater energy yield in typical field operating temperatures
- Superior spectral response resulting in a proven energy yield advantage in humid environments
- Anti-reflective coated glass (Series 4A™) enhances energy production



ADVANCED PERFORMANCE & RELIABILITY

- Long-term power-output warranted for 25 years
- Compatible with advanced 1500V plant architectures
- Highly predictable energy in all climates and applications
- Independently certified for reliable performance in high temperature, high humidity, extreme desert and coastal environments based on accelerated life and stress tests

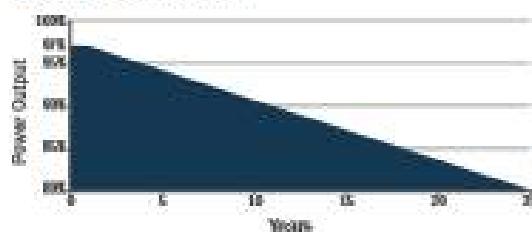


CERTIFICATIONS & TESTS

- PID-Free, Thresher Test, Long-Term Sequential Test¹, and ATLAS 25+¹²
- IEC 61646 1500V, IEC 61730 1500V, CE
- IEC 61701 Salt Mist Corrosion, IEC 60068-2-68 Dust and Sand Resistance
- ISO 9001:2008 and ISO 14001:2004
- UL 1703 and IULC 1703 Listed Class B Fire Rating (Class A Spread of Flame)
- CSI Eligible (CA-USA), FSEC (FL-USA), MCS (UK), CEC Listed (Australia), JET (Japan)¹³, SII (Israel)¹⁴, InMetro (Brazil)¹⁵



MODULE WARRANTY³

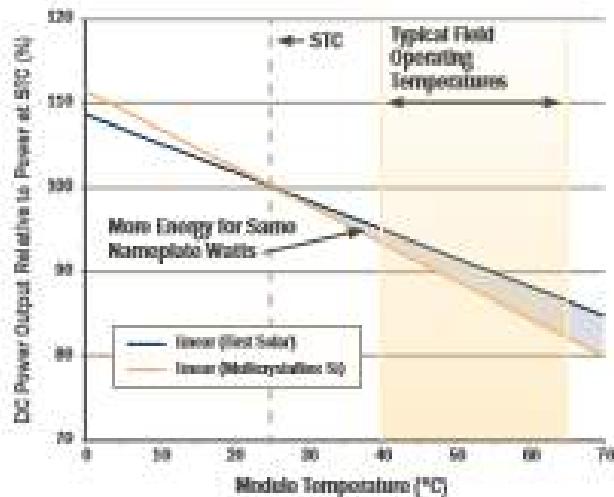


- 25-Year Linear Performance Warranty⁴
- 10-Year Limited Product Warranty

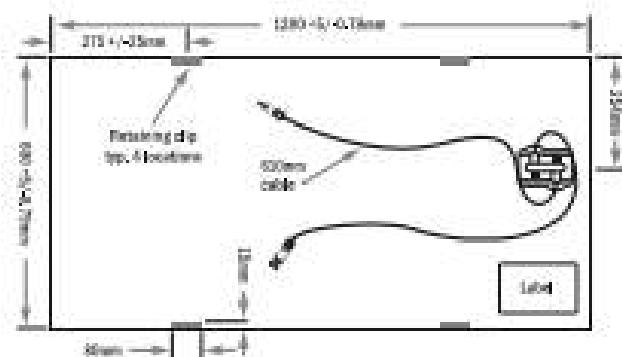
FIRST SOLAR SERIES 4™ PV MODULE

MECHANICAL DESCRIPTION		MODULE DIMENSIONS AND RATINGS @ 25°C ¹								
		MODULE MODELS		IS-4015-2	IS-4009-2	IS-4010-2	IS-4012-2	IS-4015-2	IS-4015-2	IS-4017-2
		IS-4004A-2	IS-4009A-2	IS-4010A-2	IS-4012A-2	IS-4015A-2	IS-4015A-2	IS-4017A-2	IS-4017A-2	
Length	1200mm									
Width	600mm									
Weight	12kg									
Thickness	6.8mm									
Axes	0.72m²									
Loadings	2.5mm², 600mm									
Connections	M64®									
Bypass Diode	None									
Cell Type	Thin Film Cell semiconductor, 250 active cells									
Frame Material	None									
Front Glass	3.2mm lead strengthened Series 4A™ indium anti- reflective coating	Rominal Power (1 m²)	78.2	80.5	82.0	83.9	85.8	87.6		
		Voltage at Pmax (V)	62.8	63.1	64.1	65.0	65.5	65.9		
		Current at Pmax (A)	1.25	1.27	1.28	1.29	1.31	1.33		
		Open Circuit Voltage (Voc) (V)	81.0	81.6	82.3	82.6	82.7	83.1		
		Short Circuit Current (Isc) (A)	1.40	1.41	1.41	1.41	1.44	1.44		
Back Glass	3.2mm tempered									
Encapsulation	Laminated material with edge seal	Module Operating Temperature Range (°C)							-40 to +85	
		Temperature Coefficient of Pmax	1% /K						-0.34%/°C	
		Temperature Coefficient of Voc	1% /K						-0.29%/°C	
		Temperature Coefficient of Isc	1% /K						+0.04%/°C	

SUPERIOR TEMPERATURE COEFFICIENT



MECHANICAL DRAWING



END-OF-LIFE RECYCLING

- Recycling services available through First Solar's industry-leading recycling program or customer-selected third party.

Disclaimer

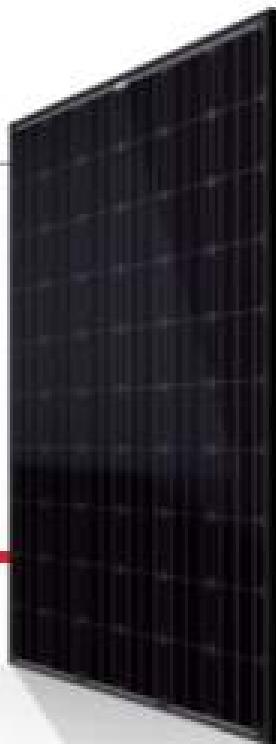
The information included in this Module Datasheet is subject to change without notice and is provided for informational purposes only. No contractual rights are established or should be inferred because of user's reliance on the information contained in this Module Datasheet. Please refer to the appropriate Module User Guide and Module Product Specification document for more detailed technical information regarding module performance, installation and use.

The First Solar logo, First Solar™, and all products denoted with™ are registered trademarks, and those denoted with® are trademarks of First Solar, Inc.

- Testing Certifications/ Listings pending.
- Conform package meets IEC61215.
- Rated power output and product warranties subject to warranty terms and conditions.
- Ensures 97% rated power in first year, 0.7% linear through year 25.
- Standard Test Conditions (STC) 1000W/m², AM 1.5, 25°C
- All ratings > 10%, unless specified otherwise. Specifications are subject to change.
- Application Class A for 1000V (class B), Application Class B for 1500V (class C)
- Normal Operating Cell Temperature: Module operation temperature at 1000W/m² irradiance, 20°C air temperature, 1m/s wind speed.
- Multi-Contact MC4 (PV-KS14/PV-KS14)

TSM-DC05A.05

Honey[®] IN BLACK



60 CELL
MONOCRYSTALLINE MODULE

250–265W
POWER OUTPUT RANGE

16.2%
MAXIMUM EFFICIENCY

0 to +3%
POSITIVE POWER TOLERANCE

TRINA SOLAR: A STRONG AND RELIABLE PARTNER

As a leading global manufacturer of next generation photovoltaic products, Trina Solar is committed to building mutually beneficial alliances with installers, developers, distributors and technological partners as the backbone of our shared goal to drive Smart Energy Together. Thanks to an extensive sales and service network with local support teams throughout Europe, Trina Solar is perfectly positioned to support your needs. With Trina Solar as your strong, reliable partner you can rest assured knowing that you've made the right choice.

www.trinasolar.com

Great aesthetics for dark roofs

- Deep black mono cells
- Black frame and backsheet

Maximize limited space with high efficiency

- Up to 162 W/m² power density
- Low thermal coefficients for greater energy production at high operating temperatures

Excellent low light performance on cloudy days, mornings and evenings

- Advanced surface texturing
- Back surface field
- Selective emitter

Highly reliable due to stringent quality control

- All modules have to pass electroluminescence (EL) inspection
- Over 30 in-house tests (UV, TC, HF, and many more)
- In-house testing goes well beyond certification requirements

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty + 25 Year Linear Power Warranty



SUNNY TRIPower 10000TLEE-JP

STP_10000TLEE-JP100/STP110PHOTOSEE-P1)



Efficient
▪ Efficiency of 97.3% (at grid IEC 6942)
▪ Peak efficiency of 99.5%
▪ Excellent grid performance ratio

Safe
▪ Maximum robustness and best level of protection thanks to degree of protection IP65 (outdoor)
▪ Integrated display showing energy yield values and daily solar generation trend

Innovative
▪ Operating temperature range from -25°C to +60°C through active DigiCool temperature management
▪ Straightforward system visualization and monitoring thanks to Webconnect and Sunny Portal

Reliable
▪ Electricity supply even in the event of grid failure thanks to SPS module*

SUNNY TRIPower 10000TLEE-JP

The innovative expert for low-voltage applications

The Sunny Tripower Economic Excellence offers more benefit for each yen invested and has been specifically adapted to the requirements of the Japanese market. Its robust outdoor enclosure meets the strict specifications of the IP65 device classification and offers exceptionally solid protection from dirt, water and salt-containing atmospheres. Unmatched in its class, the three-phase inverter operates at 97.8 percent peak efficiency and offers numerous features, such as an SPS module* for electricity supply even during grid failures. The Sunny Tripower can also be equipped with the optional Webconnect data module. It allows for monitoring individual or several Ethernet-based SMA devices via Sunny Portal, as well as remotely via smartphone or tablet.

*Only for STP_10000TLEE-JP11.

Efficiency Curve		Accessory	
		* ^a Only for STP 10000TLEE-JP-11	
Technical Data		Sunny Tripower 10000TLEB-JP-10	Sunny Tripower 10000TLEE-JP-11
Input (DC)			
Max. DC power (at 20 °C, g = 1)		10,000 W	10,000 W
Max. Input voltage		800 V	800 V
MPPT voltage range / grid voltage (300 V) / rated input voltage		300 V to 590 V / 300 V	300 V to 590 V / 300 V
Min. Input voltage / rated input voltage		200 V / 210 V	300 V / 310 V
Max. Input current		38 A	38 A
Max. Input current per string		38 A	38 A
Number of independent MPPT inputs / strings per MPPT input		1 / 6	1 / 6
Output (AC)			
Rated power (at 300 V, 50 Hz)		10,000 W	9,900 W
Max. apparent AC power		10,000 VA	9,900 VA
Nominal AC voltage		3/φ, 200 V	3/φ, 200 V
AC voltage range		160 V to 240 V	160 V to 240 V
AC power frequency / range		50 Hz, 60 Hz / ± 2%	50 Hz, 60 Hz / ± 2%
Rated power frequency / rated grid voltage		50 Hz / 200 V	50 Hz / 202 V
Max. output current		29 A	29 A
Power factor at rated power		1	1
Adjustable displacement power factor		0.9 overscaled to 0.9 underscaled	0.9 overscaled to 0.9 underscaled
FeedIn phases / connection phases		3 / 3	3 / 3
SMS Module		—	1,500 W / 101 V / 50 Hz, 60 Hz
Efficiency			
Max. efficiency / efficiency class (per IEC 6906)		97.8 % / 98.5 %	97.8 % / 98.5 %
Protective devices			
DC-side disconnection point		+	+
Ground fault monitoring / grid monitoring		+/+	+/+
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated		+/+/-	+/+/-
All-pole sensitive half-adder-current monitoring unit		+/+	+/+
Protection class (as per IEC 61131) / overvoltage category (as per IEC 60664-1)		I / AC (II); DC (I)	I / AC (II); DC (I)
General Data			
Dimensions (W / H / D)		865 / 880 / 285 mm (34.2 / 34.8 / 10.4 inch)	
Weight		45 kg (99.2 lb)	
Operating temperature range		-25 °C to +60 °C (-13 °F to +140 °F)	
Relative ventilation, typical		51 dB(A)	51 dB(A)
Self-heat-susceptibility (at 40 °C)		1 kW	1 kW
Topology / cooling concept		Transformerless / OptiCool	Transformerless / OptiCool
Degree of protection (as per IEC 60529)		IP65	IP65
Climate category (as per IEC 60721-3-4)		4K4	4K4
Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)		100 %	100 %
Features			
DC connection		Connecting terminal block	Connecting terminal block
AC connection		Spring-clamp terminal	Spring-clamp terminal
Display		IC graphic display	IC graphic display
Interface: RS485, BlueLink ^b , SpeedyLink / Webconnect		○ / ○ / ○	○ / ○ / ○
Multifunction relay / Power Control Module		○ / ○	—/-
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 years		○ / ○ / ○ / ○	○ / ○ / ○ / ○
IEC certificate number		PC217	PC202
* Standard features ○ Optional features — Not available, data at nominal conditions			
Type designation		STP 10000TLEB-JP-10	STP 10000TLEE-JP-11

^a * Protection class II. In addition to the standard protection class II, further protection against direct lightning strikes is provided by the integrated lightning rod. ^b BlueLink is a trademark of SMA Solar Technology AG. All trademarks belong to their respective owners. This document contains confidential information of SMA Solar Technology AG. Any unauthorized disclosure, copying or use of this document is prohibited.

SMA

SUNNY CENTRAL 500HE-US

SUNNYCENTRAL

**High Yields**

- 99% CCC efficiency
- Suitable for ambient temperatures of up to 40 °C (140 °F)
- OptiCoat™ intelligent temperature management

Low System Costs

- Containerized enclosure
- Coupled to medium-voltage external transformer
- Available as integrated solution

Strong Peripherals

- Optional DC & AC disconnects
- Optional container bases with string monitoring
- Sunny WallBox, Modbus® & OPC compatible

UL Certified

- UL 1741 / IEEE-1547 compliant

SUNNY CENTRAL 500HE-US

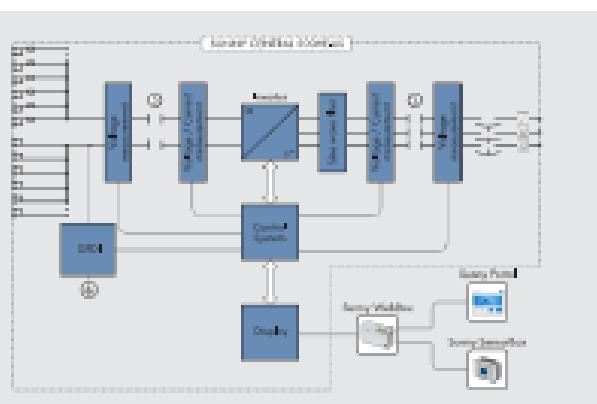
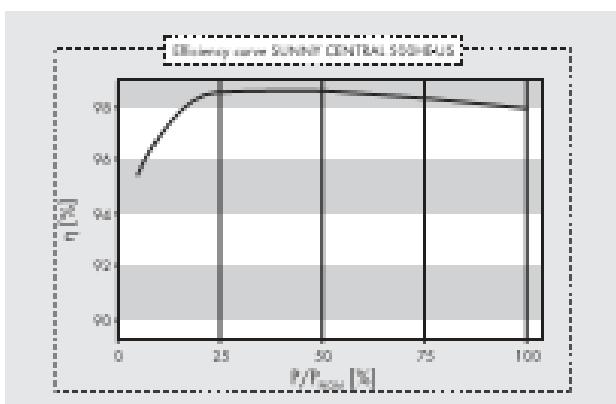
The ideal solution for large-scale North American solar power plants

The Sunny Central 500HE-US couples to an external medium-voltage transformer to accommodate long distance power feeds to distribution substations and delivers the highest efficiency available for large PV inverters. An updated user interface features a large LCD that provides a graphical view of the daily plant production as well as the status of the inverter and the utility grid. Flexible plant monitoring is available through various communications solutions such as Ethernet, Modbus, RS485 and OPC. Designed for easy installation, operation and performance monitoring, the UL-certified Sunny Central 500HE-US is the ideal choice for large-scale PV projects.

Technical data		Sunny Central 50046-US
Input data		
Max. DC power	545 kWp ¹⁾	
M.P.P. voltage range	220V - 600V	
Max. DC voltage	600V	
Peak starting or [U] / [P]	380V / 3000W	
Max. DC current	1600A	
Number of DC inputs	8 - 8	
Output data		
Nominal AC power	500kVA @ 45 °C (113 °F)	
Max. AC current	1470 A @ 200V	
AC grid frequency	50 Hz	
AC voltage range	180V - 230V	
AC voltage range, full active power	196V - 210V	
Power factor (cos φ)	± 0.99	
Max. THD	± 5%	
Efficiency ²⁾		
Max. efficiency	98.6%	
CEC efficiency	98.0%	
Genera	97.9%	
Ambient conditions		
Operating temperature range	-25 °C ... +40 °C (-13 °F ... +104 °F)	
Max. temperature for nominal conditions	+45 °C (+113 °F)	
Protection rating	IP20	
Insulation (Vdc) / (voltage)	n/a	
Rel. humidity	10% ... 95%	
Peak air consumption	3000 m³/h	
Internal consumption at nominal power	≤ 1800 W	
Standby consumption (P _{stb})	≤ 110 W	
Dimensions and weight		
Height	2277 mm (90 in)	
Width	2562 mm (101 in)	
Depth	958 mm (38 in)	
Weight	≥ 1800 kg (3970 lb)	
Certifications / Ratings		
Certifications	UL 1741, UL 1998, IEEE 1547	
EMC conformity	FCC, Part 15, Class A	
Interfaces		
RS485 / Ethernet / analog	o/p/o	
Display: text line / graphic	n/a	
Communication protocols	Modbus / TCP	
SMA-US connection	RS485	
Rain monitoring	Sunny Portal	
● Standard features ○ Optional features - Non available		
Type designation	SC 50046-US	

1) Specifications apply to insulation values below STC

2) Measured without an internal power supply at U_{dc} = 220 V



© SMA Solar Technology AG. All rights reserved. Subject to technical modification and errors. SMA Solar Technology AG shall not be liable for typographical and printing errors. SMA Solar Technology AG reserves the right to make changes to its products without notice.

Toll Free +1 888 4 SMA USA

www.SMA-America.com

SMA America, LLC

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto :	Las Herencias			
Lugar geográfico	Las Herencias	País	España	
Ubicación	Latitud	39.9°N	Longitud	4.9°W
Hora definido como	Hora Legal	Huso hor. UT	Altitud	359 m
Datos climatológicos:	Las Herencias Síntesis - PVGIS_			
Variante de simulación :	1. Si policristalino, inversores 500kW, fija			

Parámetros de la simulación										
Orientación Plano Receptor	Inclinación	35°	Acimut	0°						
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Erbs, Meteonorm						
Perfil obstáculos	Sin perfil de obstáculos									
Sombras cercanas	Sombreado lineal									
Características generador FV										
Módulo FV	Si-poly	Modelo	HSL 72 P6-PB-1-290							
Número de módulos FV	Fabricante	Hanwha SolarOne								
Nº total de módulos FV	En serie	11 módulos	En paralelo	660 cadenas						
Potencia global generador	Nº módulos	7260	Pnom unitaria	290 Wp						
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	Nominal (STC)	2105 kWp	En cond. funciona.	1880 kWp (50°C)						
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp	348 V	I mpp	5409 A						
Superficie total	Superficie módulos	14030 m²	Superf. célula	12721 m²						
Inversor	Modelo	Sunny Central 500-HE-US								
Características	Fabricante	SMA								
Banco de inversores	Tensión Funciona.	330-480 V	Pnom unitaria	500 kW AC						
	Nº de inversores	4 unidades	Potencia total	2000 kW AC						
Factores de pérdida Generador FV										
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s						
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	1.1 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC						
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas	-0.8 %						
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP						
Efecto de incidencia, perfil definido por		0° 1.00	20° 1.00	40° 1.00	60° 0.97	80° 0.94	70° 0.90	90° 0.83	90° 0.69	90° 0.45

Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)

Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : Las Herencias

Variante de simulación : 1. Si policristalino, inversores 500kW, fija

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
Sombras cercanas	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	inclinación	35°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	HSL 72 P6-PB-1-290	Pnom	290 Wp
Generador FV	Nº de módulos	7260	Pnom total	2105 kWp
Inversor	Modelo	Sunny Central 500-HE-US	Pnom	500 kW ac
Banco de inversores	Nº de unidades	4.0	Pnom total	2000 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

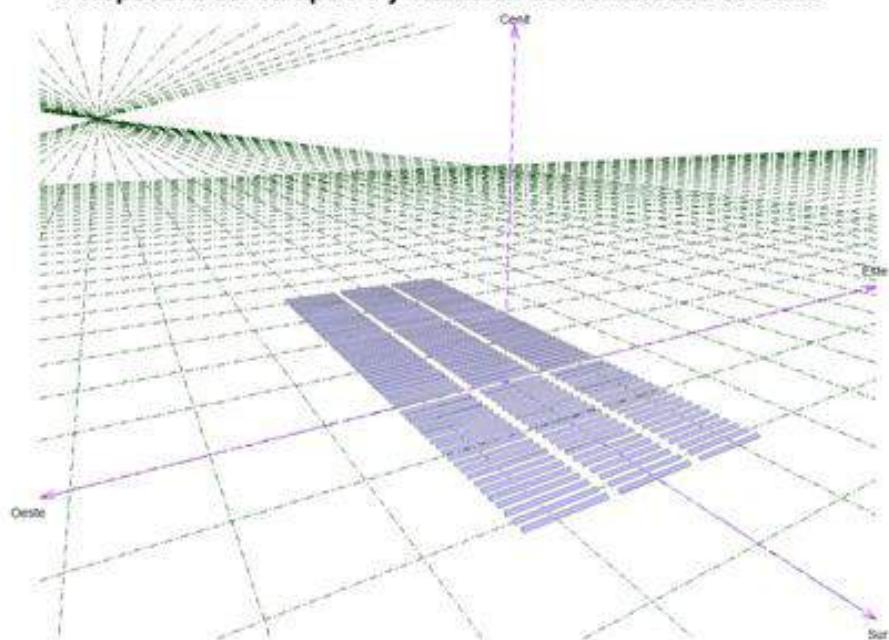
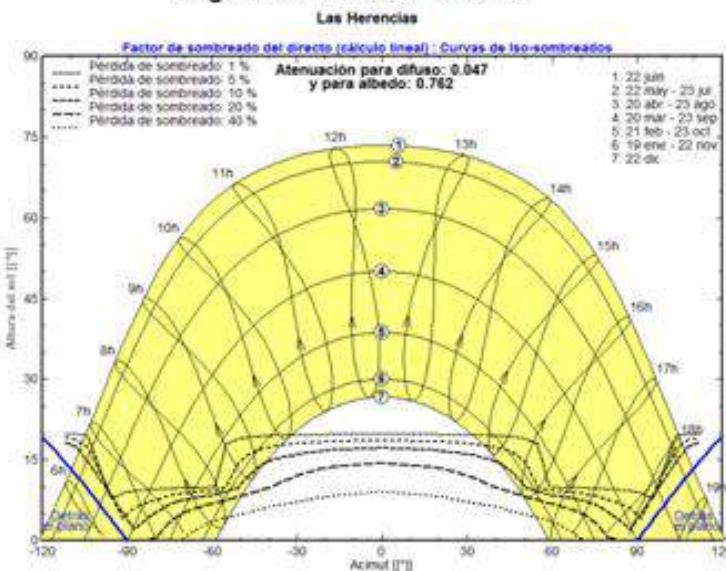


Diagrama de Iso-sombreados



Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : Las Herencias

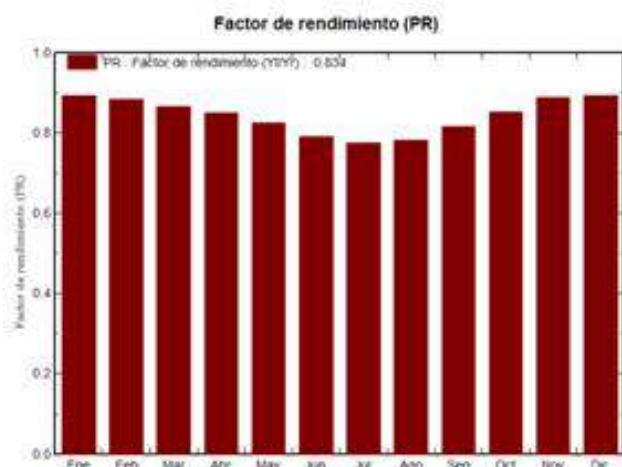
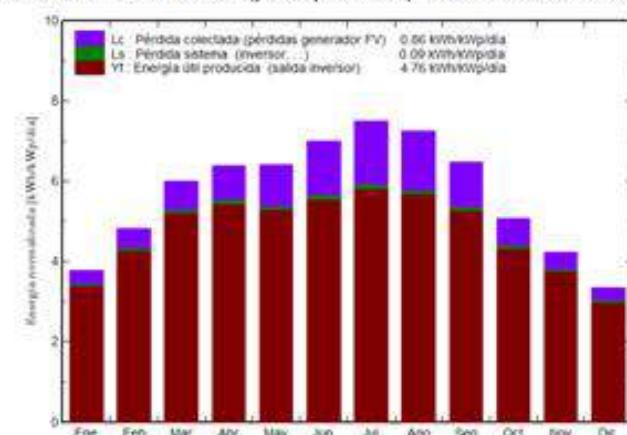
Variante de simulación : 1. Si policristalino, inversores 500kW, fija

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
Sombras cercanas	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	inclinación	35°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	HSL 72 P6-PB-1-290	Pnom	290 Wp
Generador FV	Nº de módulos	7260	Pnom total	2105 kWp
Inversor	Modelo	Sunny Central 500-HE-US	Pnom	500 kW ac
Banco de inversores	Nº de unidades	4.0	Pnom total	2000 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema	Energía producida	3654 MWh/año	Produc. específico	1736 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	83.4 %		

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 2105 kWp



1. Si policristalino, inversores 500kW, fija

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C.	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	67.2	6.20	117.6	111.2	225.4	221.3	13.86	13.41
Febrero	90.1	7.90	135.2	130.1	258.9	252.0	13.54	13.28
Marzo	144.9	11.10	186.6	178.7	348.2	340.1	13.23	12.99
Abri	174.8	13.10	192.0	182.9	350.3	343.8	13.00	12.76
Mayo	204.9	18.00	198.6	188.3	352.5	345.7	12.64	12.39
Junio	230.2	24.20	210.4	199.5	358.2	351.2	12.13	11.89
Julio	247.0	26.70	232.4	221.7	387.3	379.7	11.88	11.64
Agosto	215.6	26.10	225.2	215.2	377.5	370.8	11.95	11.74
Septiembre	159.1	21.40	194.3	186.1	339.9	333.8	12.47	12.25
Octubre	111.4	15.60	157.7	151.4	288.4	283.2	13.03	12.79
Noviembre	74.7	10.00	126.9	121.0	241.9	237.5	13.58	13.33
Diciembre	57.5	7.00	103.7	97.7	199.0	195.3	13.68	13.42
Año	1777.4	15.65	2080.9	1963.6	3723.4	3654.4	12.75	12.52

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal
T Amb Temperatura Ambiente
GlobInc Global incidente pleno receptor
GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados

EArray Energía efectiva en la salida del generador
E_Grid Energía reinyectada en la red
EffArrR Eficiencia Esal campo/superficie bruta
EffSysR Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

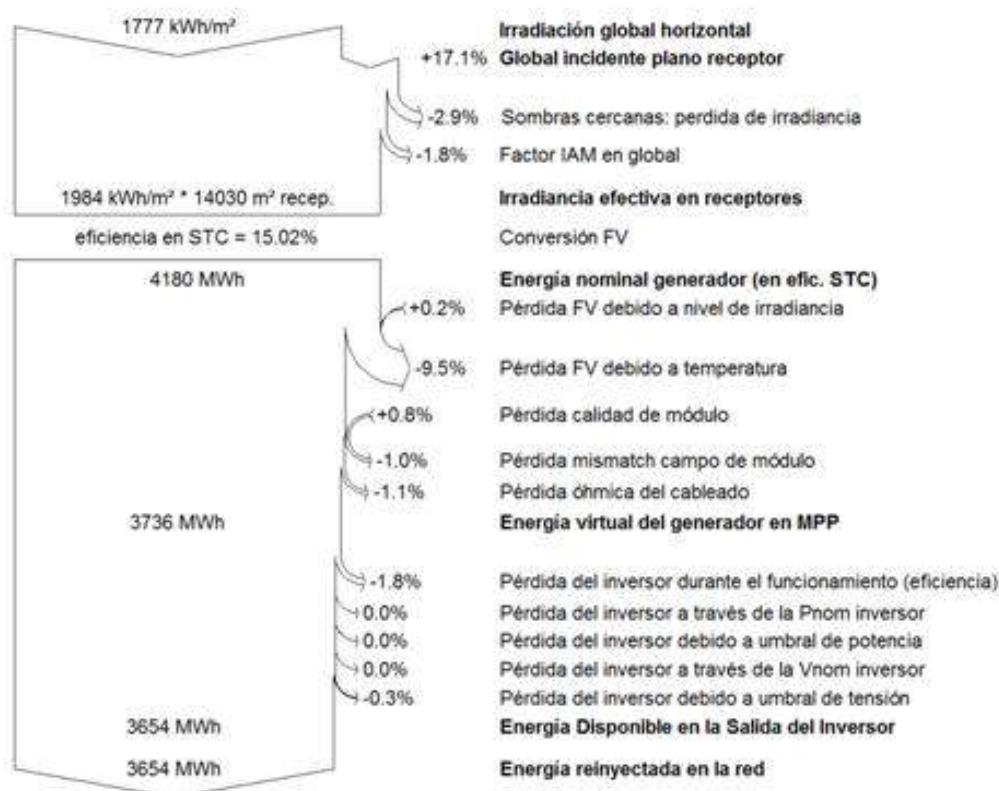
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Las Herencias

Variante de simulación : 1. Si policristalino, inversores 500kW, fija

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
Sombras cercanas	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	inclinación	35°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	HSL 72 P6-PB-1-290	Pnom	290 Wp
Generador FV	Nº de módulos	7260	Pnom total	2105 kWp
Inversor	Modelo	Sunny Central 500-HE-US	Pnom	500 kW ac
Banco de inversores	Nº de unidades	4.0	Pnom total	2000 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Diagrama de pérdida durante todo el año



Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto :	Las Herencias		
Lugar geográfico	Las Herencias	País	España
Ubicación	Latitud 39.9°N	Longitud 4.9°W	
Hora definido como:	Hora Legal Huso hor. UT	Altitud 359 m	

Datos climatológicos:	Las Herencias	Síntesis - PVGIS_
------------------------------	----------------------	-------------------

Variante de simulación : 2. CdTe, inversores 500 kW, fija

Parámetros de la simulación

Orientación Plano Receptor	Inclinación 35°	Acimut 0°
Modelos empleados	Transposición Perez	Difuso Erbs, Meteonorm
Perfil obstáculos	Sin perfil de obstáculos	
Sombras cercanas	Sombreado lineal	

Características generador FV

Módulo FV	CdTe	Modelo FS-4110A-2 Sept2014	
Número de módulos FV	Fabricante	First Solar	
Nº total de módulos FV	En serie	6 módulos	En paralelo 3200 cadenas
Potencia global generador	Nº módulos	19200	Pnom unitaria 110 Wp
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	Nominal (STC)	2112 kWp	En cond. funciona. 1959 kWp (50°C)
Superficie total	V mpp	376 V	I mpp 5218 A
	Superficie módulos	13824 m²	Superf. célula 12981 m²

Inversor

Inversor	Modelo Sunny Central 500-HE-US	
	Fabricante SMA	
Características	Tensión Funciona.	330-480 V
Banco de inversores	Nº de inversores	4 unidades

Factores de pérdida Generador FV

Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	1.2 mOhm	Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas 2.5 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas 0.8 % en MPP

Efecto de incidencia, perfil definido por

0°	30°	55°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.00	1.00	0.99	0.98	0.96	0.92	0.85	0.72	0.00

Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)

Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : Las Herencias

Variante de simulación : 2. CdTe, inversores 500 kW, fija

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red			
Sombras cercanas	Sombreado lineal				
Orientación Campos FV	inclinación	35°	acimut	0°	
Módulos FV	Modelo	FS-4110A-2 Sept2014	Pnom	110 Wp	
Generador FV	Nº de módulos	19200	Pnom total	2112 kWp	
Inversor	Modelo	Sunny Central 500-HE-US	Pnom	500 kW ac	
Banco de inversores	Nº de unidades	4.0	Pnom total	2000 kW ac	
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)				

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

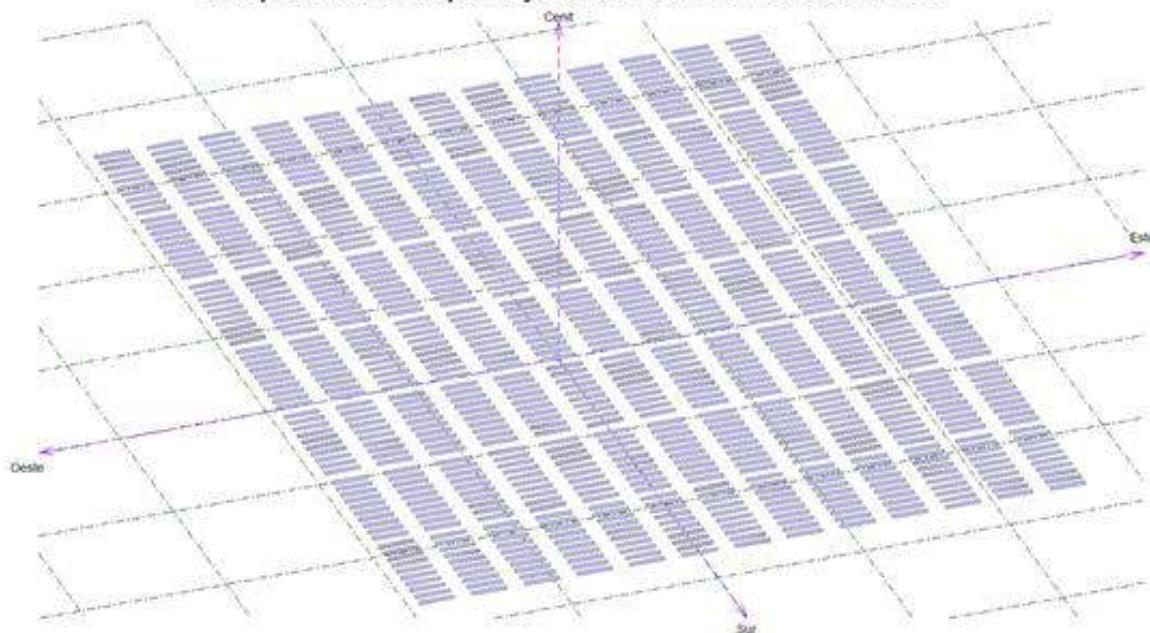
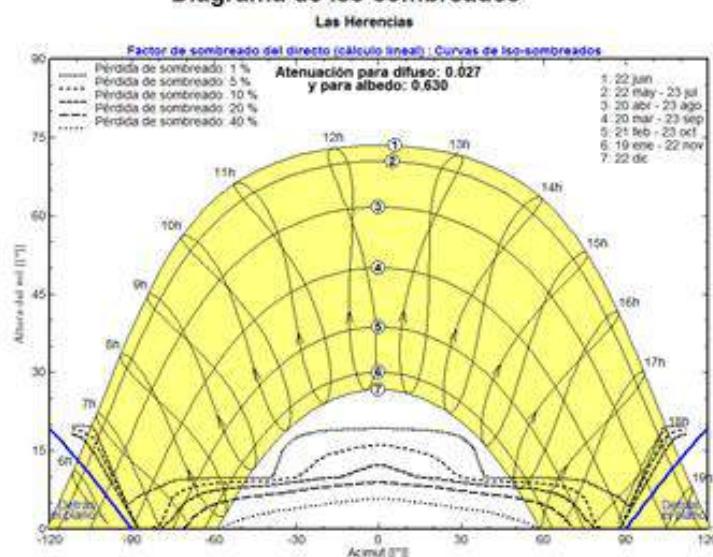


Diagrama de Iso-sombreados



Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : Las Herencias

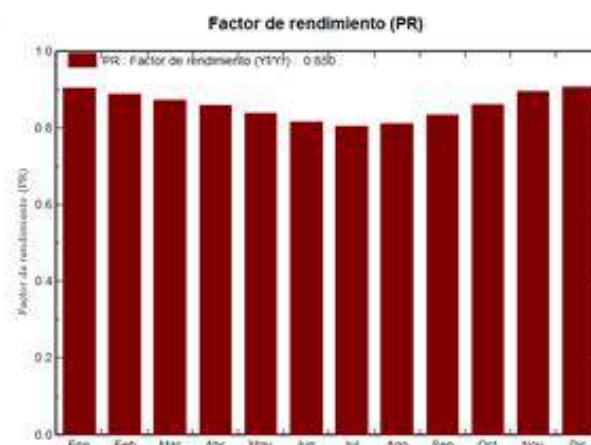
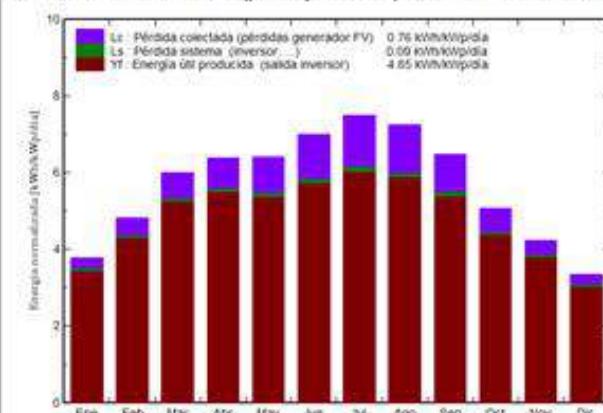
Variante de simulación : 2. CdTe, inversores 500 kW, fija

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red
Sombras cercanas	Sombreado lineal	
Orientación Campos FV	inclinación	35°
Módulos FV	Modelo	FS-4110A-2 Sept2014
Generador FV	Nº de módulos	19200
Inversor	Modelo	Sunny Central 500-HE-US
Banco de inversores	Nº de unidades	4.0
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)	

Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema	Energía producida	3737 MWh/año	Produc. específico	1770 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	85.0 %		

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 2112 kWp



2. CdTe, inversores 500 kW, fija

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	67.2	6.20	117.6	114.1	229.1	225.0	14.09	13.84
Febrero	90.1	7.90	135.2	131.7	258.9	254.0	13.85	13.59
Marzo	144.9	11.10	186.6	180.9	350.3	344.1	13.58	13.34
Abrial	174.8	13.10	192.0	185.2	355.3	348.7	13.39	13.14
Mayo	204.9	18.00	198.8	190.9	359.4	352.5	13.08	12.82
Junio	230.2	24.20	210.4	202.1	370.1	362.8	12.72	12.47
Julio	247.0	26.70	232.4	224.1	403.2	395.3	12.55	12.30
Agosto	215.6	26.10	225.2	217.7	392.9	385.8	12.62	12.39
Septiembre	159.1	21.40	194.3	188.3	348.5	342.3	12.98	12.74
Octubre	111.4	15.60	157.7	153.3	292.7	287.4	13.42	13.18
Noviembre	74.7	10.00	126.9	123.4	245.0	240.5	13.96	13.71
Diciembre	57.5	7.00	103.7	100.6	202.7	198.9	14.13	13.87
Año	1777.4	15.65	2080.9	2012.3	3808.1	3737.3	13.24	12.99

Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
	T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
	GlobInc	Global incidente plano receptor	EffArrR	Eficiencia Esal campo/superficie bruta
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EffSysR	Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

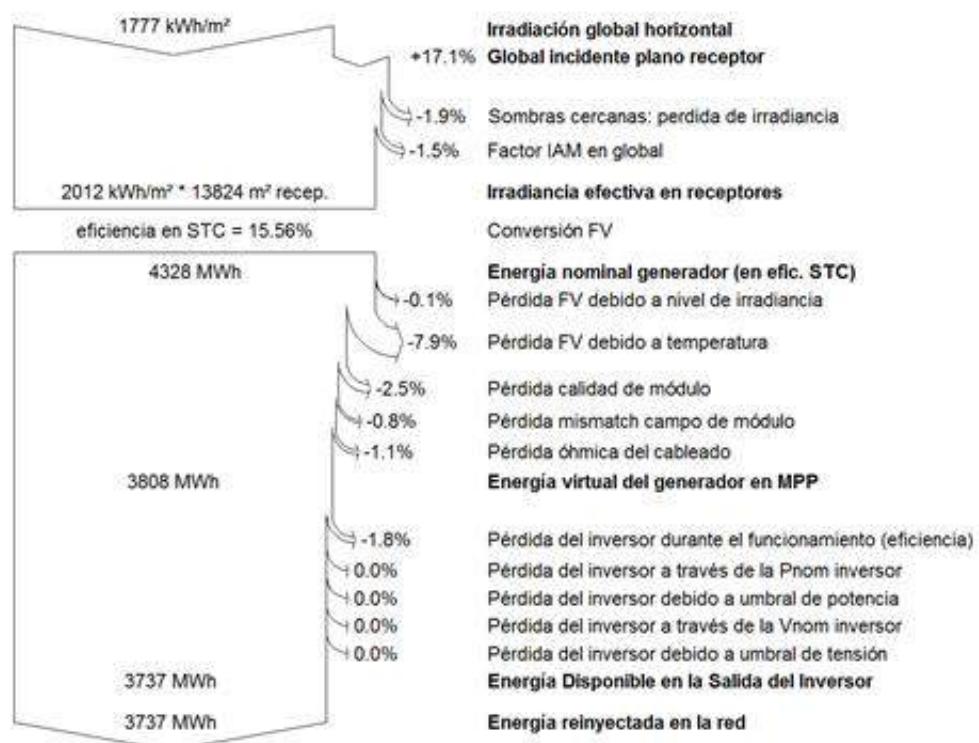
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Las Herencias

Variante de simulación : 2. CdTe, inversores 500 kW, fija

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
Sombras cercanas	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	inclinación	35°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	FS-4110A-2 Sept2014	Pnom	110 Wp
Generador FV	Nº de módulos	19200	Pnom total	2112 kWp
Inversor	Modelo	Sunny Central 500-HE-US	Pnom	500 kW ac
Banco de inversores	Nº de unidades	4.0	Pnom total	2000 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Diagrama de pérdida durante todo el año



Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto :	Las Herencias		
Lugar geográfico	Las Herencias	País	España
Ubicación	Latitud 39.9°N	Longitud 4.9°W	
Hora definido como	Hora Legal Huso hor. UT	Altitud 359 m	

Datos climatológicos: Las Herencias Síntesis - PVGIS_

Variante de simulación : 3. Si monocristalino, inversores 500kW, fija

Parámetros de la simulación

Orientación Plano Receptor	Inclinación 35°	Acimut 0°
Modelos empleados	Transposición Perez	Difuso Erbs, Meteonorm
Perfil obstáculos	Sin perfil de obstáculos	
Sombras cercanas	Sombreado lineal	

Características generador FV

Módulo FV	Si-mono	Modelo TSM-260 D05A		
Número de módulos FV	Fabricante	Trina Solar		
Nº total de módulos FV	En serie	13 módulos	En paralelo	601 cadenas
Potencia global generador	Nº módulos	7813	Pnom unitaria	260 Wp
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	Nominal (STC)	2031 kWp	En cond. funciona.	1825 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp	354 V	I mpp	5164 A
Superficie total	Superficie módulos	12788 m²		

Inversor

Inversor	Modelo Sunny Central 500-HE-US		
Características	Fabricante SMA		
Banco de inversores	Tensión Funciona. 330-480 V	Pnom unitaria	500 kW AC
	Nº de inversores 4 unidades	Potencia total	2000 kW AC

Factores de pérdida Generador FV

Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	1.1 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas	-0.8 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)		Parám. bo	0.05

Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)

Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : Las Herencias

Variante de simulación : 3. Si monocristalino, inversores 500kW, fija

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
Sombras cercanas	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	inclinación	35°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	TSM-260 D05A	Pnom	260 Wp
Generador FV	Nº de módulos	7813	Pnom total	2031 kWp
Inversor	Modelo	Sunny Central 500-HE-US	Pnom	500 kW ac
Banco de inversores	Nº de unidades	4.0	Pnom total	2000 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

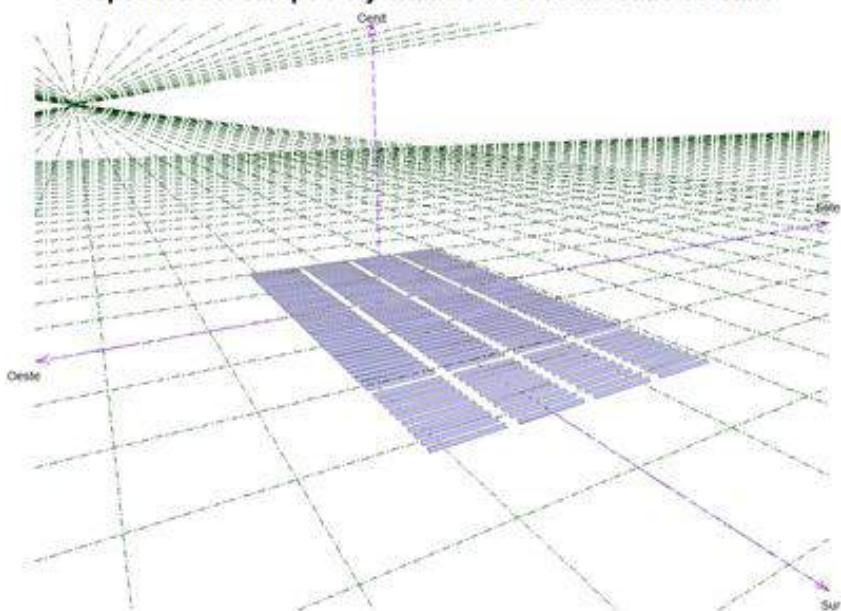
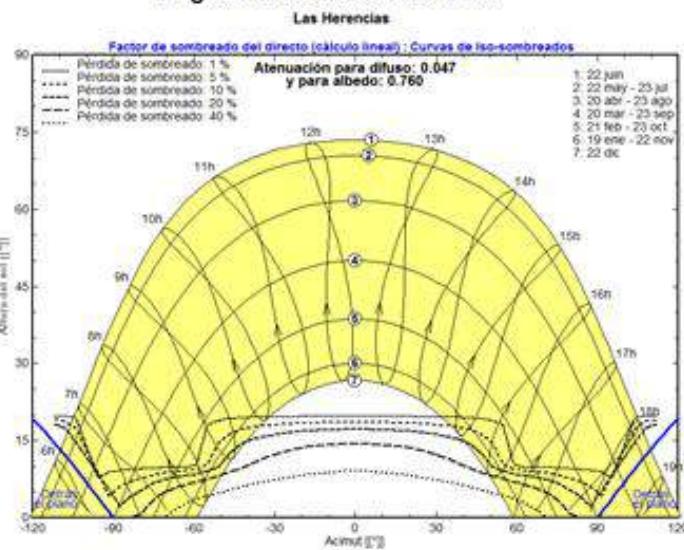


Diagrama de Iso-sombreados



Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : Las Herencias

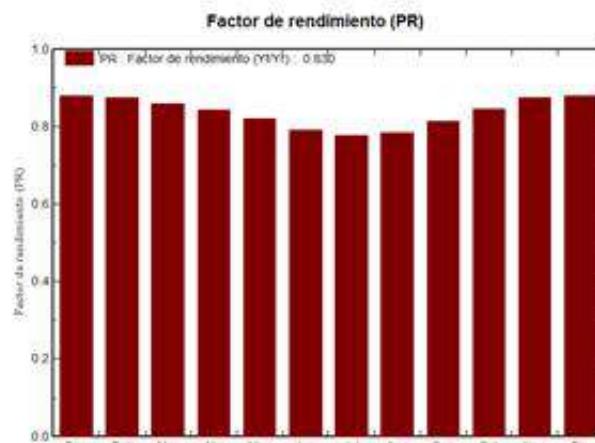
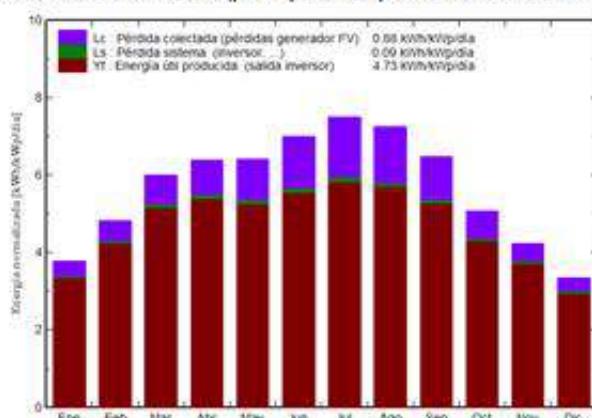
Variante de simulación : 3. Si monocristalino, inversores 500kW, fija

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
Sombras cercanas	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	inclinación	35°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	TSM-260 D05A	Pnom	260 Wp
Generador FV	Nº de módulos	7813	Pnom total	2031 kWp
Inversor	Modelo	Sunny Central 500-HE-US	Pnom	500 kW ac
Banco de inversores	Nº de unidades	4.0	Pnom total	2000 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema	Energía producida	3507 MWh/año	Produc. específico	1726 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	83.0 %		

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 2031 kWp



3. Si monocristalino, inversores 500kW, fija

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	67.2	6.20	117.6	110.0	214.2	210.3	14.25	13.99
Febrero	90.1	7.90	135.2	129.0	245.4	240.7	14.19	13.92
Marzo	144.9	11.10	186.6	177.4	331.6	325.7	13.90	13.65
Abril	174.8	13.10	192.0	181.6	335.6	329.3	13.67	13.41
Mayo	204.9	18.00	198.8	186.8	338.2	331.6	13.30	13.04
Junio	230.2	24.20	210.4	197.8	345.3	338.4	12.83	12.58
Julio	247.0	26.70	232.4	219.7	375.0	367.6	12.62	12.37
Agosto	215.6	26.10	225.2	213.5	365.6	359.1	12.70	12.47
Septiembre	159.1	21.40	194.3	184.8	327.3	321.5	13.17	12.94
Octubre	111.4	15.60	157.7	150.1	276.0	271.0	13.68	13.44
Noviembre	74.7	10.00	126.9	119.8	230.2	228.0	14.18	13.92
Diciembre	57.5	7.00	103.7	98.6	188.9	185.4	14.24	13.97
Año	1777.4	15.65	2080.9	1987.2	3573.5	3506.8	13.43	13.18

Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
	T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
	GlobInc	Global incidente plano receptor	EffArrR	Eficiencia Esal campo/superficie bruta
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EffSysR	Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

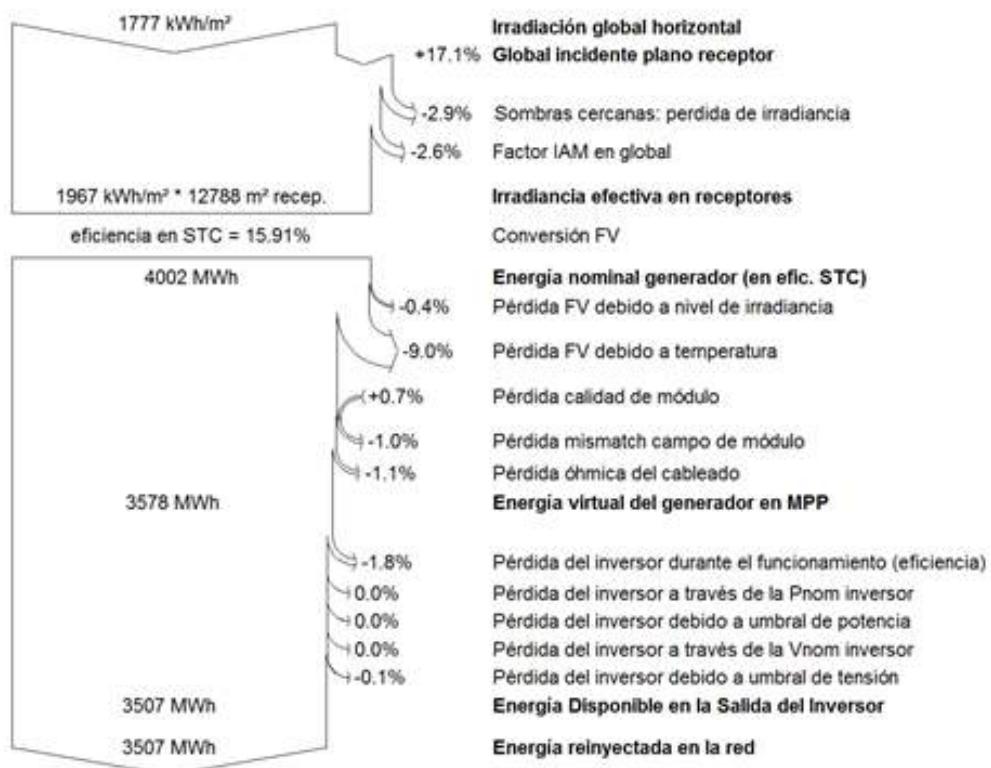
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : **Las Herencias**

Variante de simulación : **3. Si monocristalino, inversores 500kW, fija**

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
Sombras cercanas	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	inclinación	35°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	TSM-260 D05A	Pnom	260 Wp
Generador FV	Nº de módulos	7813	Pnom total	2031 kWp
Inversor	Modelo	Sunny Central 500-HE-US	Pnom	500 kW ac
Banco de inversores	Nº de unidades	4.0	Pnom total	2000 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Diagrama de pérdida durante todo el año



Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto :	Las Herencias		
Lugar geográfico	Las Herencias	País	España
Ubicación	Latitud 39.9°N Hora Legal Huso hor. UT Albedo 0.20	Longitud 4.9°W Altitud 359 m	
Datos climatológicos:	Las Herencias	<u>Síntesis - PVGIS</u>	

Variante de simulación : 4. Si policristalino, inversores 10kW, FIJA

Parámetros de la simulación

Orientación Plano Receptor Inclinación 35° Acimut 0°

Modelos empleados Transposición Perez Difuso Erbs, Meteonorm

Perfil obstáculos Sin perfil de obstáculos

Sombras cercanas Sombreado lineal

Características generador FV

Módulo FV	Si-poly	Modelo HSL 72 P6-PB-1-290	Fabricante Hanwha SolarOne
Número de módulos FV	En serie	11 módulos	En paralelo 660 cadenas
Nº total de módulos FV	Nº módulos	7260	Pnom unitaria 290 Wp
Potencia global generador	Nominal (STC)	2105 kWp	En cond. funciona. 1880 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp	348 V	I mpp 5409 A
Superficie total	Superficie módulos	14030 m²	Superf. célula 12721 m²

Inversor Modelo **Sunny Tripower 10000TLEE-JP-10**

Inversor	Modelo Sunny Tripower 10000TLEE-JP-10	Fabricante SMA
Características	Tensión Funciona. 300-590 V	Pnom unitaria 10.0 kW AC
Banco de inversores	Nº de inversores 200 unidades	Potencia total 2000.0 kW AC

Factores de pérdida Generador FV

Factor de pérdidas térmicas Uc (const) 20.0 W/m²K Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s

Pérdida Óhmica en el Cableado Res. global generador 1.1 mOhm Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC

Pérdida Calidad Módulo Fracción de Pérdidas -0.8 %

Pérdidas Mismatch Módulos Fracción de Pérdidas 1.0 % en MPP

Efecto de incidencia, perfil definido por

0°	20°	40°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.00	1.00	1.00	0.97	0.94	0.90	0.83	0.69	0.45

Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)

Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : Las Herencias

Variante de simulación : 4. Si policristalino, inversores 10kW, FIJA

Parámetros principales del sistema Tipo de sistema Conectado a la red

Sombras cercanas

Orientación Campos FV	Sombreado lineal inclinación	35°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	HSL 72 P6-PB-1-290	Pnom	290 Wp
Generador FV	Nº de módulos	7260	Pnom total	2105 kWp
Inversor		Sunny Tripower 10000TLEE-JP-10	Pnom	10.00 kW ac
Banco de inversores	Nº de unidades	200.0	Pnom total	2000 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

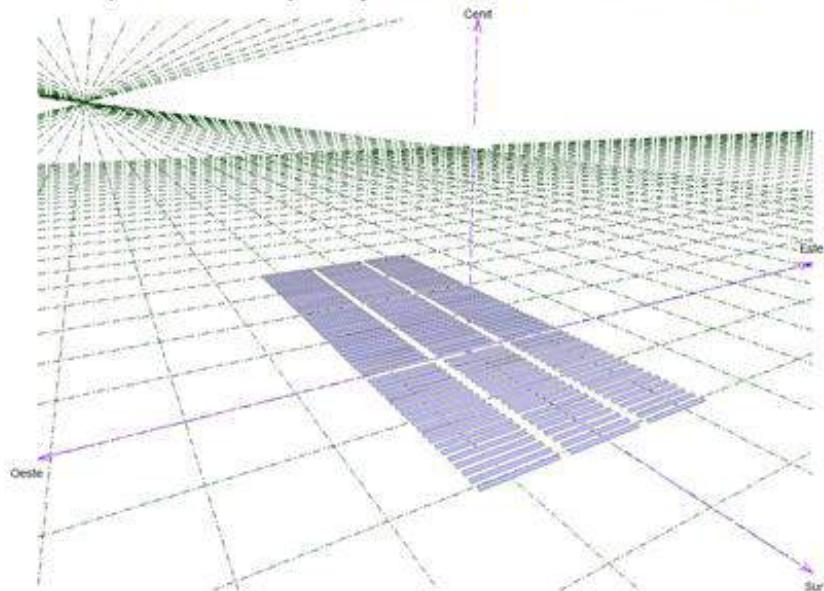
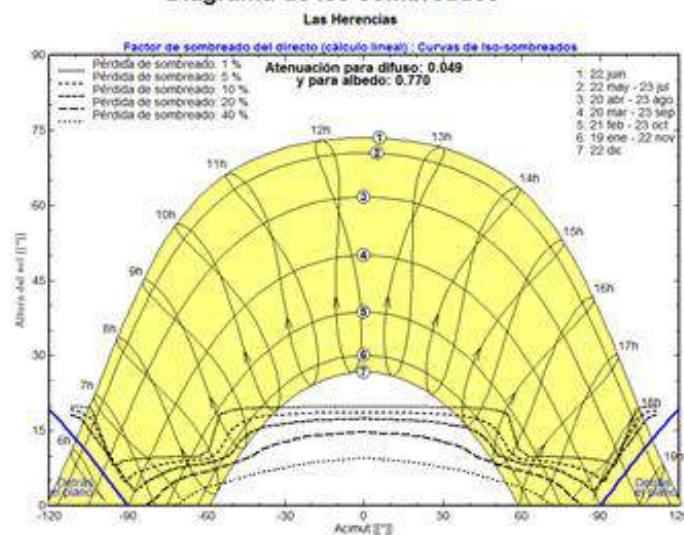


Diagrama de Iso-sombreados



Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : Las Herencias

Variante de simulación : 4. Si policristalino, inversores 10kW, FIJA

Parámetros principales del sistema Tipo de sistema **Conectado a la red**

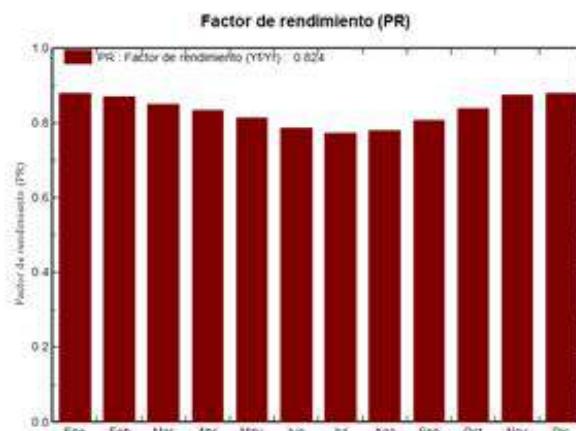
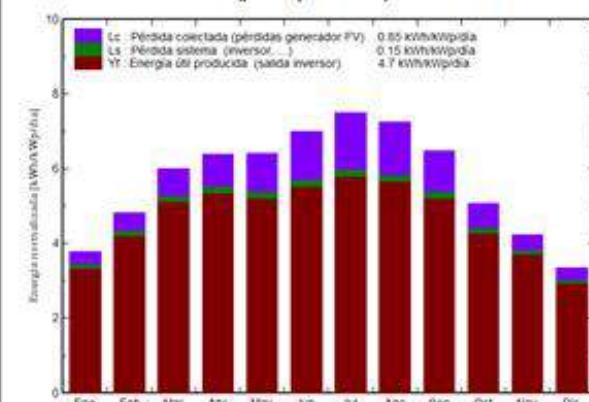
Sombras cercanas

Orientación Campos FV	Sombreado lineal	inclinación	35°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	HSL 72 P6-PB-1-290		Pnom	290 Wp
Generador FV	Nº de módulos	7260		Pnom total	2105 kWp
Inversor	Sunny Tripower 10000TLEE-JP-10			Pnom	10.00 kW ac
Banco de inversores	Nº de unidades	200.0		Pnom total	2000 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)				

Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema	Energía producida	3611 MWh/año	Produc. específico	1715 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	82.4 %		

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 2105 kWp



4. Si policristalino, inversores 10kW, FIJA

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	Globinc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	67.2	6.20	117.6	110.9	224.8	217.8	13.63	13.20
Febrero	90.1	7.90	135.2	130.0	256.2	247.8	13.50	13.06
Marzo	144.9	11.10	186.8	178.6	345.3	334.4	13.19	12.77
Abri	174.8	13.10	192.0	182.8	349.0	337.8	12.95	12.54
Mayo	204.9	18.00	198.8	188.1	352.2	340.9	12.63	12.22
Junio	230.2	24.20	210.4	199.3	360.4	348.9	12.21	11.82
Julio	247.0	26.70	232.4	221.5	391.4	378.7	12.00	11.61
Agosto	215.6	26.10	225.2	215.1	381.4	369.7	12.07	11.70
Septiembre	159.1	21.40	194.3	185.9	340.5	330.0	12.49	12.10
Octubre	111.4	15.60	157.7	151.2	286.0	279.0	13.01	12.61
Noviembre	74.7	10.00	126.9	120.8	241.5	233.9	13.56	13.13
Diciembre	57.5	7.00	103.7	97.4	198.5	192.3	13.64	13.22
Año	1777.4	15.65	2080.9	1981.7	3728.9	3611.2	12.77	12.37

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal
T_Amb Temperatura Ambiente
Globinc Global incidente plano receptor
GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados

EArray Energía efectiva en la salida del generador
E_Grid Energía reinyectada en la red
EffArrR Eficiencia Esal campo/superficie bruta
EffSysR Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

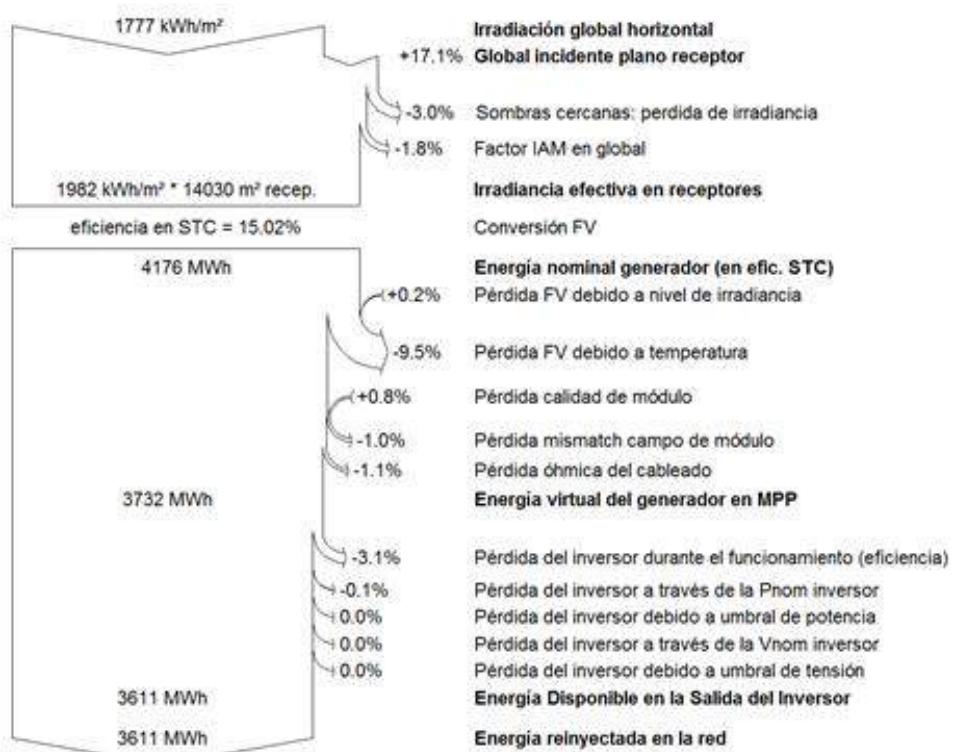
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Las Herencias

Variante de simulación : 4. Si policristalino, inversores 10kW, FIJA

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red
Sombras cercanas	Sombreado lineal	
Orientación Campos FV	inclinación	35° acimut 0°
Módulos FV	Modelo	HSL 72 P6-PB-1-290 Pnom 290 Wp
Generador FV	Nº de módulos	7260 Pnom total 2105 kWp
Inversor		Sunny Tripower 10000TLEE-JP-10 Pnom 10.00 kW ac
Banco de inversores	Nº de unidades	200.0 Pnom total 2000 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)	

Diagrama de pérdida durante todo el año



Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto :	Las Herencias		
Lugar geográfico	Las Herencias	País	España
Ubicación	Latitud 39.9°N Hora Legal Huso hor. UT Albedo 0.20	Longitud 4.9°W Altitud 359 m	
Datos climatológicos:	Las Herencias	Síntesis - PVGIS	

Variante de simulación : **5. CdTe, inversores 10 kW, fija**

Parámetros de la simulación

Orientación Plano Receptor	Inclinación 35°	Acimut 0°
Modelos empleados	Transposición Perez	Difuso Erbs, Meteonorm
Perfil obstáculos	Sin perfil de obstáculos	
Sombras cercanas	Sombreado lineal	

Características generador FV

Módulo FV	CdTe	Modelo FS-4110A-2 Sept2014	Fabricante First Solar
Número de módulos FV	En serie	5 módulos	En paralelo 3840 cadenas
Nº total de módulos FV	Nº módulos	19200	Pnom unitaria 110 Wp
Potencia global generador	Nominal (STC)	2112 kWp	En cond. funciona. 1959 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp	313 V	I mpp 6261 A
Superficie total	Superficie módulos	13824 m²	Superf. célula 12981 m²

Inversor

Inversor	Modelo Sunny Tripower 10000TLEE-JP-10		
Fabricante	SMA		
Características	Tensión Funciona. 300-590 V	Pnom unitaria 10.0 kW AC	
Banco de inversores	Nº de inversores 200 unidades	Potencia total 2000.0 kW AC	

Factores de pérdida Generador FV

Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	0.82 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas	2.5 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas	0.8 % en MPP

Efecto de incidencia, perfil definido por

0°	30°	55°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.00	1.00	0.99	0.98	0.96	0.92	0.85	0.72	0.00

Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)

Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : Las Herencias

Variante de simulación : 5. CdTe, inversores 10 kW, fija

Parámetros principales del sistema Tipo de sistema Conectado a la red

Sombras cercanas

Orientación Campos FV

Módulos FV

Generador FV

Inversor

Banco de inversores

Necesidades de los usuarios

Sombreado lineal

inclinación

Modelo

Nº de módulos

Sunny Tripower 10000TLEE-JP-10

Nº de unidades

Carga ilimitada (red)

acimut

Pnom

Pnom total

Pnom

Pnom total

Pnom

Pnom total

0°

110 Wp

2112 kWp

10.00 kW ac

2000 kW ac

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

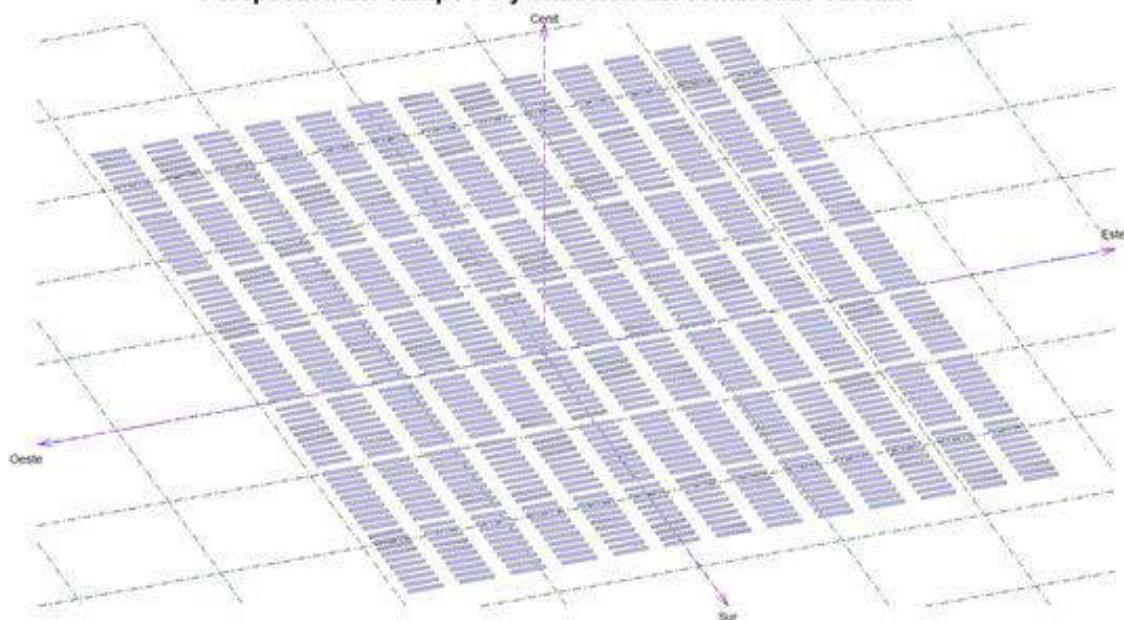
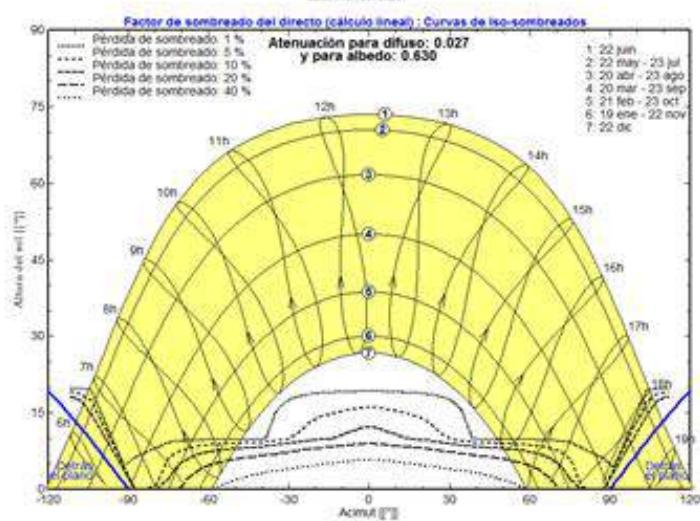


Diagrama de Iso-sombreados

Las Herencias



Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

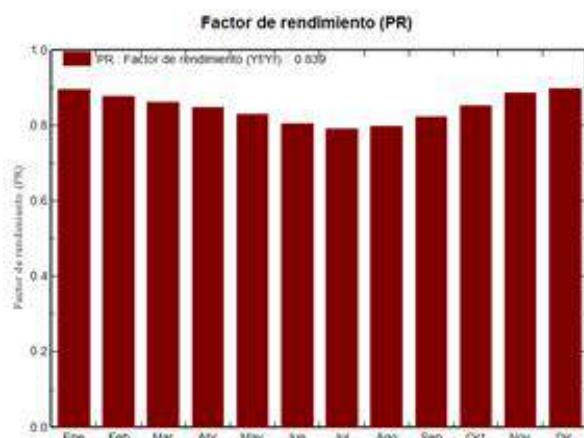
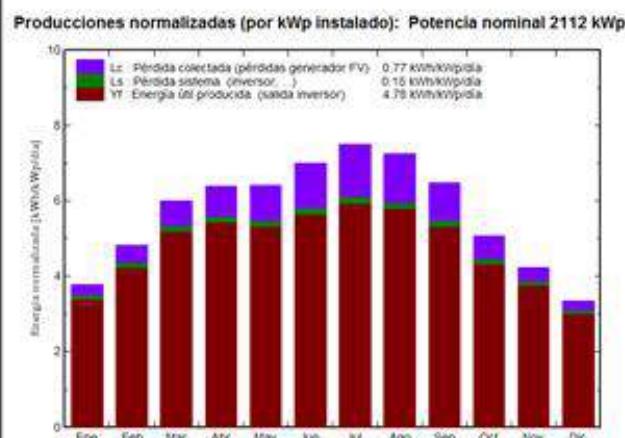
Proyecto : Las Herencias

Variante de simulación : 5. CdTe, inversores 10 kW, fija

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red
Sombras cercanas	Sombreado lineal	
Orientación Campos FV	inclinación	35° acimut 0°
Módulos FV	Modelo FS-4110A-2 Sept2014	Pnom 110 Wp
Generador FV	Nº de módulos 19200	Pnom total 2112 kWp
Inversor	Sunny Tripower 10000TLEE-JP-10	Pnom 10.00 kW ac
Banco de inversores	Nº de unidades 200.0	Pnom total 2000 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)	

Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema Energía producida 3688 MWh/año Produc. específico 1746 kWh/kWp/año
Factor de rendimiento (PR) 83.9 %



5. CdTe, inversores 10 kW, fija

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	67.2	6.20	117.8	114.1	229.1	222.4	14.09	13.68
Febrero	90.1	7.90	135.2	131.7	258.9	250.9	13.85	13.42
Marzo	144.9	11.10	186.8	180.9	350.3	339.8	13.58	13.17
Abri	174.8	13.10	192.0	185.2	355.2	344.3	13.38	12.97
Mayo	204.9	18.00	198.8	190.9	359.3	348.3	13.07	12.67
Junio	230.2	24.20	210.4	202.1	369.0	357.6	12.68	12.29
Julio	247.0	26.70	232.4	224.1	401.3	388.8	12.49	12.10
Agosto	215.6	26.10	225.2	217.7	391.1	379.4	12.56	12.19
Septiembre	159.1	21.40	194.3	188.3	348.1	337.7	12.96	12.57
Octubre	111.4	15.60	157.7	153.3	292.6	284.0	13.42	13.03
Noviembre	74.7	10.00	126.9	123.4	245.0	237.8	13.96	13.55
Diciembre	57.5	7.00	103.7	100.6	202.7	196.8	14.13	13.73
Año	1777.4	15.65	2060.9	2012.3	3802.7	3687.8	13.22	12.82

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal
T_Amb Temperatura Ambiente
GlobInc Global incidente plano receptor
GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados

EArray Energía efectiva en la salida del generador
E_Grid Energía reinyectada en la red
EffArrR Eficiencia Esal campo/superficie bruta
EffSysR Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

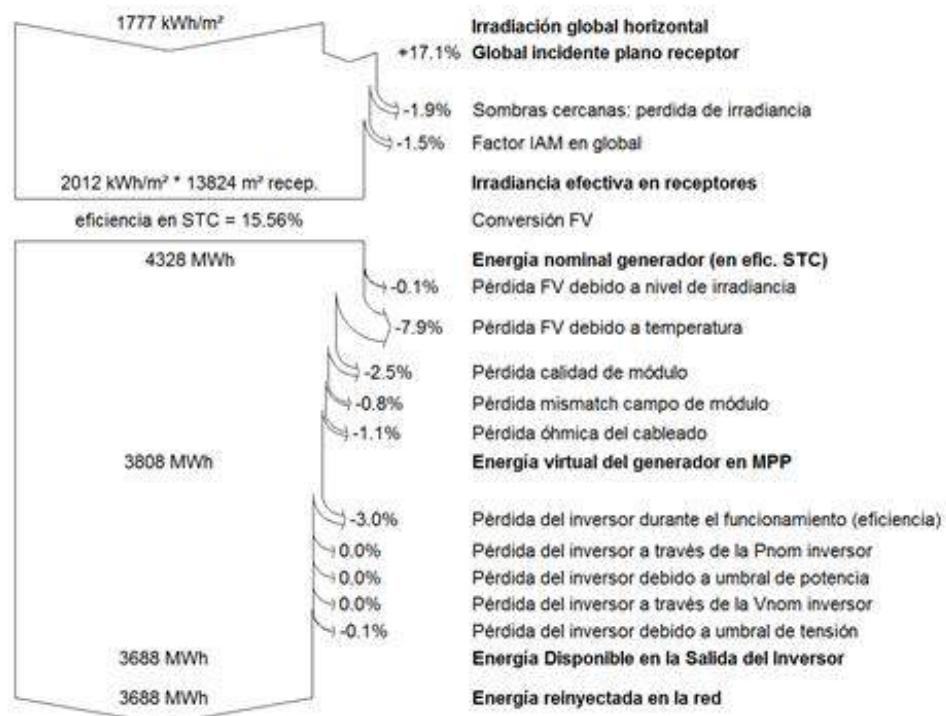
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Las Herencias

Variante de simulación : 5. CdTe, inversores 10 kW, fija

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
Sombras cercanas	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	inclinación	35°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	FS-4110A-2 Sept2014	Pnom	110 Wp
Generador FV	Nº de módulos	19200	Pnom total	2112 kWp
Inversor		Sunny Tripower 10000TLEE-JP-10	Pnom	10.00 kW ac
Banco de inversores	Nº de unidades	200.0	Pnom total	2000 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Diagrama de pérdida durante todo el año



Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto :	Las Herencias		
Lugar geográfico	Las Herencias	País	España
Ubicación	Latitud 39.9°N Hora definido como Hora Legal Huso hor. UT Albedo 0.20	Longitud 4.9°W Altitud 359 m	
Datos climatológicos:	Las Herencias	Síntesis - PVGIS	

Variante de simulación : 6. Si monocristalino, inversores 10 kW, FIJA

Parámetros de la simulación

Orientación Plano Receptor	Inclinación 35°	Acimut 0°
Modelos empleados	Transposición Perez	Difuso Erbs, Meteonorm
Perfil obstáculos	Sin perfil de obstáculos	
Sombras cercanas	Sombreado lineal	

Características generador FV

Módulo FV	Si-mono	Modelo TSM-260 D05A	
Número de módulos FV	Fabricante En serie	Trina Solar 12 módulos	En paralelo 651 cadenas
Nº total de módulos FV	Nº módulos	7812	Pnom unitaria 260 Wp
Potencia global generador	Nominal (STC)	2031 kWp	En cond. funciona. 1825 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp	326 V	I mpp 5593 A
Superficie total	Superficie módulos	12787 m²	

Inversor

Inversor	Modelo Sunny Tripower 10000TLEE-JP-10	
Características	Fabricante SMA	

Banco de inversores	Tensión Funciona.	Pnom unitaria 10.0 kW AC
	Nº de inversores	Potencia total 1520.0 kW AC

Factores de pérdida Generador FV

Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	0.98 mOhm	Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas -0.8 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas 1.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)		Parám. bo 0.05

Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)

Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : Las Herencias
 Variante de simulación : 6. Si monocristalino, inversores 10 kW, FIJA

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
Sombras cercanas	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	inclinación	35°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	TSM-260 D05A	Pnom	260 Wp
Generador FV	Nº de módulos	7812	Pnom total	2031 kWp
Inversor	Sunny Tripower 10000TLEE-JP-10		Pnom	10.00 kW ac
Banco de inversores	Nº de unidades	152.0	Pnom total	1520 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

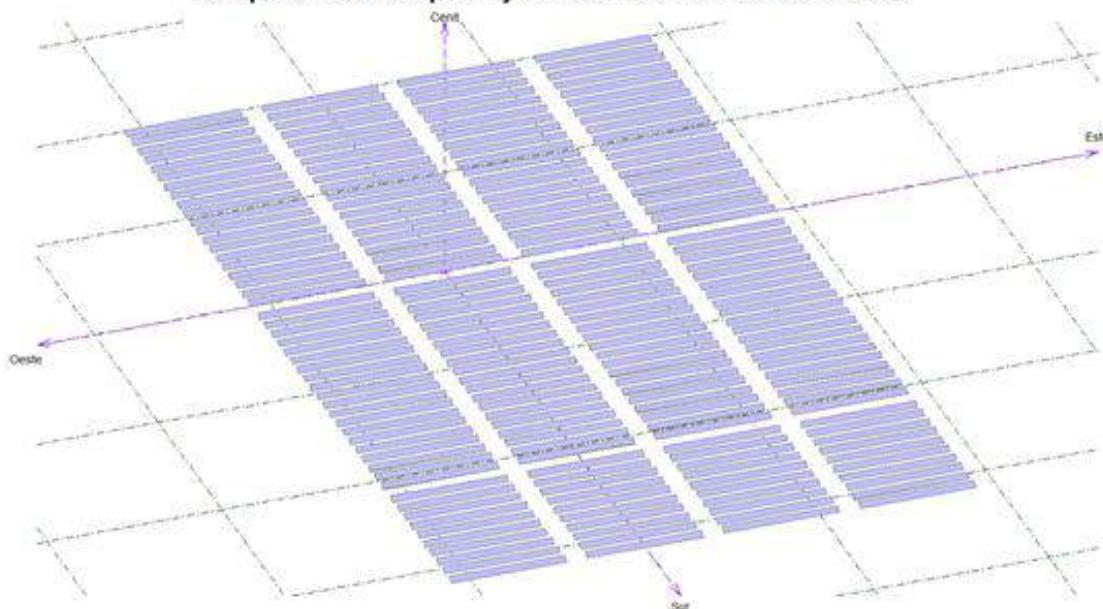
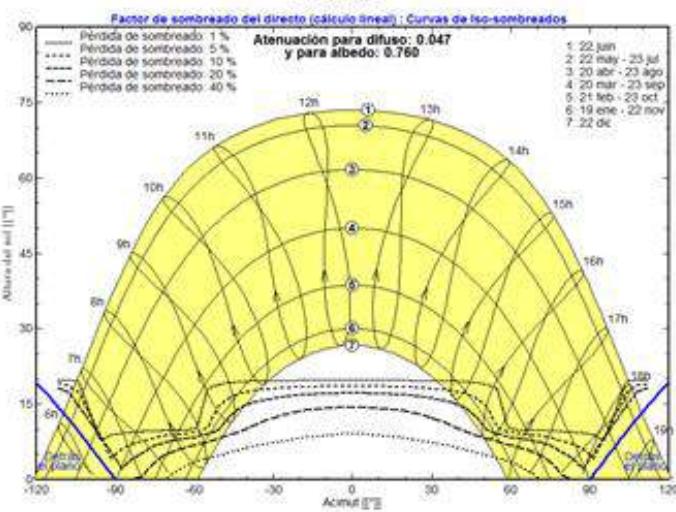


Diagrama de Iso-sombreados

Las Herencias



Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : Las Herencias

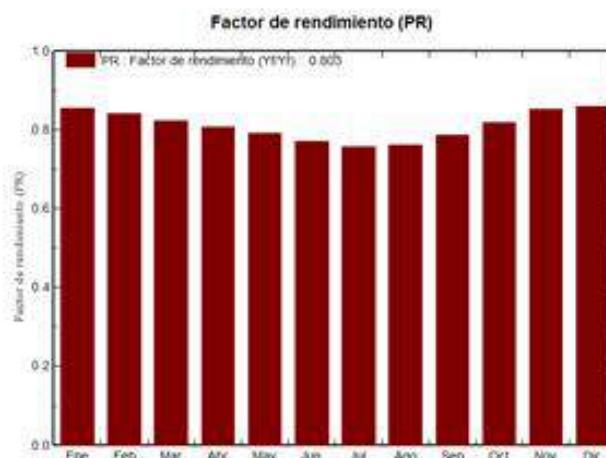
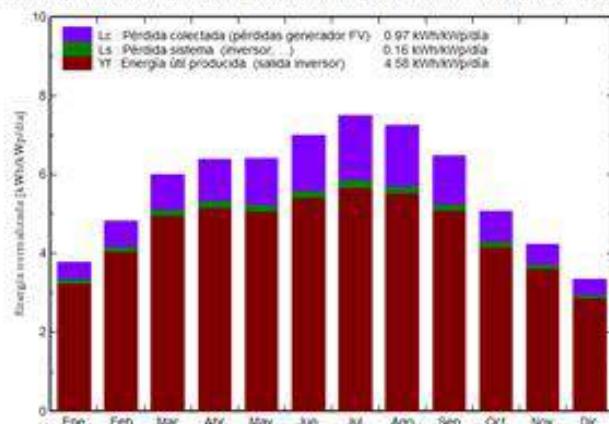
Variante de simulación : 6. Si monocristalino, inversores 10 kW, FIJA

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red
Sombras cercanas	Sombreado lineal	
Orientación Campos FV	inclinación	35°
Módulos FV	Modelo	TSM-260 D05A
Generador FV	Nº de módulos	7812
Inversor	Sunny Tripower 10000TLEE-JP-10	Pnom
Banco de inversores	Nº de unidades	152.0
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)	Pnom total
		10.00 kW ac
		Pnom total
		1520 kW ac

Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema	Energía producida	3392 MWh/año	Produc. específico	1670 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	80.3 %		

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 2031 kWp



6. Si monocristalino, inversores 10 kW, FIJA

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	67.2	6.20	117.6	110.0	211.0	204.2	14.03	13.58
Febrero	90.1	7.90	135.2	129.0	238.9	230.8	13.82	13.35
Marzo	144.9	11.10	186.6	177.4	323.1	312.4	13.54	13.09
Abril	174.8	13.10	192.0	181.6	326.0	315.1	13.28	12.83
Mayo	204.9	18.00	198.8	188.8	330.9	319.9	13.02	12.58
Junio	230.2	24.20	210.4	197.8	341.0	329.7	12.67	12.25
Julio	247.0	26.70	232.4	219.7	389.9	357.5	12.45	12.03
Agosto	215.6	26.10	225.2	213.5	360.3	348.6	12.51	12.11
Septiembre	159.1	21.40	194.3	184.8	321.1	310.6	12.92	12.50
Octubre	111.4	15.60	157.7	150.1	270.8	262.1	13.43	12.99
Noviembre	74.7	10.00	126.9	119.8	227.5	220.2	14.02	13.56
Diciembre	57.5	7.00	103.7	98.6	187.0	181.1	14.10	13.65
Año	1777.4	15.65	2060.9	1967.2	3507.6	3392.1	13.18	12.75

Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
	T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
	GlobInc	Global incidente plano receptor	EffArrR	Eficiencia Esal campo/superficie bruta
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EffSysR	Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Las Herencias
Variante de simulación : 6. Si monocristalino, inversores 10 kW, FIJA

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red			
Sombras cercanas	Sombreado lineal				
Orientación Campos FV	inclinación	35°	azimut	0°	
Módulos FV	Modelo	TSM-260 D05A	Pnom	260 Wp	
Generador FV	Nº de módulos	7812	Pnom total	2031 kWp	
Inversor		Sunny Tripower 10000TLEE-JP-10	Pnom	10.00 kW ac	
Banco de inversores	Nº de unidades	152.0	Pnom total	1520 kW ac	
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)				

Diagrama de pérdida durante todo el año

