



Executing your renewable vision

PARQUE FOTOVOLTAICO PRÍMULA

**SP.IN008.2.M.EG.101-0A
ESTUDIO DE GENERACIÓN**

**GARROVILLAS DE ALCNONÉTAR,
CÁCERES, ESPAÑA**



Tabla 1.- Control de versiones del documento

Versión	Fecha	Motivo de la actualización	Elaborado	Verificado	Aprobado
00	21/10/2022	Emisión Inicial	AMF	JMJ	JBM

Sevilla, octubre de 2022

El Graduado en Ingeniería Eléctrica Juan Luis Barandiarán Muriel
Cód. Num. 931-COGITI Cáceres

BARANDIARAN MURIEL
JUAN LUIS - 76026631Q
c=ES,
serialNumber=IDCES-7602
6631Q, givenName=JUAN
LUIS, sn=BARANDIARAN
MURIEL,
cn=BARANDIARAN MURIEL
JUAN LUIS - 76026631Q

el Graduado en Ingeniería Eléctrica (Rama Industrial)

Juan Luis Barandiarán Muriel

Nº de colegiado 931 -COGITI Cáceres



Contenido

1 PROCESO PRODUCTIVO	5
1.1 La radiación solar	5
1.2 El proceso de transformación	11
1.3 Producción energética	14
2 DATOS DEL PROYECTO	18
2.1 Localización	18
2.2 Datos climatológicos.....	18
2.3 Criterios de simulación	19
3 ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL PARQUE SOLAR	20
3.1 Evaluación de la generación mediante software PvSyst	20



1 PROCESO PRODUCTIVO

1.1 LA RADIACIÓN SOLAR

El sol produce energía en forma de radiación electromagnética que es la fuente energética básica para la vida en la Tierra. El origen de esta energía está en el interior del sol, donde tienen lugar las reacciones de fusión por la que 4 átomos de hidrógeno dan lugar a dos átomos de helio y la masa atómica sobrante se transforma en energía de acuerdo con la fórmula de Einstein $E = mc^2$.

Debido a la gran distancia entre el sol y la Tierra, por factor de forma la radiación solar en la superficie terrestre es sólo una pequeña parte de la emitida por el sol (3,86 10E26 W que, por unidad de superficie del sol es 6,35 10E7 W/m²). Si se considera al sol como un cuerpo negro a una temperatura de en torno 5.780 K (aproximación donde la radiación se asemeja al espectro solar extraterrestre), al planeta Tierra llega como valor medio antes de atravesar la atmósfera 1.367 W/m² que se denomina constante solar (GCS).

1.1.1 Glosario

La radiación solar se valora en varias unidades físicas concretas:

- Irradiancia: Es la potencia radiante incidente en una superficie por unidad de superficie y se expresa en la unidad correspondiente del Sistema Internacional, el vatio dividido por metro cuadrado (W/m²)
- Irradiación: Es la energía radiante incidente en una superficie por unidad de superficie durante un intervalo de tiempo determinado, y se expresa en las unidades correspondientes del sistema internacional, es decir, en julios dividido por metro cuadrado [J/m²]. Irradiación=Irradiancia multiplicada por la unidad de tiempo
- Irradiancia espectral: Es la potencia radiante por unidad de área y de longitud de onda, cuya unidad es [W/ (m²·µm)]
- Irradiancia directa: Es la radiación recibida sin modificar su dirección al atravesar la atmósfera terrestre, y su unidad de medida es [W/m²]
- Irradiancia difusa: Es la radiación recibida después de modificar su dirección al atravesar la atmósfera terrestre como consecuencia de la dispersión atmosférica (interacción de la radiación con las moléculas de aire, vapor de agua, polvo o contaminación), y su unidad de medida es también [W/m²]
- Irradiancia Global: Se puede entender como la suma de la radiación directa y difusa. Es el total de la radiación que llega a un determinado lugar en [W/m²]
- Irradiancia circunsolar: Es la parte de la radiación difusa procedente de las proximidades del disco solar en [W/m²]



1.1.2 Distribución de la radiación solar

La potencia radiante de 1.367 W/m^2 que llega al Planeta Tierra no es la que finalmente alcanza la superficie terrestre, puesto que la atmósfera terrestre atenúa la radiación solar debido a la reflexión, absorción y dispersión que los componentes atmosféricos (moléculas de aire, ozono, vapor de agua, CO_2 , aerosoles, etc.) producen sobre la radiación solar. Este efecto de atenuación atmosférica es debido a:

- Reflexión por la atmósfera, incluidas las nubes.
- Absorción de la radiación por las moléculas que componen la atmósfera (O_3 , H_2O , O_2 , CO_2 etc.) especialmente en la zona del infrarrojo, pero también en otras longitudes de onda. Debido a este efecto la radiación que llega a la superficie de la tierra para longitudes de onda superiores a 2,5 micras es casi nula.
- Dispersión producida por las moléculas de aire y otros componentes, incluidos los aerosoles (naturales o procedentes de la contaminación)

Figura 1.- Distribución de la radiación solar

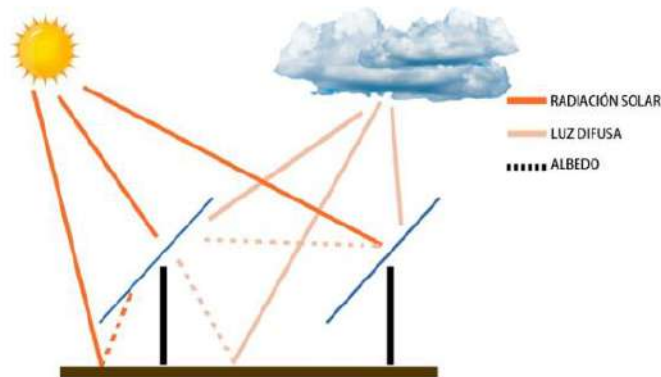
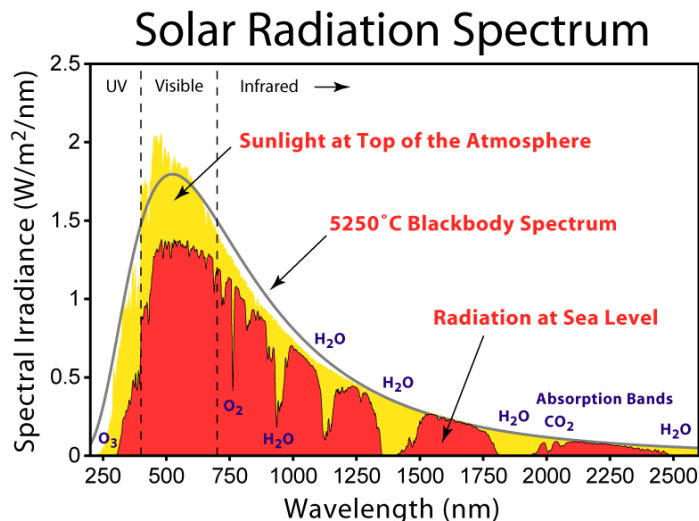


Figura 2.- Espectro de la radiación solar



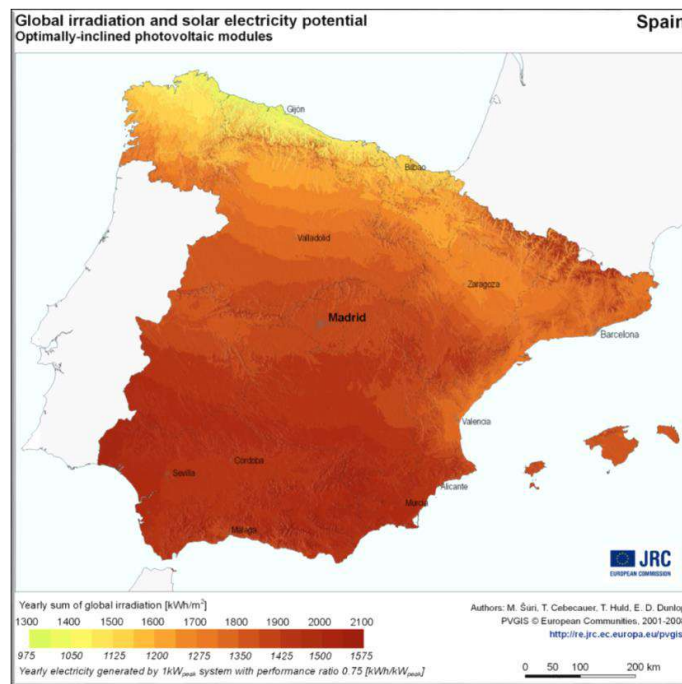


La difusión debida al polvo y a la contaminación del aire (aerosoles) depende bastante del lugar donde se mida, siendo mayor en los lugares industriales y en las ciudades. Los efectos meteorológicos locales como nubosidad, lluvia, nieve, etc. afectan también a la irradiancia solar que llega a un determinado lugar. En la superficie terrestre, en un plano horizontal, un día claro al mediodía la irradiancia alcanza un valor máximo de unos 1000 W/m^2 . Este valor depende del lugar y, sobre todo de la nubosidad.

Si se suma toda la radiación global que incide sobre un lugar determinado en un periodo de tiempo definido (hora, día, mes, año) se obtiene la energía en kWh/m^2 . Este valor es diferente según la región a la que hagamos referencia.

En la siguiente figura se observan las diferencias regionales de irradianción global media anual dentro de la península Ibérica.

Figura 3.- Radiación solar global media anual en la península ibérica y las islas baleares



1.1.3 Radiación solar directa y difusa

La radiación solar que incide sobre la superficie terrestre se puede aceptar formada por dos componentes: directa y difusa. La radiación directa es aquella que alcanza la superficie directamente desde el sol, mientras que la difusa procede de toda la bóveda celeste y se origina sobre todo en las interacciones (dispersión y absorción) de la radiación solar con los componentes atmosféricos.

Cuando se mide la componente directa de la radiación solar es necesario utilizar un dispositivo seguidor del movimiento aparente del sol, de tal manera que la radiación procedente del disco solar sea la que incide sobre el sensor de radiación correspondiente. Esa medida es la llamada componente normal de la radiación directa.

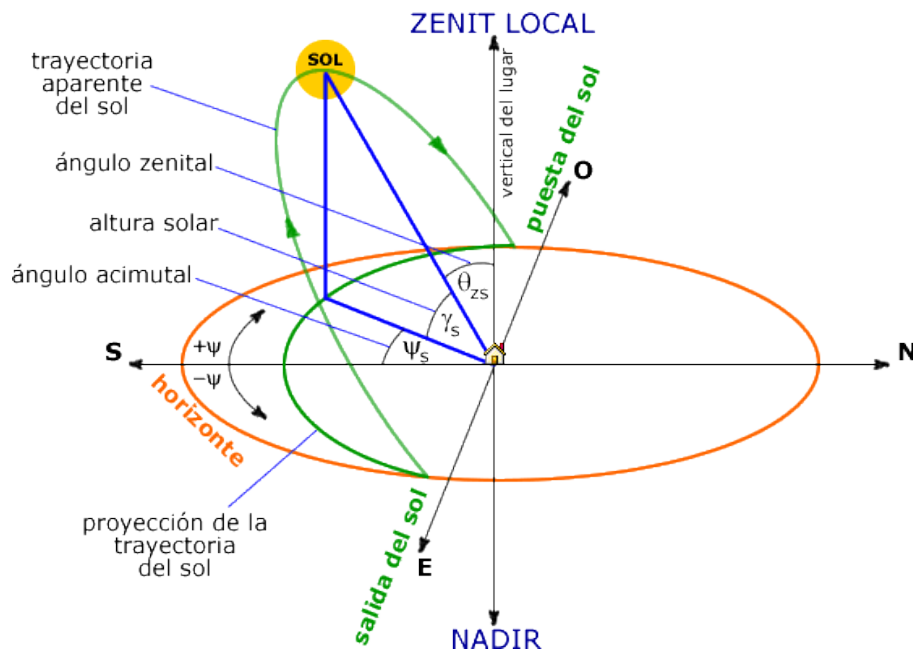


El sensor más usado para medir la radiación directa normal por su precisión es el Pirheliómetro que mide directamente lo que le llega del sol. Pero también es muy común el RSB que mide indirectamente al hacer la diferencia entre global y difusa (la difusa se mide igual que la global, pero tapando la parte procedente del disco solar), que, aunque tiene una precisión más baja también tiene un mantenimiento más bajo.

1.1.4 Geometría solar

Para el cálculo de la producción energética de una instalación solar es fundamental conocer la irradiación solar en el plano correspondiente a la instalación y la trayectoria solar en el lugar en las diferentes épocas del año. La situación del sol en un lugar cualquiera viene determinada por la altura solar (o su complementario ángulo cenital) y el ángulo azimutal o azimut del sol.

Figura 4.- Geometría solar



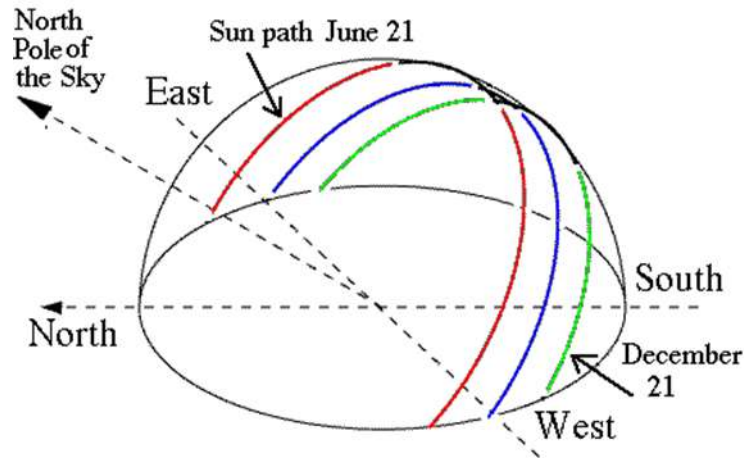
Se define la orientación mediante el azimut. El azimut solar es el ángulo que forma el meridiano del lugar con la proyección horizontal del sol, considerando la orientación sur como $\psi = 0^\circ$, negativo hacia el este y positivo hacia el oeste. Por ejemplo, la orientación Este se considera $\psi = -90^\circ$, mientras que la orientación Oeste sería, $\psi = 90^\circ$. La inclinación viene definida por el ángulo " β " para el módulo y por la altura solar " α " o su complementario ángulo cenital " θ_z " para el sol.

En la Figura 5 se visualiza la trayectoria aparente del sol en días determinados del año (solsticios de verano e invierno, así como el equinoccio).

La máxima altura solar se da en el solsticio del 21 de junio, mientras que el 21 de diciembre es el día con menor altura solar máxima.



Figura 5.- Trayectoria aparente del sol



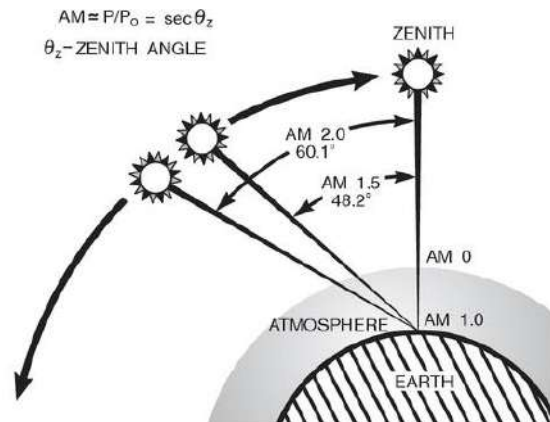
1.1.5 Recorrido óptico de la radiación solar

Cuanto más perpendicular se encuentra el sol con respecto a la superficie terrestre (menor es el ángulo cenital) menor es el camino que recorre la radiación solar a través de la atmósfera. Por el contrario, para ángulos cenitales mayores (menor altura solar) el camino a recorrer por la radiación solar en la atmósfera es mayor, lo que implica que la intensidad de la radiación solar que llega a la superficie terrestre es menor. Se define la masa de aire (AM), como el cociente entre el recorrido óptico de un rayo solar y el correspondiente a la normal a la superficie terrestre (Zenit) y está relacionada con la altura solar "α" según la ecuación: Para $\alpha = 90^\circ$, $AM = 1$, que es el valor mínimo de AM y se corresponde con la situación del sol en el Zenit (vertical del observador) y una altura de superficie al nivel del mar.

En la figura adjunta se tiene la altura solar y su correspondiente valor de AM, de acuerdo con la fórmula anterior. El valor de $AM = 1$ (sol en el cenit) no se da ningún día del año en la latitud del proyecto que aplica, solo se da en las latitudes situadas en la zona intertropical, es decir entre los límites septentrionales conocidos como Trópico de Cáncer y trópico de Capricornio. La radiación solar en el espacio exterior, es decir sin atravesar la atmósfera terrestre, es $AM=0$.



Figura 6.- Recorrido óptico de la radiación



1.1.6 Irradiancia en superficies inclinadas

La radiación solar en una superficie perpendicular a la dirección de propagación de la radiación solar es siempre mayor que en la misma superficie colocada en cualquier otra posición. Al variar el azimut o la altura solar a lo largo del día y del año, el ángulo de incidencia de radiación óptimo en una superficie dada no es constante. La situación óptima se daría en una superficie cuya inclinación y orientación variara constantemente. Lo normal, sin embargo, es que la superficie sea fija a menos que tenga un seguidor como en el presente proyecto. Para considerar si una determinada superficie ya existente es apta para su uso solar, es necesario conocer la radiación solar incidente sobre dicha superficie.

Dado que no se mide la radiación solar en todas las superficies inclinadas que son posibles para colocar una instalación solar se han establecido diferentes sistemas de cálculo que permiten obtener el valor de la irradiación sobre una superficie inclinada con cualquier orientación e inclinación en periodos de tiempo definidos, normalmente una hora o un día representativos de un periodo de tiempo mayor, habitualmente un mes.

1.1.7 Horas de Sol pico

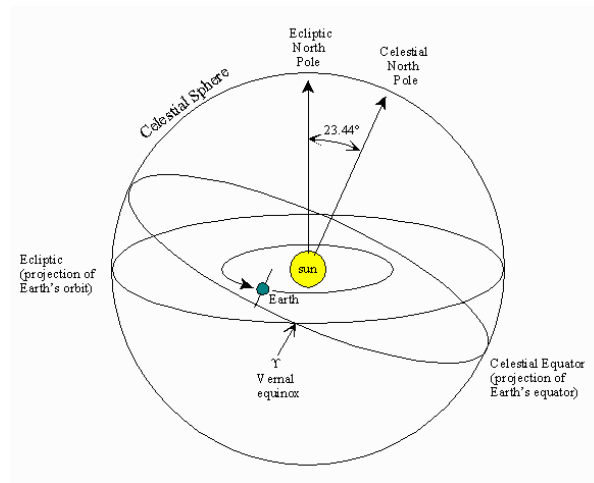
En la tecnología fotovoltaica se emplea un concepto relacionado con la radiación solar que conviene explicar someramente. Se trata de las horas de sol pico. Se puede definir como el número de horas de un día con una irradiación ficticia de 1.000 W/m^2 que tendría la misma irradiación total que la real de ese día. Con esa definición, si se tiene la irradiación de un determinado día, y se divide por 1.000 W/m^2 , se tienen las horas de sol pico.

1.1.8 El movimiento solar

El sol sale en torno por el este, se pone en torno por el oeste y se eleva más o menos, dependiendo estas variables del día del año. Para estudiar este fenómeno, se hace la suposición de que el elemento que se mantiene inmóvil es la Tierra, y es el Sol el que gira a su alrededor, es decir cambiar la referencia.



Figura 7.- Movimiento Solar



La Tierra se mueve en una órbita elíptica alrededor del Sol. El eje de rotación de la Tierra forma un ángulo aproximado de 23,5° con la normal al plano de la elipse, y es el responsable de la duración del día y de la noche en las distintas estaciones del año.

En el equinoccio es cuando hay igual tiempo de oscuridad que de luz, y suele ser el 21 de marzo (equinoccio de primavera), y el 23 septiembre (equinoccio de otoño). En el solsticio de verano es el día más largo, que corresponde al 21 de junio, mientras que el día de menor duración es el 21 de diciembre.

1.2 EL PROCESO DE TRANSFORMACIÓN

La energía solar fotovoltaica consiste en el aprovechamiento de la radiación procedente del Sol para producir energía eléctrica por medio de células fotovoltaicas. La célula fotovoltaica es un dispositivo electrónico basado en semiconductores que generan una corriente eléctrica de forma directa al recibir luz solar por medio del efecto fotoeléctrico. En este proyecto el semiconductor que se va a usar es de silicio mono cristalino (Figura 8).



Figura 8.- Módulo monocristalino



El monocristalino, con un mayor rendimiento por unidad de superficie de célula, tiene un coste de producción mayor, aunque su fragilidad también aumenta. Esto conlleva a un mayor control sobre la ejecución del soporte o estructura portante.

El panel tipo que se va a usar es un panel bifacial hecho de células monocristalinas, el modelo Bihiku7 de Canadian Solar de 650 Wp (Figura 9).



Figura 9.- Módulo bifacial de Canadian Solar



Las células fotovoltaicas se combinan en serie, para aumentar la tensión y en paralelo, para aumentar la corriente, dando lugar a los paneles comerciales que suelen incorporar varias decenas de células individuales encapsuladas en un mismo marco con dimensiones de fácil manejo. Se protege el conjunto mediante un cristal templado que impide el contacto superficial con las células.

El conjunto de placas se ancla a estructuras, normalmente de aceros galvanizado, con orientaciones óptimas para la captación de la máxima radiación solar anual. Además, estas estructuras pueden ser orientables según la hora solar (TSV), convirtiéndose en mecanismos denominados "seguidores solares". Serán a un eje cuando solo tiene un eje de giro para orientaciones oeste-este, a dos ejes o total, cuando giran alrededor de los dos ejes, oeste-este y norte-sur. A su vez, los seguidores a un solo eje pueden ser horizontales, cuando su inclinación es de 0°, o polares cuando su inclinación es diferente de 0°.

El conjunto de paneles solares fotovoltaicos conectados se denomina "parque fotovoltaico" o "campo solar". Lo que se obtiene de un campo fotovoltaico al incidir la luz, es un voltaje y una corriente eléctrica continua, es decir con un polo positivo (+) y otro negativo (-).

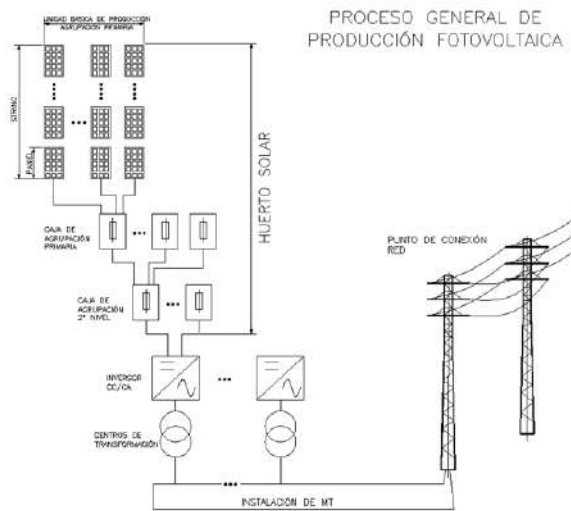
Mediante un dispositivo electrónico de potencia, denominado inversor, se acondiciona la potencia eléctrica obtenida del campo fotovoltaico y modificar de manera que sea igual que la que circula por las líneas de baja tensión. Los valores normales de esta energía suelen ser:

- Sistema trifásico equilibrado
- Frecuencia de trabajo de 50 Hz \pm % marcado por normativa
- Un disminuido factor de distorsión armónica THD%
- Potencias elevadas, incluso asociaciones de 6 MW
- Tensiones compuestas de 400 V-600 V
- Intensidades de hasta 1.500 A

La energía eléctrica a la salida del inversor tiene forma de corriente alterna de baja tensión. Para conectar nuestro sistema a la red de distribución, hay que dar los parámetros fijados por esta en función de la compañía distribuidora local, en niveles de tensión. Esta operación la realizamos mediante la utilización de transformadores elevadores que acondicionan los niveles adecuados y del mismo valor que los existentes en el punto de conexión a la red asignada.



Figura 10.- Proceso de producción fotovoltaica



En ocasiones, no se consigue el nivel de tensión del punto de conexión por tener un valor muy elevado, siendo necesaria la ejecución de una subestación.

El parque que se proyecta es la culminación de un conjunto de parques parciales para conectar a un punto de la red a un nivel de 30 kV. Se instalará todo el sistema de centros de transformación y conexiones de MT, para ser entregado a través de una Subestación elevadora.

1.3 PRODUCCIÓN ENERGÉTICA

La energía producida por una instalación fotovoltaica depende de tres factores principales:

- La irradiancia solar recibida sobre el plano del generador fotovoltaico
- La potencia pico instalada
- Rendimiento de la instalación, en el que se reflejan las pérdidas asociadas a la instalación fotovoltaica (generador fotovoltaico + sistema de acondicionamientos de potencia)

Las pérdidas que sufre la transformación de la energía solar por un parque fotovoltaico se pueden agrupar en los siguientes conceptos:

1.3.1 Pérdidas por temperatura

En el panel fotovoltaico se producen unas pérdidas de potencia del orden de entre un 4 y un 5 % por cada diez grados de aumento de su temperatura de operación. Esta temperatura depende tanto de los factores ambientales (irradiación, temperatura ambiente y velocidad del viento) como de otros factores relativos a su ubicación (posición de módulos o condiciones de aireación). Por tanto, si comparamos dos ubicaciones en las que las condiciones de irradiación solar



incidente sean iguales, en aquella en la que el clima sea más frío, para un mismo sistema fotovoltaico, se producirá más energía.

De cara a minimizar estas pérdidas se ha intentado, por un lado, seleccionar equipos con bajos coeficientes de pérdidas por temperatura y por otro lado, seleccionar la ubicación más idónea para facilitar la refrigeración del panel.

En los sistemas con seguimientos estas pérdidas son mayores porque el panel recibe más irradiancia que en un sistema fijo y alcanza una temperatura mayor de operación.

1.3.2 Pérdidas por conexionado

Los paneles fotovoltaicos de una misma serie pueden presentar valores de potencia ligeramente distintos. Las pérdidas por conexionado son pérdidas energéticas causadas al realizar la conexión entre módulos con distinto valor de potencia.

Cuando se conecten un conjunto de módulos en serie, se va a producir una limitación sobre la corriente de la serie, ya que el panel que disponga de menor potencia de todos los conectados no va a permitir que circulen más amperios que los máximos que él pueda dar.

Análogamente, cuando se realice la conexión en paralelo de distintos módulos, el panel de menor potencia limitará la tensión máxima del conjunto. Hay que destacar que, aunque sean paneles de igual potencia (en realidad, aunque sean los mismos paneles tienen ligeras diferencias de potencia), si un panel o hilera de paneles tiene más caída de tensión que otro, este será igualmente limitante de los demás. Estas pérdidas se pueden reducir mediante una instalación ordenada en potencias de los módulos. Dichas pérdidas suelen estar en el rango del 1% al 2,5%.

1.3.3 Pérdidas por sombreado en el generador

Los sistemas fotovoltaicos se diseñan de tal forma que se produzcan el menor número de pérdidas por sombreado posibles. Los seguidores a un eje empleados en el proyecto poseen un sistema de "backtracking" por el cual se minimizan las sombras en las primeras y últimas horas del día donde la posición del sol es más crítica a la hora de generar sombreado entre paneles.

1.3.4 Pérdidas por polvo y suciedad

Una vez instalado el panel fotovoltaico, en la intemperie, será inevitable que se vaya depositando el polvo y la suciedad sobre la superficie de este. Suponiendo que esta deposición de polvo y suciedad fuese uniforme sobre la superficie del panel, dará lugar a una disminución en la corriente y tensión producida por el panel.



Las pérdidas por polvo y suciedad dependen del lugar de la instalación y de la frecuencia de lluvias, aunque valores típicos anuales son inferiores al 2,8% para superficies con un grado de suciedad alto.

1.3.5 Pérdidas espectrales

Las condiciones estándar en las que se analiza por parte del fabricante el valor de la potencia del módulo asumen que el espectro es estándar AM 1.5G. Sin embargo, durante la operación del módulo fotovoltaico el espectro no es estándar durante todo el tiempo de exposición.

La célula fotovoltaica es espectralmente selectiva. Esto quiere decir que la corriente generada es distinta para cada longitud de onda del espectro solar de la radiación incidente. La variación del espectro solar en cada momento respecto del espectro normalizado puede afectar a la respuesta de las células dando lugar a ganancias o pérdidas energéticas. El efecto espectral puede hacer variar la potencia en un margen del 1%.

1.3.6 Pérdidas del rendimiento del inversor

El funcionamiento de los inversores fotovoltaicos se define mediante una curva de rendimiento en función de cuál sea la potencia de operación. Es importante en la fase de diseño del generador fotovoltaico seleccionar un inversor de alto rendimiento en condiciones nominales de operación, hecho que va a ir ligado a una selección adecuada de la potencia del inversor en función de la potencia del generador.

Esto se debe a que la utilización de un inversor de una potencia excesiva en función de la potencia del generador fotovoltaico dará lugar a que el sistema opera una gran parte del tiempo en valores de rendimiento muy bajos, con las consecuentes pérdidas de generación.

Por tanto, el rendimiento del inversor es, sin duda alguna, el parámetro más representativo de los inversores. Además de su diseño interno y características constructivas, el rendimiento del inversor viene determinado por la utilización o no en el equipo de un transformador de aislamiento galvánico.

1.3.7 Pérdidas por rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia

El inversor trabaja conectado directamente al generador fotovoltaico, con un dispositivo electrónico de seguimiento del punto de máxima potencia del generador. Este punto de máxima potencia cambia con las condiciones ambientales (irradiación y temperatura).

En condiciones normales de operación se van a producir interferencias sobre la potencia producida por el generador. La presencia de sombras o la aparición de suciedades van a provocar escalones en la curva I-V de la célula y por ello, el inversor va a pasar a operar en un punto que no es el de máxima potencia.



1.3.8 Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado

Tanto en la zona de corriente continua como en la parte de corriente alterna (desde la salida de los inversores hasta la conexión a red, incluyendo las pérdidas del anillo de MT y las propias del centro de transformación) de la instalación se producen unas pérdidas energéticas originadas por las caídas de tensión cuando una determinada corriente circula por un conductor de un material y sección determinados. Estas pérdidas se van a reducir durante la fase de diseño, mediante un correcto dimensionado, considerando que la sección de los conductores sea suficiente en función de la corriente que circula por ellos.

Conocidas las pérdidas de una instalación y la energía teórica se puede estimar la energía entregada por el parque fotovoltaico.

Por tanto, la estimación de energía entregada a la red será la energía ideal reducida por los factores de pérdidas. Se denomina ratio de producción PR (Performance Rating) al cociente entre la energía realmente producida por la instalación y la energía teórica máxima que puede generar la instalación. Mientras mayor sea el ratio de producción, menos pérdidas se producen en la misma.

$$PR = E_{\text{Real}} / E_{\text{ideal}}$$

Para estimar la energía entregada a la red que producirá la instalación, E_{Real} , se procede de la siguiente forma:

Conocida la potencia pico del generador y la radiación solar incidente sobre el mismo se estima la energía máxima teórica que puede producir, E_{ideal} , la cual se obtiene como el producto de la irradiación solar, por la superficie del generador fotovoltaico, y por el rendimiento del módulo fotovoltaico. El rendimiento medio de un módulo varía entre un 18% y un 20% en función de la tecnología.

La energía ideal se reduce debido a las pérdidas comentadas anteriormente.



2 DATOS DEL PROYECTO

2.1 LOCALIZACIÓN

El emplazamiento se caracteriza por las siguientes condiciones:

- Altitud: 339 msnm
- Temperatura media Anual: 16,00 °C
- Instalación: Intemperie

El proyecto se encuentra localizado en el término municipal de Garrovillas de Alconétar, provincia de Cáceres, España, delimitado por las siguientes coordenadas:

- Latitud: 37,6665 ° N
- Longitud: 06,4824 ° O

2.2 DATOS CLIMATOLÓGICOS

Los datos climatológicos utilizados para la estimación de la generación fotovoltaica provienen de la base de datos PVGIS y se ha obtenido los datos estimados de irradiancia y temperatura gracias a los datos de meteorología del lugar.

Los datos de Irradiancia Global Horizontal (IGH) y temperaturas mensuales estimados para la generación fotovoltaica son los siguientes:

Tabla 2.- Climatología

MES	IGH (kWh/m ² año)	Temperatura (°C)
ENERO	64,9	8,07
FEBRERO	100,4	8,89
MARZO	102,0	9,88
ABRIL	174,3	16,71
MAYO	180,5	16,11
JUNIO	243,6	22,56
JULIO	258,3	25,33
AGOSTO	229,2	27,59
SEPTIEMBRE	154,4	21,77
OCTUBRE	116,1	18,16
NOVIEMBRE	80,2	9,44
DICIEMBRE	67,3	6,96
ANUAL	1.771,2	16,00



2.3 CRITERIOS DE SIMULACIÓN

- Modulo fotovoltaico: Bihiku7 de Canadian Solar de 650 Wp
- Inversor: 2.993 kVA @ 25°C SUNWAY TG 2700 1500V TE – 640
- Configuración DC:
 - N° módulos serie: 28
 - N° Strings: 180
 - Potencia DC: 3.276 kWp

- Configuración de estructura
 - Seguidor horizontal de un eje
 - 28 módulos por seguidor
 - Pitch: 10 m
 - Largo de la mesa: 19,919 m
 - Ancho de la mesa: 5,068 m

- Configuración eléctrica:
 - Tensión CC: 1.500 V
 - Tensión CA: 13,2 kV



3 ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL PARQUE SOLAR

Una vez conocido el recurso solar en la zona, la producción de electricidad a partir de generación fotovoltaica depende de las características técnicas de la instalación.

Según se explica en el apartado de Descripción Técnica del Proyecto, la planta fotovoltaica es diseñada buscando el mayor nivel de eficiencia y facilidad de operación.

3.1 EVALUACIÓN DE LA GENERACIÓN MEDIANTE SOFTWARE PVSYS

Mediante el software de simulación PVSyst 7.1.5 se introducen los parámetros característicos de la instalación tales como:

- Datos de irradiancia Global Horizontal y temperatura estimados para la zona
- Tipología de seguidor, así como parámetros que definen su implantación y comportamiento
- Marca y modelo de Panel Fotovoltaico, así como algunas características de comportamiento
- Marca y modelo del inversor fotovoltaico
- Configuración de módulos por strings y agrupaciones de strings del campo fotovoltaico
- Introducción de las pérdidas estimadas según la distribución de la instalación y características constructivas

Una vez introducidos estos parámetros, el software nos estima un conjunto de pérdidas globales en las condiciones de funcionamiento de la instalación fotovoltaica durante un año tipo donde la distribución mensual de generación es la siguiente:



Tabla 3.- Estimación producción energética mensual

	Energía total (MWh)
Enero	252,5
Febrero	392,2
Marzo	366,4
Abril	613,1
Mayo	609,0
Junio	826,6
Julio	876,4
Agosto	802,4
Septiembre	555,3
Octubre	423,4
Noviembre	311,1
Diciembre	266,1
TOTAL	6.294,6

Por tanto, en base a las simulaciones realizadas, se obtiene una producción específica (Yield) bruta de:

- Yield bruta: 1.921kWh/kWp/año

A esta producción anual hay que incorporarle una estimación de la disponibilidad de la planta teniendo en cuenta las tareas de mantenimiento preventivo y correctivo que se le realizan como parte de los planes de Operación y Mantenimiento, este valor de disponibilidad anual se ha estimado en un 99%.

A lo largo de la vida útil de la instalación fotovoltaica se va produciendo una ligera degradación en los módulos fotovoltaicos debido a su funcionamiento, esta degradación se estima aproximadamente en un 0,7% anual.

Teniendo en cuenta estos dos parámetros descritos anteriormente, se estima una producción anual neta para el primer y segundo año de operación de:

Tabla 4.- Estimación producción energética anual

Producción Bruta año 0 (MWh/año)	6.294,6
Disponibilidad	99%
Producción Neta año 0 (MWh/año)	6.231,7
Producción Neta año 1 (MWh/año)	6.188,03



Versión 7.1.5

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: Planta fotovoltaica Prímula

Variante: Prímula_seguidor 28 strings

Sistema de rastreo, con retroceso

Potencia del sistema: 3276 kWp

Garrovillas de Alconétar - Spain

Autor(a)



PVsyst V7.1.5

VC0, Fecha de simulación:
21/10/22 12:27
con v7.1.5

Proyecto: Planta fotovoltaica Prímula

Variante: Prímula_seguidor 28 strings

Resumen del proyecto

Sitio geográfico Garrovillas de Alconétar España	Situación Latitud 39.67 °N Longitud -6.48 °W Altitud 339 m Zona horaria UTC+1	Configuración del proyecto Albedo 0.20
Datos meteo Garrovillas de Alconétar PVGIS api TMY		

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red Orientación campo FV Plano de rastreo, eje horizontal N-S Azimut del eje 0 °	Sistema de rastreo, con retroceso Sombreados cercanos Según las cadenas Efecto eléctrico 100 %	Necesidades del usuario Carga ilimitada (red)
Información del sistema Conjunto FV		
Núm. de módulos	5040 unidades	Inversores Núm. de unidades 1 Unidad
Pnom total	3276 kWp	Pnom total 2993 kWca
		Límite de potencia de red 2540 kWca
		Proporción de red lim. Pnom 1.290

Resumen de resultados

Energía producida	6295 MWh/año	Producción específica	1921 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR	83.96 %
-------------------	--------------	-----------------------	------------------	---------------------	---------

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del conjunto FV, Pérdidas del sistema.	3
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	6
Resultados principales	7
Diagrama de pérdida	8
Gráficos especiales	9



PVsyst V7.1.5

VC0, Fecha de simulación:
21/10/22 12:27
con v7.1.5

Proyecto: Planta fotovoltaica Primula

Variante: Primula_seguidor 28 strings

Parámetros generales

Sistema conectado a la red	Sistema de rastreo, con retroceso	Modelos usados	
Orientación campo FV	Estrategia de retroceso	Transposición	Perez
Orientación	Núm. de rastreadores 180 unidades	Difuso	Importado
Plano de rastreo, eje horizontal N-S	Tamaños	Circunsolar	separado
Azimut del eje 0 °	Espaciado de rastreador 10.00 m		
	Ancho de colector 5.07 m		
	Proporc. cob. suelo (GCR) 50.7 %		
	Phi min / max -/+ 60.0 °		
	Ángulo límite del retroceso		
	Límites de phi +/- 59.5 °		
Horizonte	Sombreados cercanos	Necesidades del usuario	
Horizonte libre	Según las cadenas	Carga ilimitada (red)	
	Efecto eléctrico 100 %		
Limitación de potencia de red			
Potencia activa 2540 kWca			
Proporción Pnom 1.290			

Características del conjunto FV

Módulo FV	Inversor
Fabricante CSI Solar Co., Ltd.	Fabricante Santerno
Modelo CS7N-650MB-AG 1500V	Modelo SUNWAY TG 2700 1500V TE - 640
(Definición de parámetros personalizados)	(Definición de parámetros personalizados)
Unidad Nom. Potencia 650 Wp	Unidad Nom. Potencia 2993 kWca
Número de módulos FV 5040 unidades	Número de inversores 1 Unidad
Nominal (STC) 3276 kWp	Potencia total 2993 kWca
Módulos 180 Cadenas x 28 En series	Voltaje de funcionamiento 904-1200 V
En cond. de funcionam. (50°C)	Proporción Pnom (CC:CA) 1.09
Pmpp 3003 kWp	
U mpp 955 V	
I mpp 3146 A	
Potencia FV total	Potencia total del inversor
Nominal (STC) 3276 kWp	Potencia total 2993 kWca
Total 5040 módulos	Núm. de inversores 1 Unidad
Área del módulo 15656 m ²	Proporción Pnom 1.09

Pérdidas del conjunto

Pérdidas de suciedad del conjunto	Factor de pérdida térmica	Pérdidas de cableado CC
Fracción de pérdida 1.5 %	Temperatura módulo según irradiancia	Res. conjunto global 5.0 mΩ
	Uc (const) 29.0 W/m ² K	Fracción de pérdida 1.5 % en STC
	Uv (viento) 0.0 W/m ² K/m/s	
LID - Degradación Inducida por Luz	Pérdida de calidad módulo	Pérdidas de desajuste de módulo
Fracción de pérdida 1.0 %	Fracción de pérdida -0.4 %	Fracción de pérdida 0.5 % en MPP
Pérdidas de desajuste de cadenas		
Fracción de pérdida 0.1 %		



PVsyst V7.1.5

VC0, Fecha de simulación:
21/10/22 12:27
con v7.1.5

Proyecto: Planta fotovoltaica Prímula

Variante: Prímula_seguidor 28 strings

Pérdidas del conjunto

Factor de pérdida IAM

Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario

20°	40°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	0.990	0.960	0.920	0.840	0.720	0.000



PVsyst V7.1.5

VC0, Fecha de simulación:
21/10/22 12:27
con v7.1.5

Proyecto: Planta fotovoltaica Primula

Variante: Primula_seguidor 28 strings

Pérdidas del sistema.

Pérdidas auxiliares

Pérdidas de cableado CA

Línea de salida del inv. hasta transfo MV

Voltaje inversor	640 Vca tri
Fracción de pérdida	0.5 % en STC
Inversor: SUNWAY TG 2700 1500V TE - 640	
Sección cables (1 Inv.)	Cobre 1 x 3 x 2000 mm ²
Longitud de los cables	68 m

Línea MV hasta inyección

Voltaje MV	13.2 kV
Cables	Alu 3 x 95 mm ²
Longitud	814 m
Fracción de pérdida	0.5 % en STC

Pérdidas de CA en transformadores

Transfo MV

Voltaje de Red	13.2 kV
Pérdidas operativas en STC	
Potencia nominal en STC (PNomac)	3226 kVA
Pérdida de hierro (Conexión 24/24)	3.23 kW
Fracción de pérdida	0.1 % en STC
Resistencia equivalente de bobinas	3 x 1.27 mΩ
Fracción de pérdida	1.0 % en STC



PVsyst V7.1.5

VC0, Fecha de simulación:
21/10/22 12:27
con v7.1.5

Proyecto: Planta fotovoltaica Primula

Variante: Primula_seguidor 28 strings

Parámetro de sombreados cercanos

Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante

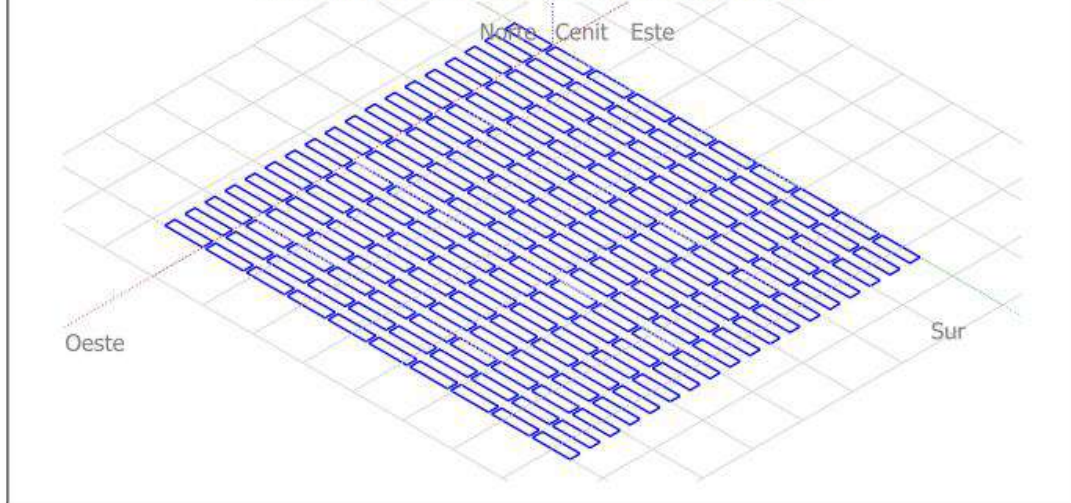
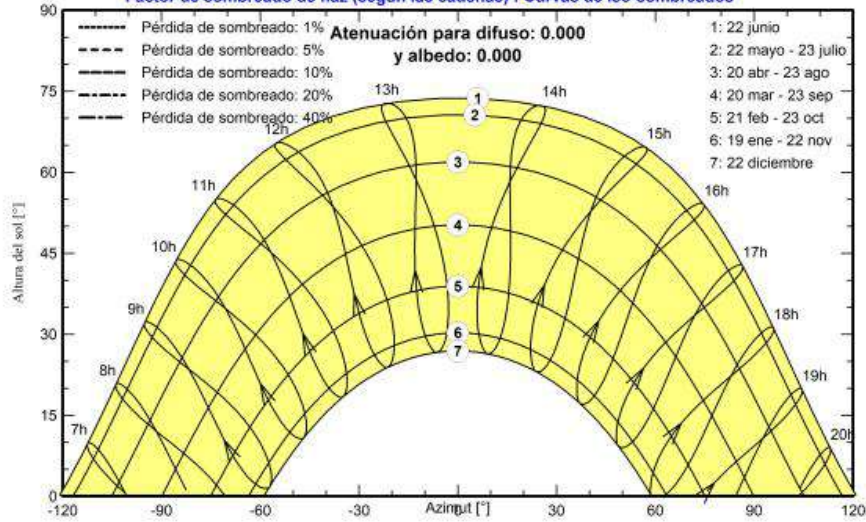


Diagrama de iso-sombreados

Planta fotovoltaica Primula

Factor de sombreado de haz (según las cadenas) : Curvas de iso-sombreados





Proyecto: Planta fotovoltaica Primula

Variante: Primula_seguidor 28 strings

PVsyst V7.1.5

VC0, Fecha de simulación:
21/10/22 12:27
con v7.1.5

Resultados principales

Producción del sistema

Energía producida

6295 MWh/año

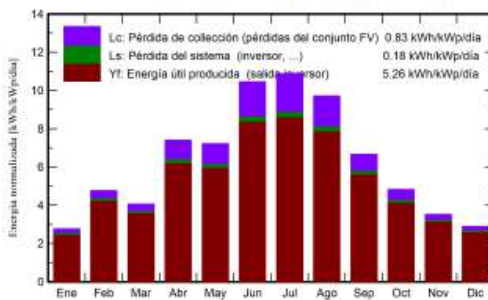
Producción específica

1921 kWh/kWp/año

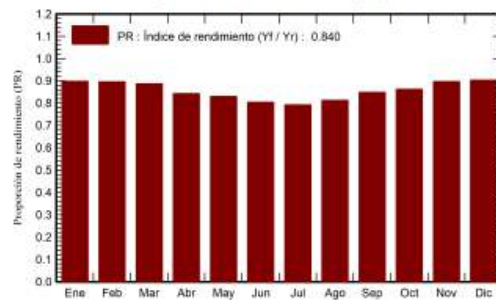
Proporción de rendimiento (PR)

83.96 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	proporción
Enero	64.9	25.22	8.07	85.8	82.4	261.9	252.5	0.898
Febrero	100.4	30.80	8.89	133.6	129.0	405.4	392.2	0.896
Marzo	102.0	51.00	9.88	126.0	120.9	379.6	366.4	0.887
Abril	174.3	61.52	16.71	222.0	214.3	634.0	613.1	0.843
Mayo	180.5	76.43	16.11	223.7	215.5	629.8	609.0	0.831
Junio	243.6	62.42	22.56	313.5	303.9	854.4	826.6	0.805
Julio	258.3	54.07	25.33	337.6	327.4	906.2	876.4	0.793
Agosto	229.2	48.87	27.59	301.1	292.2	829.8	802.4	0.813
Septiembre	154.4	47.64	21.77	199.7	193.2	574.2	555.3	0.849
Octubre	116.1	44.35	18.16	149.8	144.1	437.6	423.4	0.863
Noviembre	80.2	28.16	9.44	105.8	101.9	321.7	311.1	0.898
Diciembre	67.3	23.52	6.96	89.9	86.3	275.5	266.1	0.904
Año	1771.2	554.00	16.00	2288.4	2211.0	6510.3	6294.6	0.840

Leyendas

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



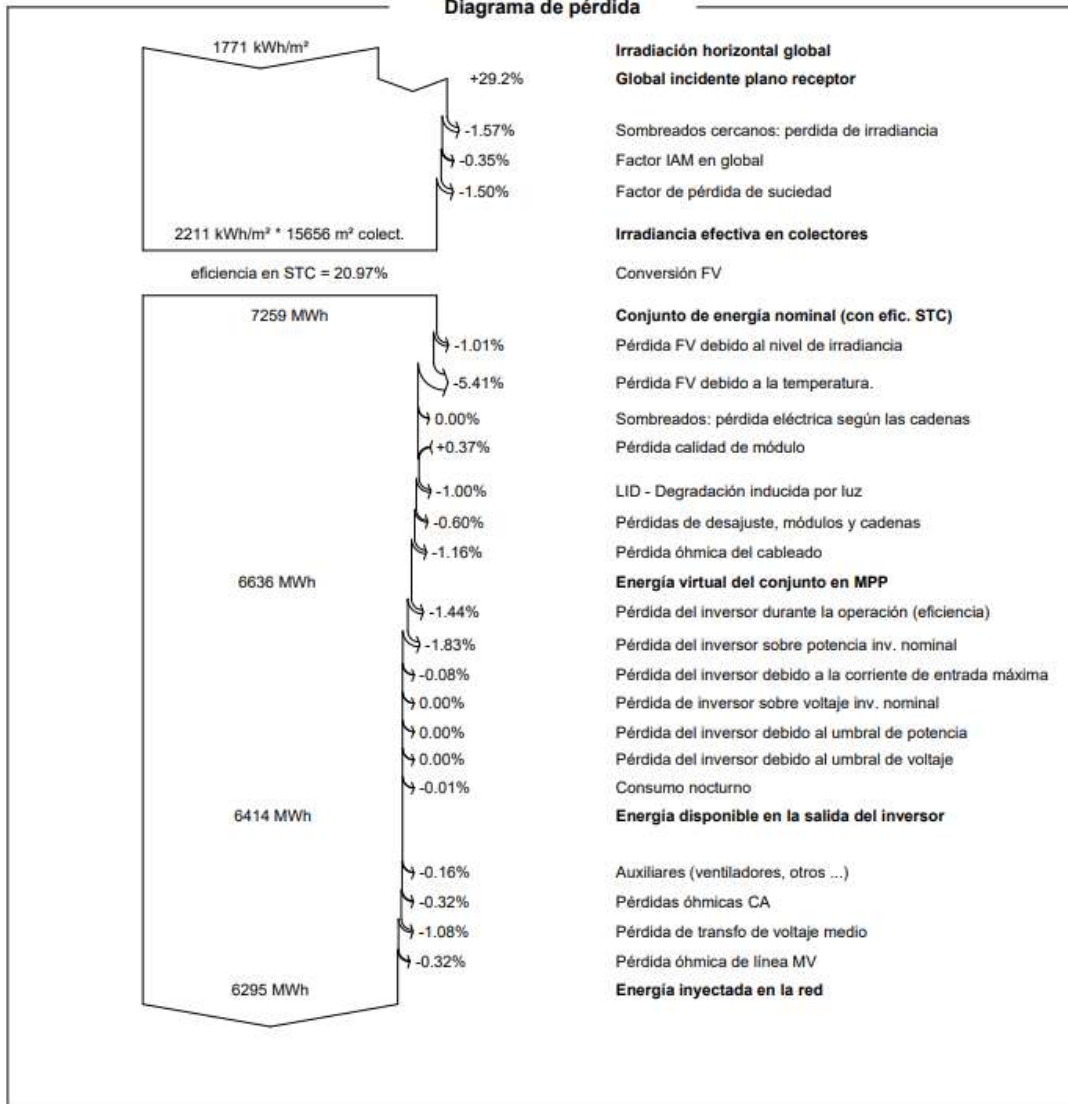
PVsyst V7.1.5

VC0, Fecha de simulación:
21/10/22 12:27
con v7.1.5

Proyecto: Planta fotovoltaica Prímula

Variante: Prímula_seguidor 28 strings

Diagrama de pérdida





PVsyst V7.1.5

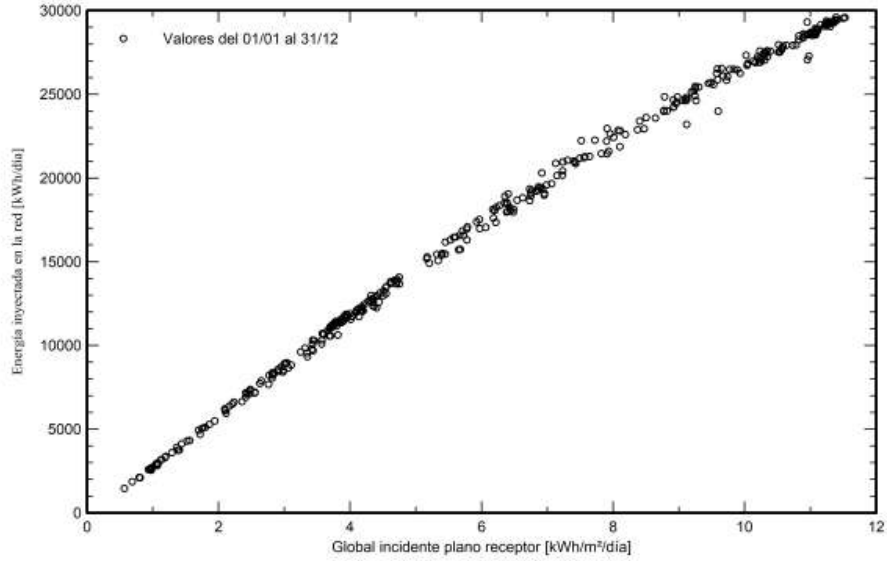
VC0, Fecha de simulación:
21/10/22 12:27
con v7.1.5

Proyecto: Planta fotovoltaica Primula

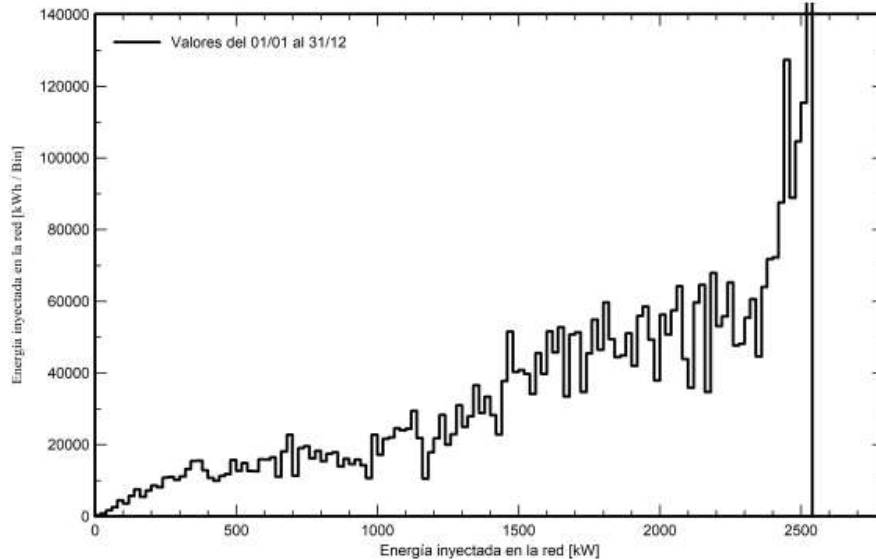
Variante: Primula_seguidor 28 strings

Gráficos especiales

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



Avd. de la Constitución, 34 1º
41001 Sevilla, España
+34 955 265 260

Cra 12 #79-50 Ofi 701
Bogotá, Colombia
+57-1 322 99 14

Avda. de España, 18,
2º Oficina 1A
10001 Cáceres, España
+34 955 265 260

Paseo de la Castellana, 81
15º Planta - Despacho 1414
28046 Madrid, España
+34 955 265 260

WWW.INGENOSTRUM.COM



ingenostrum.

Executing your renewable vision

