



UNIVERSIDAD DE JAÉN

EPS
Escuela Politécnica
Superior de Jaén

Trabajo Fin de Grado

**MODELO PARA EL
ANÁLISIS Y EVALUACIÓN
ENERGÉTICA DE PLANTAS
FOTOVOLTAICAS.
DOS CASOS DE APLICACIÓN
EN LAS PROVINCIAS DE
CÁDIZ Y JAÉN**

Alumno: Daniel Torres Carrillo

Tutor: Prof. D. Emilio Muñoz Cerón
Prof. D. Juan de la Casa Higuera

Dpto: Ingeniería electrónica y automática

Octubre, 2019



Universidad de Jaén

Escuela Politécnica Superior de Jaén
Departamento de Ingeniería Electrónica y Automática

Don Emilio Muñoz Cerón y don Juan de la Casa Higuera, tutores del Proyecto Fin de Carrera titulado: Modelo de análisis y evaluación energética de plantas fotovoltaicas con dos casos de aplicación en las provincias de Cádiz y Jaén, que presenta Daniel Torres Carrillo, autoriza su presentación para defensa y evaluación en la Escuela Politécnica Superior de Jaén.

Jaén, Octubre de 2019

El alumno:

Los tutores:

DANIEL TORRES CARRILLO

DE LA
CASA
HIGUERAS
JUAN -
26001227A

Firmado digitalmente por
DE LA CASA HIGUERAS
JUAN - 26001227A
Nombre de
reconocimiento (DN): c=ES,
serialNumber=IDCES-2600
1227A, givenName=JUAN,
sn=DE LA CASA HIGUERAS,
cn=DE LA CASA HIGUERAS
JUAN - 26001227A
Fecha: 2019.10.31 08:37:31
+01'00'

EMILIO MUÑOZ CERÓN

JUAN DE LA CASA HIGUERAS

MUÑOZ
CERON
EMILIO -
77341712A

Firmado digitalmente por
MUÑOZ CERON
EMILIO -
77341712A
Fecha: 2019.10.31
10:52:22 +01'00'

Índice

1	INTRODUCCIÓN	4
1.1	Motivación.....	4
1.2	Antecedentes.....	4
1.3	Objetivos.....	5
2	PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DE DATOS	6
2.1	Sistema de Monitorización	6
2.2	Procesando datos de producción obtenidos del contador eléctrico	8
2.3	Procesando datos de radiación solar	10
2.3.1	Introducción	10
2.3.2	PVGIS	10
2.3.3	Copernicus.....	13
3	DESCRIPCIÓN DE LAS DOS PLANTAS FOTOVOLTAICAS ANALIZADAS.....	16
3.1	Introducción.....	16
3.2	Instalación ubicada en Jaén	16
3.3	Instalación ubicada en Cádiz	18
4	MODELO PARA LA ESTIMACIÓN DE LA RADIACIÓN EN SUPERFICIE INCLINADA.....	21
4.1	Introducción.....	21
4.2	Movimiento sol -Tierra.....	21
4.3	Componentes de la radiación solar	27
4.4	Modelo teórico.....	28
4.4.1	Estimación de la irradiancia directa en superficie inclinada a partir de la irradiancia directa en plano horizontal.....	28
4.4.2	Estimación de la irradiancia difusa en superficie inclinada a partir de la irradiancia difusa en plano horizontal.....	29
4.5	Modelo experimental. Aplicación a las instalaciones de Jaén y Cádiz	32
4.5.1	Comprobación del modelo para el cálculo de la irradiancia en plano inclinado	37
4.6	Nomenclatura y simbología.....	42

4.6.1	Nomenclatura	42
4.6.2	Simbología	43
5	MODELO DE ANÁLISIS Y EVALUACIÓN ENERGÉTICA.....	44
5.1	Introducción.....	44
5.2	Irradiación, Yields y Performance Ratio	44
5.3	Planta fotovoltaica ubicada en Jaén (FASE I).....	46
5.4	Planta fotovoltaica ubicada en Jaén (FASE II).....	48
5.5	Planta fotovoltaica ubicada en Cádiz.....	49
5.6	Evaluación del funcionamiento de las plantas fotovoltaicas respecto la estimación de PVGIS.....	50
6	CONCLUSIÓN.....	63
7	ANEXOS	68
	Bibliografía.....	81

1 INTRODUCCIÓN

Es un hecho cada vez más asentado en la sociedad la necesidad de renovar la forma en la que generamos la energía eléctrica para así poder contribuir a la conservación del medio ambiente. Esta renovación, como no podría ser de otro modo, deberá estar orientada a las fuentes renovables de energía, siendo la Energía Solar la más adecuada.

Son cada vez más las empresas que deciden apostar por esta tecnología y es este uno de los motivos junto a lo anteriormente señalado por lo que en este Proyecto Fin de Grado se va a llevar a cabo una metodología para analizar y evaluar el funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas ya instaladas y en funcionamiento.

1.1 Motivación

Es cierto que la Energía Solar es una fuente de energía inagotable, pero cabe destacar que no sucede lo mismo con la tecnología empleada para su aprovechamiento. La vida útil de los módulos fotovoltaicos oscila entre los 20 y 25 años dependiendo de la tecnología empleada en su fabricación.

Por ello es muy importante que el funcionamiento del sistema sea lo más eficiente posible, consiguiéndose esto con un apropiado y correcto mantenimiento del mismo. Es por esto por lo cual vamos a realizar un modelo con el que poder corroborar que nuestro sistema está funcionando lo más eficientemente posible.

1.2 Antecedentes

Ante el interés de llevar a cabo la instalación de una planta fotovoltaica en cualquier ámbito, nos surge la cuestión de cómo podemos minimizar su degradación en el transcurso del tiempo, cómo realizar un correcto mantenimiento y una de las cosas más importantes a mi entender, cómo controlar si dicha instalación funciona todo lo bien que se espera.

Es por todo ello por lo que nos disponemos a realizar este Trabajo Fin de Grado.

1.3 Objetivos

En primer lugar, se procesarán y se analizarán los datos obtenidos de los sistemas de monitorización de las dos plantas fotovoltaicas que han sido objeto de estudio.

A continuación, se desarrollará una simulación de la producción eléctrica esperada de una planta en base a los datos de radiación procesados anteriormente.

Acto seguido, compararemos los resultados obtenidos en las simulaciones con los datos proporcionados por los contadores y/o sistemas de monitorización de las distintas plantas fotovoltaicas.

Por último, desarrollaremos un modelo para analizar y evaluar los resultados obtenidos durante todo el proceso llevado a cabo y poder proponer diferentes alternativas a los posibles errores encontrados en el funcionamiento de las instalaciones.

Cabe destacar que cada uno de los objetivos que se llevarán a cabo, se desarrollarán de una forma genérica para su posible uso en cualquier instalación y posteriormente nos centraremos en las dos instalaciones fotovoltaicas que han sido objeto de estudio en este Trabajo.

2 PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DE DATOS

Se podría decir que el procesamiento de datos es el primer paso a dar en la elaboración de un estudio energético o auditoria técnica de una instalación fotovoltaica, con los que poder determinar de una forma bastante aproximada la degradación de la misma, caso que nos ocupa.

Diferenciaremos dos posibles formas en las cuales podemos obtener los datos de partida. El primero de ellos, un sistema de monitorización que realiza un seguimiento de todos los parámetros necesarios para el posterior control de los mismo por parte del técnico encargado de ello. El segundo, y con el cual se trabajará en el apartado experimental de este trabajo, sería obtener directamente los datos del contador eléctrico, el cual nos proporcionará únicamente la producción energética de nuestra instalación, no así otros parámetros necesarios para la evaluación completa del correcto funcionamiento de dicha instalación.

Estos parámetros como pueden ser la radiación, temperatura ambiente y de operación del módulo, etc., se recopilarán de las bases de datos de los distintos softwares diseñados para ello, en los cuales profundizaremos.

2.1 Sistema de Monitorización

Mediante la monitorización se obtiene un registro periódico de los parámetros medioambientales y eléctricos del sistema fotovoltaico con el objetivo de así, poder valorar el correcto funcionamiento del mismo.

En la Ilustración 2.1 se detalla un esquema simplificado de un sistema fotovoltaico conectado a red, indicando los parámetros medidos.

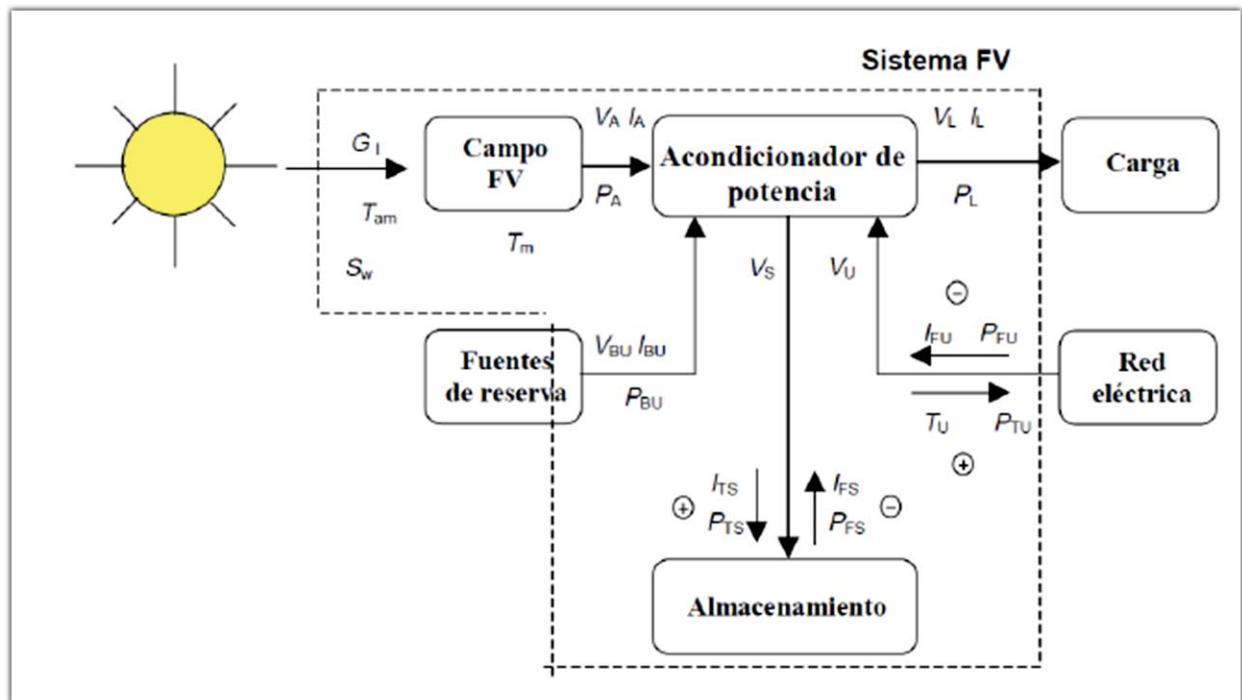


Ilustración 2.1 Esquema de un sistema fotovoltaico conectado a red.

Parámetros	Símbolo	Unidades
Irradiancia global en el plano del generador	G_I	W/m^2
Temperatura ambiente	T_{AM}	$^{\circ}C$
Voltaje a la salida del generador	V_A	V
Corriente a la salida del generador	I_A	A
Voltaje de la parte continua	V_S	V
Corriente a la salida del convertor c.c. / c.c.	I_C	A
Corriente suministrada a la batería	I_{SI}	A
Corriente suministrada por la batería	I_{SO}	A
Corriente suministrada gener. Auxiliares c.c.	$I_{BU,AC}$	A
Corriente a todas las cargas de c.c.	$I_{L,CC}$	A
Corriente a la entrada del inversor	I_{II}	A
Potencia a la salida del inversor	P_{IO}	kW
Potencia suministrada a todas las cargas c.a.	$P_{L,AC}$	kW
Potencia suministrada a la red	P_{TU}	kW
Potencia suministrada por la red	P_{FU}	kW
Potencia suministrada generadores aux. c.a.	$P_{BU,AC}$	kW

Tabla 2.1 Parámetros que monitorizar.

Según la Norma IEC-61724 / UNE-EN 61724 los parámetros a monitorizar en tiempo real serán los descritos a continuación.

Parámetro	Símbolo	Unidades
Irradiancia global en el plano del generador	G_I	W/m^2
Temperatura ambiente o módulo FV	T	$^{\circ}C$
Voltaje a la salida del generador	V_A	V
Corriente a la salida del generador	I_A	A
Potencia a la salida del inversor	P_{IO}	V

Tabla 2.2 Parámetros mínimos a monitorizar.

2.2 Procesando datos de producción obtenidos del contador eléctrico

Antes de poder hacer valoración alguna sobre el funcionamiento de una instalación fotovoltaica e incluso antes de realizar calculo alguno, lo primero que debemos y vamos a hacer es procesar los datos, que en este caso son los ofrecidos por el contador eléctrico de la propia empresa.

Los datos de generación de energía han sido proporcionados por la empresa a la cual pertenecen las dos instalaciones analizadas.

El primer paso será descargar dichos archivos, ver en que formato están y si es necesario convertirlos al formato con el que vayamos a trabajar. En nuestro caso los datos se encuentran en formato Excel, que es con la herramienta que vamos a trabajar por lo tanto no es necesario modificar el formato. Los datos se visualizan tal y como se muestra en la Ilustración 2.2.

Los datos de interés son los referentes a la Producción, columna destacada en amarillo en la tabla.

Código Instalación	Fecha	Periodo Horario	Consumo [KWh]	Producción [KWh]	Reactiva - R1	Reactiva - R2	Reactiva - R3	Reactiva - R4	Producción [AS] - Consumo [AE]
POWSJ02000	01/01/2017	1	2	0	0	0	0	3	-2
POWSJ02000	01/01/2017	2	2	0	0	0	0	5	-2
POWSJ02000	01/01/2017	3	2	0	0	0	0	4	-2
POWSJ02000	01/01/2017	4	2	0	0	0	0	4	-2
POWSJ02000	01/01/2017	5	2	0	0	0	0	4	-2
POWSJ02000	01/01/2017	6	3	0	0	0	0	4	-3
POWSJ02000	01/01/2017	7	2	0	0	0	0	4	-2
POWSJ02000	01/01/2017	8	2	0	0	0	0	4	-2
POWSJ02000	01/01/2017	9	2	1	0	0	7	45	-1
POWSJ02000	01/01/2017	10	0	50	0	0	95	0	50
POWSJ02000	01/01/2017	11	0	366	0	0	74	0	366
POWSJ02000	01/01/2017	12	0	614	0	0	54	0	614
POWSJ02000	01/01/2017	13	0	723	0	0	43	0	723
POWSJ02000	01/01/2017	14	0	758	0	0	37	0	758
POWSJ02000	01/01/2017	15	0	674	0	0	47	0	674
POWSJ02000	01/01/2017	16	0	582	0	0	57	0	582
POWSJ02000	01/01/2017	17	0	348	0	0	74	0	348
POWSJ02000	01/01/2017	18	0	54	0	0	83	0	54
POWSJ02000	01/01/2017	19	4	0	0	0	8	95	-4
POWSJ02000	01/01/2017	20	4	0	0	0	0	18	-4
POWSJ02000	01/01/2017	21	3	0	0	0	0	4	-3
POWSJ02000	01/01/2017	22	3	0	0	0	0	4	-3
POWSJ02000	01/01/2017	23	2	0	0	0	0	4	-2
POWSJ02000	01/01/2017	24	3	0	0	0	0	4	-3

Ilustración 2.2 Ejemplo de los datos de producción energética para el uno de enero de 2017 de la planta fotovoltaica ubicada en Cádiz.

A continuación, generaremos una hoja de Excel para cada una de las dos instalaciones que se van a analizar en la que detallaremos en una columna la producción en kWh (kilovatios hora) para cada año de los que disponemos datos, que son:

Desde el año 2011 hasta el año 2018 para la planta fotovoltaica ubicada en Jaén y desde el año 2012 hasta el año 2018 para la planta fotovoltaica ubicada en Cádiz.

Veremos este procedimiento en más detalle una vez que comencemos el procesamiento y análisis del resto de datos que influyen para la determinación de un correcto funcionamiento de nuestro sistema.

2.3 Procesando datos de radiación solar

2.3.1 Introducción

Una magnitud imprescindible y vital para poder determinar si una instalación fotovoltaica funciona con la mayor eficiencia posible es la Irradiancia que recibe nuestro sistema. También es importante conocer la temperatura ambiente con la cual podremos determinar la temperatura a la que se encuentran los módulos de nuestra planta fotovoltaica.

Antes de explicar cómo se han procesado los datos de radiación solar, destacar que existen multitud de fuentes de las que poder obtener bases de datos meteorológicos.

En este capítulo se nombrarán las bases de datos empleadas, se explicarán de una forma muy resumida sus características y/o posibilidades y se detallará cómo y para qué las hemos utilizado en este trabajo.

Las dos herramientas empleadas para este fin han sido PVGIS y Copernicus. Dichas herramientas solamente han sido utilizadas para la obtención de los datos de radiación y temperatura para los años y localización requeridos. Las bases de datos de PVGIS y Copernicus han sido comparados en distintas situaciones. Esto se detallará ampliamente en el capítulo referente al modelo para el cálculo de la radiación global sobre superficie inclinada a partir de las componentes de la radiación sobre superficie horizontal.

2.3.2 PVGIS

PVGIS es un sitio web que ofrece información sobre la radiación solar y el rendimiento de cualquier sistema fotovoltaico prácticamente en cualquier lugar del mundo.

Actualmente los cálculos que se pueden hacer con PVGIS son los siguientes:

-  Rendimiento de la energía fotovoltaica conectada a la red. Podremos calcular la producción de energía promedio a largo plazo de sistemas fotovoltaicos conectados a la red. Esto funciona para sistemas fotovoltaicos donde los módulos se montan en una posición fija.

- ✚ Rendimiento de los sistemas fotovoltaicos de seguimiento. Podremos calcular la producción de energía promedio a largo plazo de sistemas fotovoltaicos conectados a la red donde los módulos se colocan en un montaje de seguimiento solar.
- ✚ Rendimiento de los sistemas fotovoltaicos fuera de la red. Similar a los anteriores, pero para sistemas que no están conectados a la red eléctrica.
- ✚ Radiación. Con esta herramienta podemos obtener datos de temperatura y radiación promedio mensual, diaria o por hora durante un rango de años para casi cualquier lugar del mundo.
- ✚ TMY. Genera datos del Año Meteorológico Típico de radiación solar, temperatura además de otros datos meteorológicos.

El Año Meteorológico Típico [1] de un lugar es un año hipotético cuyos meses son meses reales elegidos entre los que configuran la base de datos disponible para dicho lugar, es decir, por ejemplo, para el mes de diciembre, se escoge el mes de diciembre para el cual el valor de irradiación global mensual sobre superficie horizontal es el que más se aproxima de todos los meses de diciembre de los cuales hay datos registrados. Lo mismo se haría con cada mes del año obteniéndose así dicho Año Meteorológico Típico.

PVGIS dispone varias bases de datos de las cuales obtener los datos de radiación solar, los cuales han sido calculados a partir de imágenes de satélite. Las bases de datos disponibles son las siguientes:

- ✚ PVGIS-CMSAF. Datos calculados por la *colaboración CMSAF* para Europa, África y partes de América del Sur. Datos con una resolución horaria y espacial de 1.5 minutos de arco. El periodo de tiempo para los datos es 2007-2016.
- ✚ PVGIS-SARAH. Datos calculados por *CMSAF y el equipo de PVGIS* para Europa, África, la mayor parte de Asia y partes de América del Sur. Datos con una resolución horaria y espacial de 3 minutos de arco. El periodo de tiempo para los datos es 2005-2016.

- ✚ PVGIS-NSRDB. Datos proporcionados por el *Laboratorio Nacional de Energía Renovable* para América del Norte y del Sur de 60° N a 20° S, con una resolución horaria y espacial de 2.4 minutos de arco. El periodo de tiempo para los datos es 2005-2015.

Para el caso de áreas de alta latitud las cuales no están cubiertas por los datos de satélite, PVGIS introduce otras dos bases de datos de radiación solar para Europa, que incluyen las latitudes del norte:

- ✚ PVGIS-ERA5. Base de datos disponible para Europa, con una resolución horaria y espacial de 0.28° lat / lon. El periodo de tiempo para los datos es 2010-2016.
- ✚ PVGIS-COSMO. Cubre Europa con una resolución horaria y espacial de 3° lat / lon. El periodo de tiempo para los datos es 2005-2015.

En este trabajo, cuando proceda recurrir a esta herramienta usaremos la base de datos PVGIS-CMSAF.

Como podemos observar en la ilustración 2.3, en la interfaz de PVGIS a la hora de descargar los datos de radiación por hora, que serán los que usemos para los cálculos, se pueden modificar los siguientes campos de entrada:

The screenshot displays the PVGIS web interface. On the left is a map of Europe with a location marker over Spain. The right panel contains configuration options:

- Cursor:** seleccionado 39.864, -4.826; Elevación: 491 (m).
- Usa sombras del terreno:**
 - ☒ Horizonte calculado
 - ☐ Subir archivo de horizonte
- Botones:** csv, Seleccionar archivo, No se eligió arch.
- REJILLA CONECTADA:** SEGUIMIENTO PV, FUERA DE LA RED, DATOS MENSUALES, DATOS DIARIOS, DATOS POR HORA (selected), TMY.
- DATOS POR RADIACIÓN POR HORA:**
 - Base de datos de radiación solar*: PVGIS-CMSAF
 - Año de inicio: 2007; Fin de año: 2007
 - Tipo de montaje*:
 - ☒ Fijo
 - ☐ Eje vertical
 - ☐ Eje inclinado
 - ☐ Dos ejes
 - Pendiente [°]: (0-90); ☐ Optimizar pendiente
 - Acimut [°]: (-180-180); ☐ Optimizar la pendiente y el acimut
 - ☐ Energía fotovoltaica
 - Tecnología fotovoltaica: Silicio cristalino
 - Potencia fotovoltaica pico instalada [kWp]: 1
 - Pérdida del sistema [%]: 14
 - ☐ Componentes de radiación
- Botón:** Descargar csv
- Footer:** Dirección: Eg. Ispra, Italy; Lat / Lon: Eg. 45.8°, Eg. 8.61°

Ilustración 2.3 Interfaz de PVGIS.

- ✚ Año de inicio y de fin. Aquí seleccionaremos el rango de años para el cual queremos obtener los diferentes datos meteorológicos.
- ✚ Tipo de montaje. Aquí seleccionaremos si el montaje es fijo, inclinado, eje vertical o dos ejes. Si seleccionamos eje inclinado se nos planteará la opción de introducir la pendiente y el acimut.
- ✚ Pendiente de módulos fotovoltaicos. Este es el ángulo de los módulos desde el plano horizontal, para un montaje fijo.
- ✚ Acimut. El acimut u orientación es el ángulo de los módulos en relación con la diferencia hacia el sur. -90° es Este, 0° es Sur y 90° es Oeste.
- ✚ Componentes de la radiación. Obtendremos la radiación directa y la radiación difusa en lugar de la radiación global.

2.3.3 Copernicus

El servicio de radiación Copernicus Atmosphere Monitoring Service (CAMS) es la otra herramienta que se ha utilizado para obtener información sobre la radiación solar. Esta herramienta proporciona series temporales de irradiaciones globales, directas y difusas en la superficie horizontal y la irradiación directa en el plano normal (DNI) para las condiciones climáticas reales.

La prestación de los servicios de Copernicus se basa en el procesamiento de datos ambientales obtenidos de satélites y sensores in situ como por ejemplo estaciones meteorológicas terrestres o boyas oceánicas que ofrecen información integra y robusta con la que poder calibrar y validar los datos de los satélites.

CAMS combina información de las observaciones mediante satélite con modelos informáticos de la atmósfera para generar una estimación precisa de variables atmosféricas como la temperatura, radiación solar, etc.

Utilizando estas estimaciones como punto de partida, los modelos son capaces de generar pronósticos para los próximos días.

La cobertura geográfica que Copernicus es capaz de ofrecer es el campo de visión del satélite Meteosat (-66° a 66° en latitudes y longitudes).

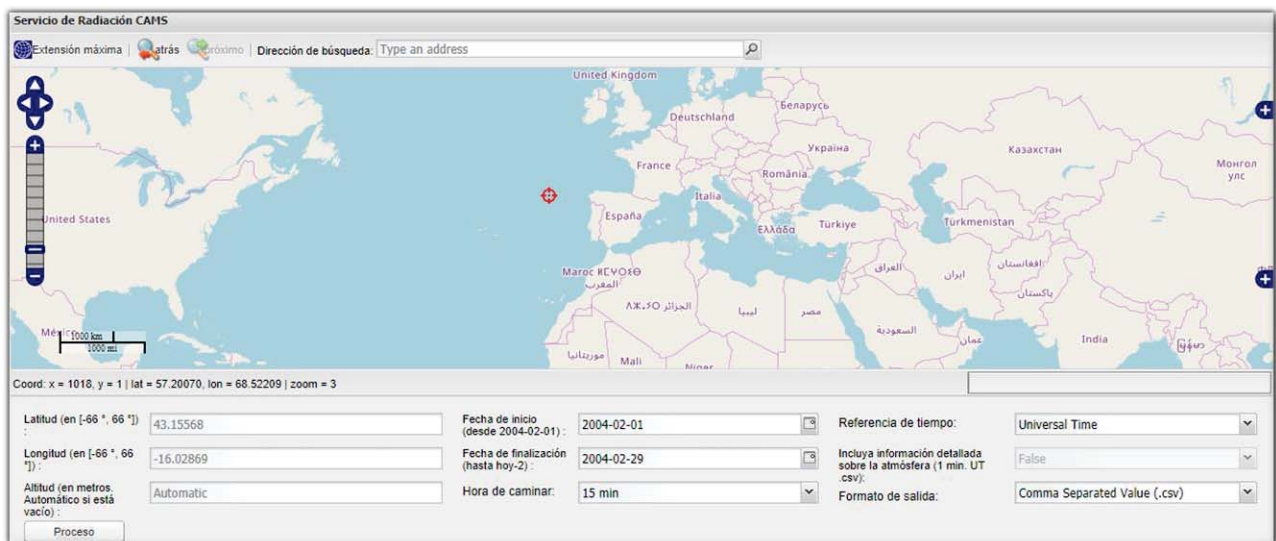


Ilustración 2.4 Interfaz de Copernicus.

En la ilustración 2.4 podemos ver que esta herramienta solo nos ofrece la posibilidad de obtener una única componente meteorológica, la radiación en el plano horizontal, pero con una principal e importante ventaja respecto al resto de herramientas similares. Esta gran ventaja es el amplio rango temporal que es capaz de ofrecer, y es que Copernicus, es capaz de ofrecer datos desde el uno de febrero de 2004 hasta hace dos días.

Hablando exclusivamente del trabajo experimental que se va a realizar, introducir que tanto PVGIS como Copernicus se usarán exclusivamente para obtener datos de Irradiancia y temperatura para los años que han sido causa de estudio, que no han sido otros que aquellos de los cuales teníamos datos de Energía producida por cada una de las dos instalaciones que se analizarán en capítulos posteriores.

Es interesante mencionar que los archivos proporcionados por estas dos herramientas se encuentran en formato csv, los cuales se pasarán a formato Excel, ya que esta será la hoja de cálculo con la que analizaremos todos los datos y realizaremos los cálculos pertinentes para ello.

En la Ilustración 2.5 vemos como quedan los datos de irradiancia proporcionados por Copernicus, que será finalmente la herramienta usada para obtener los datos, una vez convertidos a formato Excel.

El motivo por el cual hemos usado Copernicus es su rango temporal para el que nos ofrece datos (hasta hace dos días) y es que, aunque PVGIS nos proporciona directamente la irradiancia global para una inclinación y orientación de los módulos específica, algo que es de gran utilidad, solamente nos ofrece datos hasta el año 2016.

# Observation period	TOA	Clear sky GHI	Clear sky BHI	Clear sky DHI	Clear sky BNI	GHI	BHI	DHI
2015-01-01T00:00:00.0/2015-01-01T01:00:00.0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015-01-01T01:00:00.0/2015-01-01T02:00:00.0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015-01-01T02:00:00.0/2015-01-01T03:00:00.0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015-01-01T03:00:00.0/2015-01-01T04:00:00.0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015-01-01T04:00:00.0/2015-01-01T05:00:00.0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015-01-01T05:00:00.0/2015-01-01T06:00:00.0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015-01-01T06:00:00.0/2015-01-01T07:00:00.0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015-01-01T07:00:00.0/2015-01-01T08:00:00.0	21,0013	9,5299	5,3053	4,2246	104,1852	9,5299	5,3053	4,2246
2015-01-01T08:00:00.0/2015-01-01T09:00:00.0	217,1554	141,059	108,4882	32,5708	675,0353	135,2231	96,9096	38,3134
2015-01-01T09:00:00.0/2015-01-01T10:00:00.0	420,2926	310,2742	261,6323	48,6419	872,4048	293,0603	225,8613	67,199
2015-01-01T10:00:00.0/2015-01-01T11:00:00.0	571,8589	442,5047	385,2912	57,2135	947,6682	424,8022	351,3571	73,445
2015-01-01T11:00:00.0/2015-01-01T12:00:00.0	661,5292	521,2848	459,4026	61,8822	977,5558	502,0796	424,1899	77,8896
2015-01-01T12:00:00.0/2015-01-01T13:00:00.0	683,1938	539,2338	475,7427	63,4911	980,3163	519,3646	440,4412	78,9234
2015-01-01T13:00:00.0/2015-01-01T14:00:00.0	635,3765	494,9615	432,8398	62,1218	958,6672	476,2003	399,4863	76,714
2015-01-01T14:00:00.0/2015-01-01T15:00:00.0	521,3344	392,7246	335,4939	57,2307	904,1635	374,2643	302,8341	71,4302
2015-01-01T15:00:00.0/2015-01-01T16:00:00.0	348,837	243,4018	196,6331	46,7687	785,2993	228,4793	168,3592	60,1201
2015-01-01T16:00:00.0/2015-01-01T17:00:00.0	129,6359	73,0139	49,7386	23,2752	440,0419	71,9392	47,8406	24,0986
2015-01-01T17:00:00.0/2015-01-01T18:00:00.0	0,0995	0,0238	0,0013	0,0225	0	0,0238	0,0013	0,0225
2015-01-01T18:00:00.0/2015-01-01T19:00:00.0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015-01-01T19:00:00.0/2015-01-01T20:00:00.0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015-01-01T20:00:00.0/2015-01-01T21:00:00.0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015-01-01T21:00:00.0/2015-01-01T22:00:00.0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015-01-01T22:00:00.0/2015-01-01T23:00:00.0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015-01-01T23:00:00.0/2015-01-02T00:00:00.0	0	0	0	0	0	0	0	0

Ilustración 2.5 Ejemplo de datos de irradiancia para Jaén.

A modo de ejemplo se ha mostrado el día uno de enero de 2015. Los datos de interés son los de las columnas resaltadas en amarillo (GHI, BHI y DNI).

GHI son las siglas en inglés de la irradiancia global en plano horizontal, de igual modo BHI es la irradiancia directa en plano horizontal y DHI la irradiancia difusa en plano horizontal.

Ya que casi con toda seguridad nuestra instalación no va a estar dispuesta en el plano horizontal si no que tendrá una inclinación y una orientación, necesitamos a partir de estos datos calcular la irradiancia para una inclinación y una orientación determinada. Esto se llevará a cabo en el capítulo 3 en el que se detallará ampliamente el método empleado para ello.

3 DESCRIPCIÓN DE LAS DOS PLANTAS FOTOVOLTAICAS ANALIZADAS

3.1 Introducción

En este capítulo describiremos las características de las dos instalaciones fotovoltaicas que se han analizado y evaluado, así como su ubicación y otros puntos de interés.

Creo importante y merecido llegado a este punto, agradecer a la empresa su colaboración, gracias a esta misma, se ha podido llevar a cabo este trabajo fin de grado de carácter experimental, ya que han sido ellos quienes han proporcionado los datos de producción energética.

3.2 Instalación ubicada en Jaén

Sobre la cubierta de una empresa situada en la localidad de Jaén y sobre la de sus aparcamientos se encuentra ubicada la primera de las instalaciones fotovoltaicas.

Como podemos ver en el esquema unifilar (Ilustración 3.1), dicha instalación está dividida en dos fases, FASE I y FASE II. La primera de ellas tiene una potencia nominal de 1,5 MW, la cual se traduce en una potencia fotovoltaica de 1.639,44 kWp. La segunda fase se caracteriza por una potencia nominal de 0,5 MW traducida en una potencia fotovoltaica de 546,48 kWp. Las dos fases componen esta instalación con una potencia nominal total de 2 MW, 2.185,92 kWp de potencia fotovoltaica.

La FASE I de la instalación se encuentra dividida en cuatro subgeneradores que a su vez cada uno de ellos se divide en cuatro subcampos.

Ya que los cuatro subgeneradores son idénticos, detallaremos solamente uno de ellos:

 subgenerador nº1. Compuesto por 24 módulos en serie y 99 módulos en paralelo, un total de 2376 módulos que proporcionan una potencia pico de 546.480 Wp.

Cada uno de los cuatro subgeneradores está dividido en cuatro subcampos idénticos:

- ✚ subcampo nº1. Compuesto por 24 módulos en serie y 24 módulos en paralelo, un total de 576 módulos que proporcionan una potencia pico de 132.480 Wp. A su vez este subcampo se divide en un cuadro de 15 ramas en paralelo y otro de 9 ramas en paralelo.

Los subcampos nº1, nº2 y nº3, son iguales, por lo que únicamente detallaremos uno de ellos.

- ✚ subcampo nº2. Compuesto por 24 módulos en serie y 25 módulos en paralelo, un total de 600 módulos que proporcionan una potencia pico de 138.000 Wp. A su vez este subcampo se divide en un cuadro de 15 ramas en paralelo y otro de 10 ramas en paralelo.

La FASE II está constituida por un subgenerador idéntico a los detallados en la FASE I.

Cada subgenerador de los anteriormente detallados se conectan a un inversor de 500 kW, por lo que la planta fotovoltaica dispone de cuatro inversores de 500 kW cada uno.

	Potencia nominal	Potencia fotovoltaica
FASE I	1,5 MW	1.639,44 kWp
FASE II	0,5 MW	546,48 kWp
TOTAL	2,0 MW	2.185,92 kWp

Tabla 3.1 Resumen de la potencia instalada en la planta fotovoltaica de Jaén.

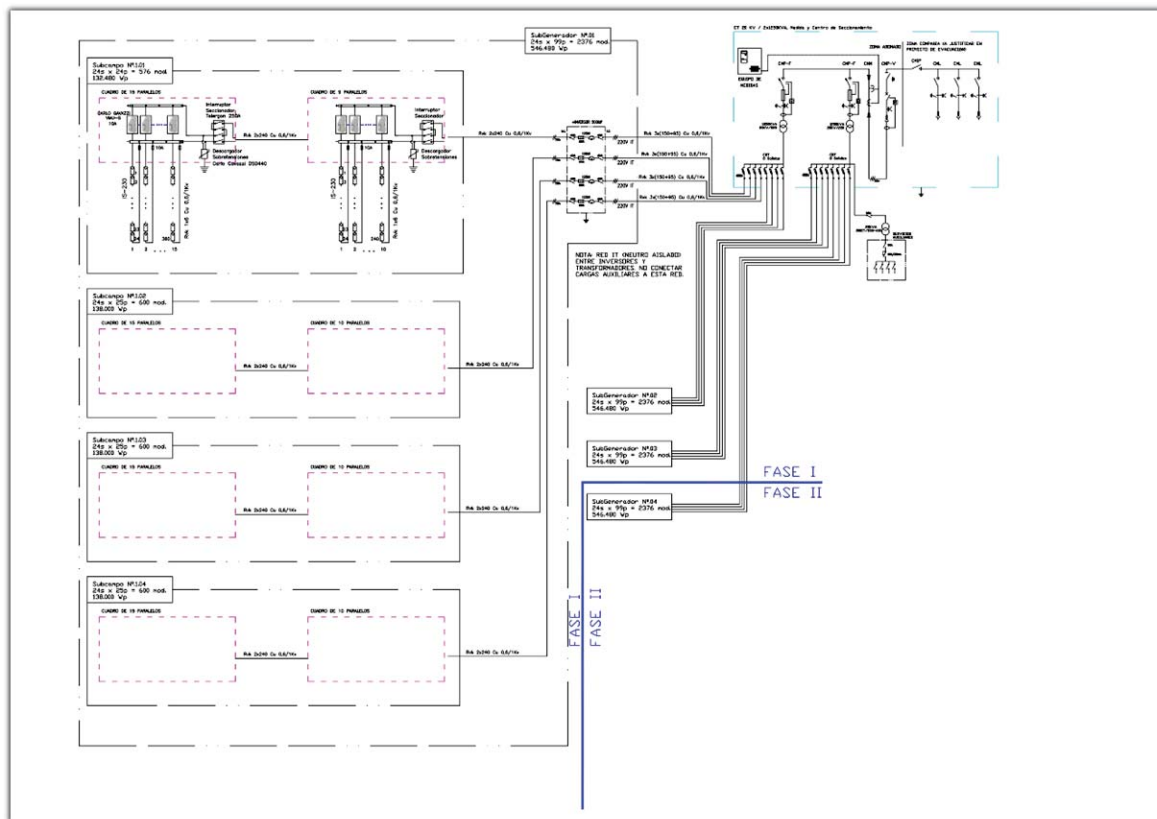


Ilustración 3.1 Esquema unifilar de la instalación ubicada en Jaén.

3.3 Instalación ubicada en Cádiz

En las tres cubiertas de una empresa situada en la localidad de Cádiz, se encuentra ubicada la segunda instalación fotovoltaica.

Tal y como observamos en el esquema unifilar de dicha instalación (Ilustración 3.2), en cada una de las tres cubiertas hay un total de 18 generadores fotovoltaicos que alcanzan una potencia nominal de 1.125 kW que, traducida a potencia fotovoltaica, serían 1.248 kW. Los generadores se conectan a dos inversores de 562,5 kW de la siguiente forma:

Al inversor 1 están conectados los generadores fotovoltaicos 1,2,3,4,5,6,7,8 y 9 ubicados en las cubiertas nº1 y nº2. Esto se traduce en una potencia fotovoltaica de 624.000 Wp.

Al inversor 2 están conectados los generadores fotovoltaicos 10,11,12,13,14 y 15 ubicados en la cubierta nº2 y nº3, lo que se traduce en una potencia fotovoltaica de 624.000 Wp.

A continuación, se detallan cada una de las cubiertas:

✚ Cubierta nº1. Compuesta por 3 (1,2 y 3) generadores fotovoltaicos que alcanzan una potencia de 182.400 Wp.

- GFV1 y GFV2: Compuestos de 20 módulos en serie por 16 ramas en paralelo o lo que es lo mismo, 320 módulos que proporcionan 76.800 Wp cada uno de ellos.
- GFV3: Compuesto de 20 módulos en serie por 6 ramas en paralelo o de otro modo, 120 módulos que proporcionan 28.800 Wp.

✚ Cubierta nº2. Compuesta por 7 (4,5,6,7,8,9 y 10) generadores fotovoltaicos que alcanzan una potencia de 489.600 Wp.

- GFV4, GFV5, GFV6, GFV7 y GFV8: Compuestos de 20 módulos en serie por 16 ramas en paralelo o de otro modo, 320 módulos que proporcionan 76.800 Wp cada uno de ellos.
- GFV9: Compuesto de 20 módulos en serie por 12 ramas en paralelo o lo que es lo mismo, 240 módulos que proporcionan 57.600 Wp.
- GFV10: Compuesto de 20 módulos en serie por 10 ramas en paralelo o lo que es lo mismo, 200 módulos que proporcionan 48.000 Wp.

✚ Cubierta nº3. Compuesta por 8 (11,12,13,14,15,16,17 y 18) generadores fotovoltaicos que alcanzan una potencia de 576.000 Wp.

- Los 8 GFV de esta cubierta son idénticos, compuestos de 20 módulos en serie por 15 ramas en paralelo, o lo que es lo mismo, 300 módulos que proporcionan 72.000 Wp cada uno de ellos.

	Potencia nominal	Potencia fotovoltaica
INVERSOR 1	562,5 kW	624 kW
INVERSOR 2	546,48 kW	624 kW
TOTAL	1.125 kW	1.248 kW

Tabla 3.2 Resumen de la potencia instalada en la planta fotovoltaica ubicada en Cádiz.

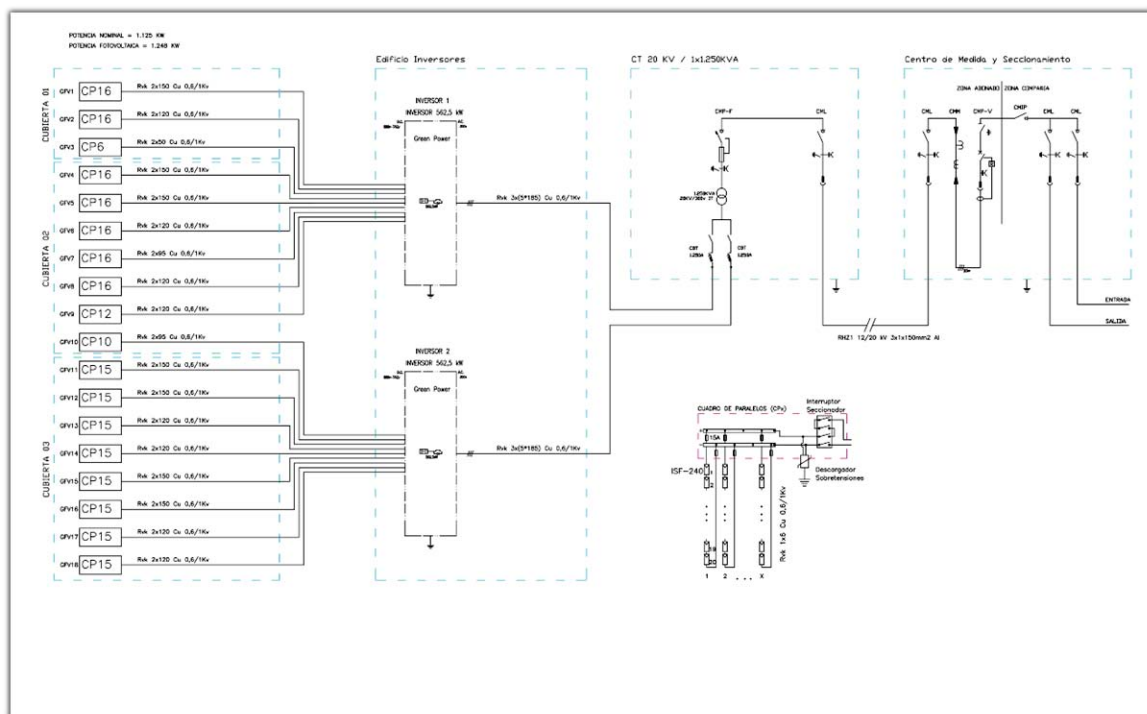


Ilustración 3.2 Esquema unifilar de la instalación ubicada en Cádiz.

4 MODELO PARA LA ESTIMACIÓN DE LA RADIACIÓN EN SUPERFICIE INCLINADA

4.1 Introducción

Nos encontramos ante el problema de que a la hora de obtener la irradiancia mediante Copernicus, solamente podemos obtenerla en la superficie horizontal, con el inconveniente de que nuestra instalación no va a estar dispuesta con una inclinación de los módulos de 0° . Por ello debemos definir unas ecuaciones que nos permitan calcular la irradiancia para una determinada inclinación y orientación de los módulos.

Antes de introducir las ecuaciones, se explicarán algunos conceptos clave para el entendimiento de las mismas y también definiremos los parámetros que intervienen en ellas. A continuación, explicaremos como hemos aplicado estas ecuaciones experimentalmente a las dos plantas fotovoltaicas analizadas.

4.2 Movimiento sol -Tierra

Como bien todos conocemos la tierra realiza dos movimientos, el de rotación y el de traslación. El de rotación es aquel que ejerce sobre su propio eje y que tiene una duración de 24 horas y el de traslación, en el que ejerce una órbita elíptica alrededor del sol llamada eclíptica tal y como podemos ver en la Ilustración 4.1. La duración de una vuelta completa es aproximadamente de 365 días 5 horas 48 minutos y 46 segundos.

El eje polar mantiene constante un ángulo de $23,45^\circ$ respecto al eje de la eclíptica durante el movimiento de rotación. Esta inclinación es la causante de que el sol al mediodía esté más alto en verano que en invierno y que los días en verano sean más largos que los del periodo invernal.

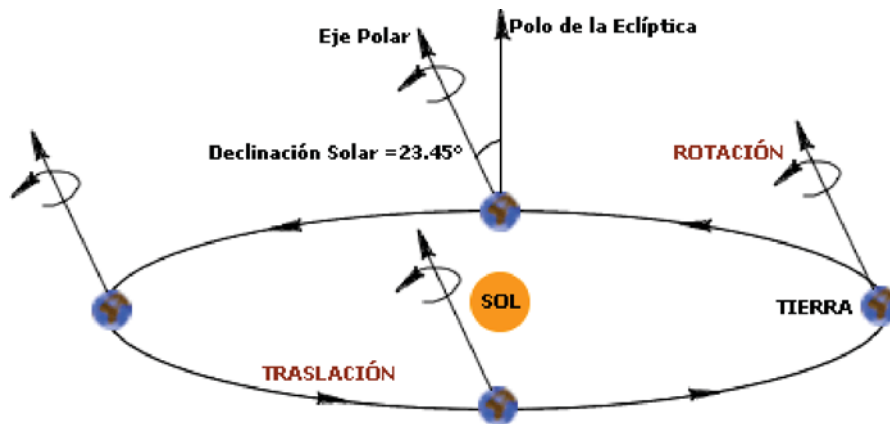


Ilustración 4.1 Movimiento de la Tierra alrededor del Sol.

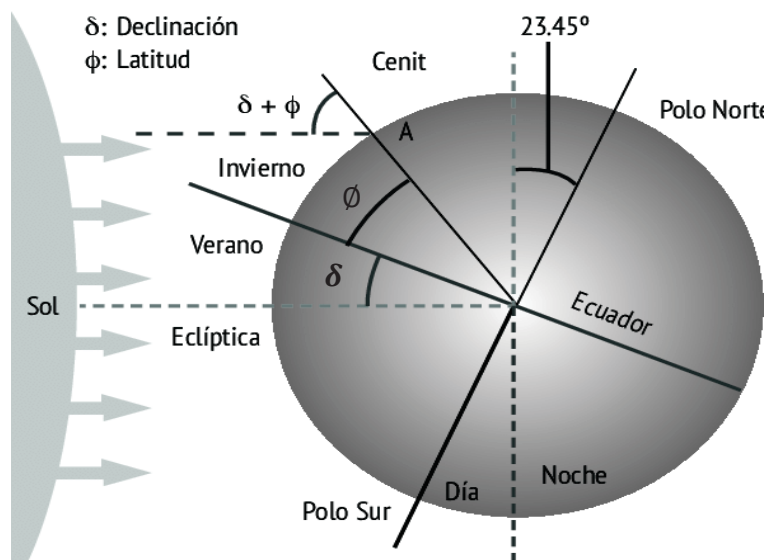


Ilustración 4.2 Posición relativa del Sol y de la Tierra de un día con declinación negativa (invierno en el hemisferio norte y verano en el hemisferio sur).

En la Ilustración 4.2 se añaden más detalles para el mediodía de un día y una latitud (ϕ) determinadas. Destacar que a medida que nos desplazamos por la órbita, el ángulo formado por el plano del ecuador y el eje que pasa por los centros del sol y de la tierra va cambiando. Este ángulo se llama declinación solar (δ) el cual, en los cálculos en los que intervenga se considerará constante a lo largo de un mismo día ya que la máxima variación en un día es de $0,5^\circ$. Si se considera una declinación solar positiva para el hemisferio norte y una declinación

negativa para el hemisferio sur, Cooper [2] propuso para el cálculo de la declinación solar la siguiente expresión:

$$\delta = 23,45^\circ \sin\left(360 \frac{(dn + 284)}{365}\right)$$

(Ecuación 4.1)

En los equinoccios de primavera y otoño la declinación solar será 0° ya que el sol se sitúa sobre el ecuador, lo que hace que las posiciones de sol en el orto y en el ocaso coincidan respectivamente con el Este y el Oeste, suceso que propicia que la duración de los días y de las noches sean iguales en cualquier punto de la Tierra.

En el solsticio de verano la declinación solar será de $23,45^\circ$ situándose el orto y el ocaso en el Sureste y Suroeste respectivamente, lo que hace que en el hemisferio norte la duración del día sea la más larga de todo el año y la noche más corta. En el hemisferio sur ocurre lo opuesto.

En el solsticio de invierno la declinación solar será de $-23,45^\circ$ situándose el orto y el ocaso en el Noreste y Noroeste respectivamente, lo que hace que en el hemisferio norte la duración del día sea la más corta de todo el año y la noche más larga. En el hemisferio sur ocurre lo opuesto.

Ahora vamos a trasladar todo lo explicado a un lugar de la tierra en la que situaríamos nuestra instalación fotovoltaica. Como vemos en la Ilustración 4.3, aparecen dos nuevos conceptos debidos a las intersecciones del eje vertical del lugar respecto al Sol con la esfera celeste. Los dos puntos donde intercepta la vertical se determinan cenit y nadir.

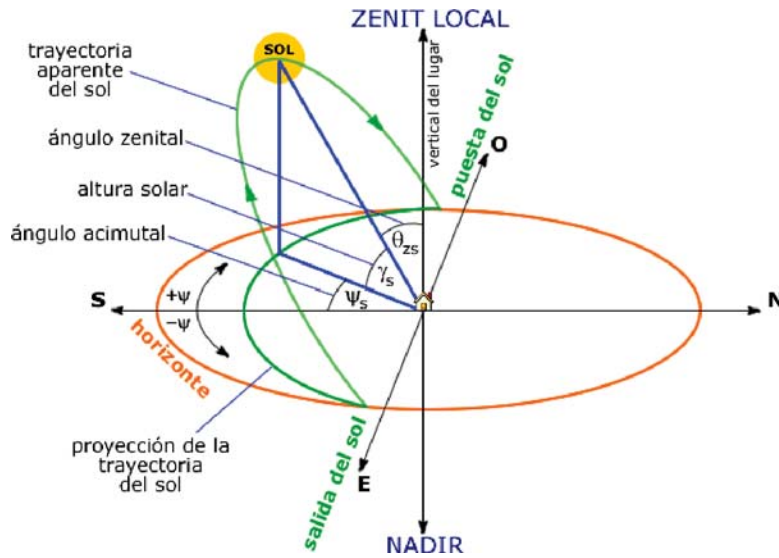


Ilustración 4.3 Posición relativa del Sol respecto a un lugar en la Tierra.

La distancia cenital (θ_{zs}) es la distancia angular del astro hasta el cenit, es el ángulo complementario a la altura (distancia cenital = 90° - altura) o lo que es lo mismo la distancia cenital no es más que el ángulo que forma la dirección del Sol respecto a la vertical.

El azimut (φ_s) es el ángulo formado por el plano vertical del Sol y el plano meridiano del punto de observación (el Sur en el hemisferio Norte y el Norte en el hemisferio Sur). Se define un azimut positivo hacia el Oeste y negativo hacia el Este. El ángulo complementario a la distancia cenital es lo que en la Ilustración 4.3 se define como altura solar (γ_s).

Definiendo un convenio en el que la latitud es positiva en el hemisferio norte y negativa en el hemisferio sur, las coordenadas angulares del Sol vendrán dadas por las expresiones:

$$\cos \theta_{zs} = \sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \omega = \sin \gamma_s$$

(Ecuación 4.2)

y

$$\cos \varphi_s = [(\sin \gamma_s \sin \phi - \sin \delta) / (\cos \gamma_s \cos \phi)] \cdot [\text{sign}(\phi)]$$

(Ecuación 4.3)

En estas expresiones aparece un nuevo termino angular, ω , que es el ángulo horario u hora solar. Se trata de la diferencia entre el mediodía y el instante en el que nos encontramos, en términos de una rotación cada 24 horas (15° por hora). El ángulo horario ω es negativo por la mañana, cero al mediodía y positivo por la tarde, siendo el valor de $[\text{sign}(\emptyset)]$ 1 para el hemisferio norte y -1 para el hemisferio sur. El ángulo solar se puede determinar mediante la siguiente expresión:

$$\omega = 15 \cdot (TO - AO - 12) - (LL - LH)$$

donde TO es el tiempo oficial (el que marca el reloj),

LL la longitud del lugar, LH la longitud del origen del huso horario y

AO el adelanto oficial

(Ecuación 4.4)

En Europa el adelanto oficial es normalmente de una hora en invierno y otoño y de dos horas en primavera y verano. En la expresión anterior ω , LL y LH se expresan en grados y TO y AO en horas.

Hay que aclarar que en las ecuaciones 4.1 y 4.4 se considera la velocidad angular de la Tierra constante, esto supone una precisión de 1° , suficiente para las aplicaciones que se tratan en el ámbito fotovoltaico. También debemos aclarar que todas ecuaciones detalladas, hacen referencia a un año de 356 días, aunque sabemos que realmente no es así, si no que la duración de un año es de 365 días, 5 horas, 48 minutos y 46 segundos. Esto se compensa añadiendo un día al año cada cuatro años, lo que se conoce como año bisiesto.

Las ecuaciones 4.2 y 4.3 expresan las coordenadas angulares del Sol relativas a una superficie horizontal, pero para la mayoría de aplicaciones es necesario conocer su posición respecto a los módulos fotovoltaicos (Ilustración 4.4), la cual se define mediante la inclinación β (ángulo respecto al plano horizontal) y la orientación α (el azimut de su normal) de los mismos.

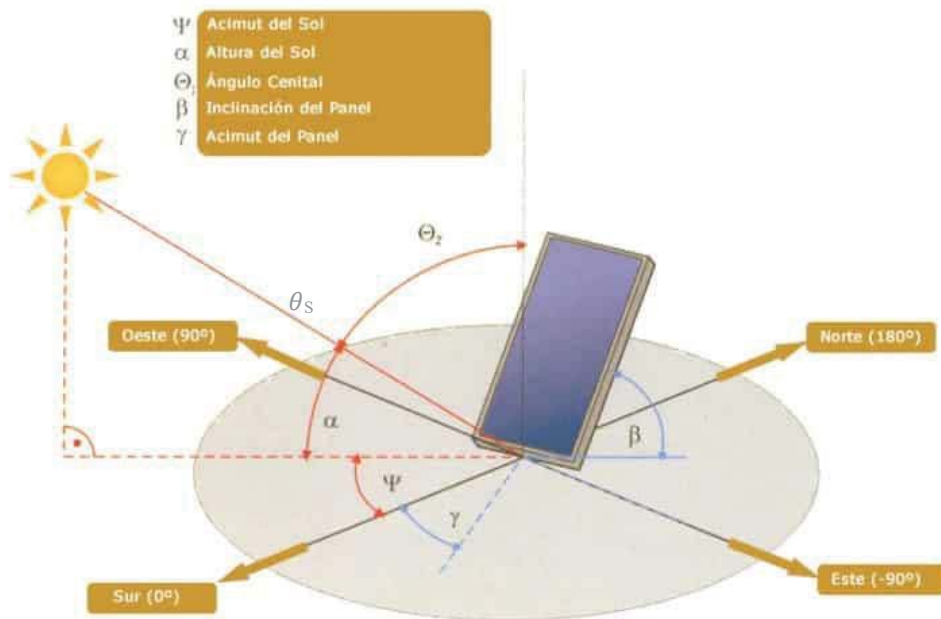


Ilustración 4.4 Posición de un módulo fotovoltaico.

El ángulo de incidencia (θ_s) de la radiación solar sobre el módulo fotovoltaico viene dado por la ecuación:

$$\cos \theta_s = \sin \delta \sin \phi \cos \beta - [\text{sign}(\phi)] \sin \delta \cos \phi \sin \beta \cos \alpha + \cos \delta \cos \phi \cos \beta \cos \omega + [\text{sign}(\phi)] \cos \delta \sin \phi \sin \beta \cos \alpha \cos \omega + \cos \delta \sin \alpha \sin \omega \sin \beta$$

(Ecuación 4.5)

Esta expresión resulta cómoda de utilizar ya que para los sistemas orientados hacia el Sur en el hemisferio norte y hacia el Norte en el hemisferio sur, se simplifica a lo siguiente:

$$\cos \theta_s = \sin \delta \sin(\phi - \beta) + \cos \delta \cos(\phi - \beta) \cos \omega$$

(Ecuación 4.6)

4.3 Componentes de la radiación solar

La radiación total procedente del sol y que incide sobre la superficie de la Tierra está formada por tres componentes (Ilustración 4.5):

- ✚ Radiación directa (B): La que llega a la Tierra directamente del Sol en línea recta.
- ✚ Radiación Difusa (D): La originada por los rayos no directos y la dispersión de los componentes de la atmosfera, incluidas las nubes, en la dirección del receptor.
- ✚ Radiación Reflejada (R): La radiación incidente en la superficie procedente de la reflejada en el suelo. El cociente entre la radiación reflejada y la incidente en la superficie de la Tierra se denomina albedo.

La radiación Global (G) o total, que llega a una determinada superficie se expresa como la suma de las tres componentes de la radiación.

$$G = B + D + R$$

(Ecuación 4.7)

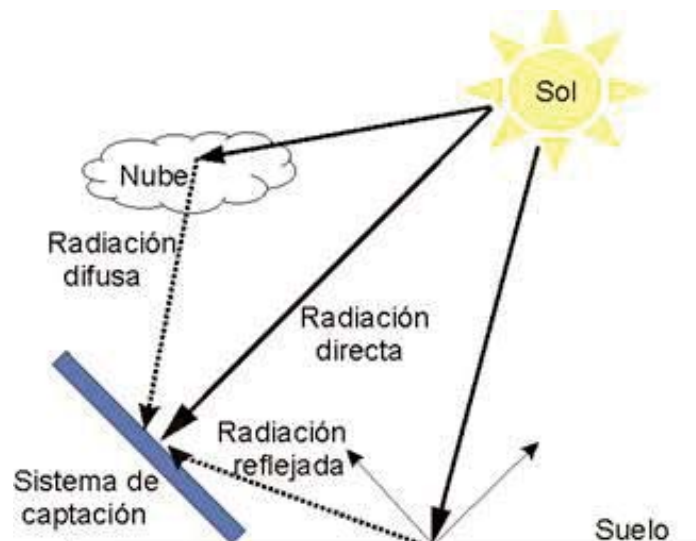


Ilustración 4.5 Componentes de la radiación solar.

El termino radiación, se emplea en sentido genérico. Para distinguir entre potencia y energía se utilizan otros términos. La irradiancia es la densidad de potencia incidente en una superficie y se mide en W/m^2 . Se llama irradiación a la densidad de energía incidente a lo largo de un cierto tiempo, midiéndose en Wh/m^2 .

4.4 Modelo teórico

Estimar la radiación solar sobre una superficie inclinada, utilizando como datos de partida la radiación solar sobre plano horizontal presenta el problema de tener que descomponer la radiación global en las dos componentes directa y difusa (en superficie horizontal) y calcular cada una de las componentes sobre la superficie inclinada. Una vez hecho esto bastará con sumarlas para obtener la radiación global sobre superficie inclinada.

En los cálculos desestimaremos la radiación del albedo ya que depende mucho del entorno en el que se encuentre el sistema y sus valores no son significativos.

Por lo mencionado, lo más lógico para calcular la irradiancia global incidente sobre una superficie inclinada $G(\beta, \alpha)$, seria calcular primero la irradiancia directa $B(\beta, \alpha)$ y la irradiancia difusa $D(\beta, \alpha)$ incidentes en superficie inclinada y posteriormente sumarlas.

$$G(\beta, \alpha) = B(\beta, \alpha) + D(\beta, \alpha)$$

(Ecuación 4.8)

4.4.1 Estimación de la irradiancia directa en superficie inclinada a partir de la irradiancia directa en plano horizontal

Tras unas consideraciones geométricas, se llega a la ecuación 4.9.

$$B(\beta, \alpha) = B(n) \max(0, \cos \theta_s)$$

(Ecuación 4.9)

donde $B(n)$ es la irradiancia directa incidente sobre una superficie normal a los rayos del Sol

y $\cos \theta_s$ es el ángulo de incidencia dado por la ecuación 4.6.

Es usual obtener $B(n)$ del correspondiente valor sobre superficie horizontal según la ecuación 4.10.

$$B(n) = B(0) / \cos \theta_{zs}$$

(Ecuación 4.10)

Es conveniente indicar que cuando los rayos del Sol inciden en la parte posterior de los módulos fotovoltaicos, $\cos \theta_s < 0$ y $B(\beta, \alpha) = 0$. De este modo, el factor $\max(0, \cos \theta_s)$ de la ecuación 4.9 muestra el hecho de que la irradiancia incidente en la parte posterior de los módulos fotovoltaicos no se usa.

4.4.2 Estimación de la irradiancia difusa en superficie inclinada a partir de la irradiancia difusa en plano horizontal

Podemos considerar el cielo como compuesto de elementos de ángulo sólido de los que emana radiancia difusa, $L(\theta_z, \varphi)$, hacia la superficie horizontal. Entendemos como radiancia al flujo de potencia por unidad de ángulo sólido que atraviesa una superficie normal a la dirección de la radiación y se expresa en $W/(m^2 \cdot sr)$.

Por lo tanto, la radiancia sobre una superficie resulta de integrar en todo el cielo cada una de las aportaciones de todos los elementos de ángulo sólido.

$$\int L(\theta_z, \varphi) \cos \theta_z d\Omega$$

(Ecuación 4.11)

Con un razonamiento similar, la irradiancia sobre una superficie inclinada será:

$$\int L(\theta_z, \varphi) \cos \theta'_z d\Omega$$

(Ecuación 4.12)

θ'_z es el ángulo de incidencia desde el elemento de ángulo sólido hasta el módulo fotovoltaico (superficie inclinada). La integral estaría definida para la parte del cielo que el módulo fotovoltaico alcanza a ver.

Llegar a una solución aceptable con estas ecuaciones es complicado ya que la radiancia depende, entre otros parámetros, de la forma, brillo y posición de las nubes y estos no son constantes.

Se han realizado estudios experimentales [3] de los cuales podemos destacar algunas ideas en lo que a irradiancia difusa se refiere.

La primera de ellas es que, con cielos despejados, las radiancias máximas se dan en las cercanías del Sol y en el horizonte mientras que las mínimas se dan en un círculo cuya dirección forma un ángulo de 90° con la del Sol. El aumento de irradiancia observable en el horizonte se debe al albedo de la tierra. Con nubes densas y no transparentes, la dependencia azimutal de la radiación difusa es poco importante y aumenta muy ligeramente desde el horizonte hacia el cenit. Al intensificarse la transparencia de las nubes, la zona de radiancia máxima se acerca a la dirección del Sol.

A partir de estas ideas, se pueden elaborar varios modelos para el cálculo de la irradiancia difusa en superficie inclinada.

El primer modelo y más simple se elabora a partir de suponer que la irradiancia es isotrópica, es decir, que todos y cada uno de los puntos del cielo emiten con la misma intensidad. Esto supondría que en las ecuaciones 4.11 y 4.12, $L(\theta_z, \varphi) = cte$. De este modo la solución de la integral nos lleva a la siguiente ecuación:

$$D(\beta, \alpha) = D(0)(1 + \cos \beta)/2$$

(Ecuación 4.13)

Otro modelo sería el resultante de suponer que toda la radiación difusa es circunsolar, es decir, que toda procede directamente del Sol y, por tanto, se trata de la misma forma que la radiación directa.

$$D(\beta, \alpha) = [D(0)/\cos \theta_{zs}] \max(0, \cos \theta_s)$$

(Ecuación 4.14)

Por último, el modelo anisotrópico propuesto por Hay y Davis [4], propone considerar la radiación difusa como resultado de un componente isotrópico y otro circunsolar, ponderados de acuerdo al índice de anisotropía k_1 .

$$k_1 = B(0)/B_0(0) = B/(B_0 \varepsilon_0)$$

(Ecuación 4.15)

La solución de la ecuación 4.12 será:

$$D(\beta, \alpha) = D_I(\beta, \alpha) + D_C(\beta, \alpha)$$

(Ecuación 4.16)

donde:

$$D_I(\beta, \alpha) = D(0)(1 - k_1)(1 + \cos \beta)/2$$

(Ecuación 4.17)

$$D_C(\beta, \alpha) = [D(0)k_1 / \cos \theta_{zs}] \max(0, \cos \theta_s)$$

(Ecuación 4.18)

Las ecuaciones 4.17 y 4.18 reflejan los componentes isotrópico y circunsolar respectivamente. k_1 se puede entender como una medida de la transparencia atmosférica para la radiación directa (para cielo cubierto totalmente $\rightarrow k_1=0$).

4.5 Modelo experimental. Aplicación a las instalaciones de Jaén y Cádiz

A continuación, aplicaremos el modelo teórico para el cálculo de la irradiancia en superficie inclinada para las ubicaciones en las que se encuentran las dos plantas fotovoltaicas objeto de estudio (Jaén y Cádiz). Se mostrarán Ilustraciones con los cálculos a modo de ejemplo, pero para obtener más detalle se podrán consultar los archivos adjuntos en formato digital de los cálculos realizados en Excel.

El procedimiento a seguir será el siguiente:

- 1) El primer paso (Ilustración 4.6) es calcular la declinación solar (δ) y el ángulo solar (ω), ambos expresados en radianes para después, con estos dos parámetros poder calcular el ángulo de incidencia ($\cos \theta_s$) y la distancia cenital ($\cos \theta_{zs}$).

$23,45 \cdot \sin((2\pi/365) \cdot A2 + 284)$

$15 \cdot (\text{HORA}(C2) - 12) \cdot \pi/180$

día (1-365)	Fecha	Periodo Horario	declinación (°)	declinación (rad)	ángulo horario (rad)
1	01/01/2017	0:00	-23,012	-0,402	-3,142
1	01/01/2017	1:00	-23,012	-0,402	-2,880
1	01/01/2017	2:00	-23,012	-0,402	-2,618
1	01/01/2017	3:00	-23,012	-0,402	-2,356
1	01/01/2017	4:00	-23,012	-0,402	-2,094
1	01/01/2017	5:00	-23,012	-0,402	-1,833
1	01/01/2017	6:00	-23,012	-0,402	-1,571
1	01/01/2017	7:00	-23,012	-0,402	-1,309
1	01/01/2017	8:00	-23,012	-0,402	-1,047
1	01/01/2017	9:00	-23,012	-0,402	-0,785
1	01/01/2017	10:00	-23,012	-0,402	-0,524
1	01/01/2017	11:00	-23,012	-0,402	-0,262
1	01/01/2017	12:00	-23,012	-0,402	0,000
1	01/01/2017	13:00	-23,012	-0,402	0,262
1	01/01/2017	14:00	-23,012	-0,402	0,524
1	01/01/2017	15:00	-23,012	-0,402	0,785
1	01/01/2017	16:00	-23,012	-0,402	1,047
1	01/01/2017	17:00	-23,012	-0,402	1,309
1	01/01/2017	18:00	-23,012	-0,402	1,571
1	01/01/2017	19:00	-23,012	-0,402	1,833
1	01/01/2017	20:00	-23,012	-0,402	2,094
1	01/01/2017	21:00	-23,012	-0,402	2,356
1	01/01/2017	22:00	-23,012	-0,402	2,618
1	01/01/2017	23:00	-23,012	-0,402	2,880

Ilustración 4.6 Ejemplo para el cálculo de la declinación solar y del ángulo horario para el día 1 de enero de 2017.

- 2) El siguiente paso (Ilustraciones 4.7 y 4.8) será calcular el ángulo de incidencia ($\cos \theta_s$) y la distancia cenital ($\cos \theta_{zs}$), para con estos parámetros poder calcular $B(\beta, \alpha)$ y $D(\beta, \alpha)$ y con ellas $G(\beta, \alpha)$. Para este fin se emplearán las ecuaciones 4.2 y 4.6.

$$\sin \delta \cdot \sin(\phi - \beta) + (\cos \delta \cdot \cos(\phi - \beta) \cdot \cos \omega)$$

sen(E2) · sen(\$AB\$3-\$AF\$3) + (cos(E2) · cos(\$AB\$3-\$AF\$3) · cos(F2))

día (1-365)	Fecha	Periodo Horario	declinación (°)	declinación (rad)	ángulo horario (rad)	COS(θ_s) (rad)	COS(θ_{zs}) (rad)
1	01/01/2017	0:00	-23,012	-0,402	-3,142	-0,996	-0,967
1	01/01/2017	1:00	-23,012	-0,402	-2,880	-0,966	-0,942
1	01/01/2017	2:00	-23,012	-0,402	-2,618	-0,878	-0,870
1	01/01/2017	3:00	-23,012	-0,402	-2,356	-0,739	-0,754
1	01/01/2017	4:00	-23,012	-0,402	-2,094	-0,558	-0,603
1	01/01/2017	5:00	-23,012	-0,402	-1,833	-0,346	-0,428
1	01/01/2017	6:00	-23,012	-0,402	-1,571	-0,119	-0,239
1	01/01/2017	7:00	-23,012	-0,402	-1,309	0,108	-0,051
1	01/01/2017	8:00	-23,012	-0,402	-1,047	0,319	0,124
1	01/01/2017	9:00	-23,012	-0,402	-0,785	0,500	0,275
1	01/01/2017	10:00	-23,012	-0,402	-0,524	0,640	0,391
1	01/01/2017	11:00	-23,012	-0,402	-0,262	0,727	0,463
1	01/01/2017	12:00	-23,012	-0,402	0,000	0,757	0,488
1	01/01/2017	13:00	-23,012	-0,402	0,262	0,727	0,463
1	01/01/2017	14:00	-23,012	-0,402	0,524	0,640	0,391
1	01/01/2017	15:00	-23,012	-0,402	0,785	0,500	0,275
1	01/01/2017	16:00	-23,012	-0,402	1,047	0,319	0,124
1	01/01/2017	17:00	-23,012	-0,402	1,309	0,108	-0,051
1	01/01/2017	18:00	-23,012	-0,402	1,571	-0,119	-0,239
1	01/01/2017	19:00	-23,012	-0,402	1,833	-0,346	-0,428
1	01/01/2017	20:00	-23,012	-0,402	2,094	-0,558	-0,603
1	01/01/2017	21:00	-23,012	-0,402	2,356	-0,739	-0,754
1	01/01/2017	22:00	-23,012	-0,402	2,618	-0,878	-0,870
1	01/01/2017	23:00	-23,012	-0,402	2,880	-0,966	-0,942

Ilustración 4.7 Ejemplo para el cálculo del ángulo de incidencia para el día 1 de enero de 2017.

$$\sin \delta \quad \sin \varnothing \quad \cos \delta \quad \cos \varnothing \quad \cos \omega$$

$$\sin(E2) \cdot \sin(\$AB\$3) + \cos(E2) \cdot \cos(\$AB\$3) \cdot \cos(F2)$$

día (1-365)	Fecha	Periodo Horario	declinación (°)	declinación (rad)	ángulo horario (rad)	COS(θs) (rad)	COS(θzs) (rad)
1	01/01/2017	0:00	-23,012	-0,402	-3,142	-0,996	-0,967
1	01/01/2017	1:00	-23,012	-0,402	-2,880	-0,966	-0,942
1	01/01/2017	2:00	-23,012	-0,402	-2,618	-0,878	-0,870
1	01/01/2017	3:00	-23,012	-0,402	-2,356	-0,739	-0,754
1	01/01/2017	4:00	-23,012	-0,402	-2,094	-0,558	-0,603
1	01/01/2017	5:00	-23,012	-0,402	-1,833	-0,346	-0,428
1	01/01/2017	6:00	-23,012	-0,402	-1,571	-0,119	-0,239
1	01/01/2017	7:00	-23,012	-0,402	-1,309	0,108	-0,051
1	01/01/2017	8:00	-23,012	-0,402	-1,047	0,319	0,124
1	01/01/2017	9:00	-23,012	-0,402	-0,785	0,500	0,275
1	01/01/2017	10:00	-23,012	-0,402	-0,524	0,640	0,391
1	01/01/2017	11:00	-23,012	-0,402	-0,262	0,727	0,463
1	01/01/2017	12:00	-23,012	-0,402	0,000	0,757	0,488
1	01/01/2017	13:00	-23,012	-0,402	0,262	0,727	0,463
1	01/01/2017	14:00	-23,012	-0,402	0,524	0,640	0,391
1	01/01/2017	15:00	-23,012	-0,402	0,785	0,500	0,275
1	01/01/2017	16:00	-23,012	-0,402	1,047	0,319	0,124
1	01/01/2017	17:00	-23,012	-0,402	1,309	0,108	-0,051
1	01/01/2017	18:00	-23,012	-0,402	1,571	-0,119	-0,239
1	01/01/2017	19:00	-23,012	-0,402	1,833	-0,346	-0,428
1	01/01/2017	20:00	-23,012	-0,402	2,094	-0,558	-0,603
1	01/01/2017	21:00	-23,012	-0,402	2,356	-0,739	-0,754
1	01/01/2017	22:00	-23,012	-0,402	2,618	-0,878	-0,870
1	01/01/2017	23:00	-23,012	-0,402	2,880	-0,966	-0,942

Ilustración 4.8 Ejemplo para el cálculo de la distancia cenital para el día 1 de enero de 2017.

- 3) El 3^{er} paso y definitivo (Ilustraciones 4.8 y 4.9), es hacer uso de las ecuaciones 4.8, 4.9 y 4.13 para el cálculo de $B(\beta, \alpha)$, $D(\beta, \alpha)$ y $G(\beta, \alpha)$.

$B(0) \cos \theta_{zs} \cos \theta_s$

$I_2 / H_2 \cdot \max.(0; G_2)$

$\cos(\theta_s)$ (rad)	$\cos(\theta_{zs})$ (rad)	Directa horiz. (W/m ²)	Difusa horiz. (W/m ²)	Global horiz. (W/m ²)	Directa incli. (W/m ²)
-0,996	-0,967	0	0	0	0,000
-0,966	-0,942	0	0	0	0,000
-0,878	-0,870	0	0	0	0,000
-0,739	-0,754	0	0	0	0,000
-0,558	-0,603	0	0	0	0,000
-0,346	-0,428	0	0	0	0,000
-0,119	-0,239	0	0	0	0,000
0,108	-0,051	3,7861	4,7397	8,5258	-7,967
0,319	0,124	86,9584	41,1119	128,0703	223,026
0,500	0,275	215,0838	66,999	282,0828	391,373
0,640	0,391	336,3985	75,5616	411,9601	550,897
0,727	0,463	408,3466	80,9953	489,3419	640,989
0,757	0,488	420,1201	84,3535	504,4736	651,682
0,727	0,463	371,0631	86,0637	457,1268	582,465
0,640	0,391	272,2421	81,7642	354,0063	445,832
0,500	0,275	146,1181	65,4767	211,5948	265,881
0,319	0,124	32,1388	30,9196	63,0584	82,428
0,108	-0,051	0	0,0394	0,0394	0,000
-0,119	-0,239	0	0	0	0,000
-0,346	-0,428	0	0	0	0,000
-0,558	-0,603	0	0	0	0,000
-0,739	-0,754	0	0	0	0,000
-0,878	-0,870	0	0	0	0,000
-0,966	-0,942	0	0	0	0,000

Ilustración 4.9 Ejemplo para el cálculo de $B(\beta, \alpha)$ para el día 1 de enero de 2017.

$$D(0) \cos \beta$$

$$0,5 \cdot J_9 \cdot (1 + (\cos(\$AF\$3)))$$

COS(θs) (rad)	COS(θzs) (rad)	Directa horiz. (W/m2)	Difusa horiz. (W/m2)	Global horiz. (W/m2)	Directa incli. (W/m2)	Difusa incli. (W/m2)	Global incli. (W/m2)
-0,996	-0,967	0	0	0	0,000	0,000	0,000
-0,966	-0,942	0	0	0	0,000	0,000	0,000
-0,878	-0,870	0	0	0	0,000	0,000	0,000
-0,739	-0,754	0	0	0	0,000	0,000	0,000
-0,558	-0,603	0	0	0	0,000	0,000	0,000
-0,346	-0,428	0	0	0	0,000	0,000	0,000
-0,119	-0,239	0	0	0	0,000	0,000	0,000
0,108	-0,051	3,7861	4,7397	8,5258	-7,967	4,597	4,597
0,319	0,124	86,9584	41,1119	128,0703	223,026	39,873	262,898
0,500	0,275	215,0838	66,999	282,0828	391,373	64,979	456,353
0,640	0,391	336,3985	75,5616	411,9601	550,897	73,284	624,181
0,727	0,463	408,3466	80,9953	489,3419	640,989	78,554	719,543
0,757	0,488	420,1201	84,3535	504,4736	651,682	81,811	733,493
0,727	0,463	371,0631	86,0637	457,1268	582,465	83,470	665,934
0,640	0,391	272,2421	81,7642	354,0063	445,832	79,300	525,132
0,500	0,275	146,1181	65,4767	211,5948	265,881	63,503	329,384
0,319	0,124	32,1388	30,9196	63,0584	82,428	29,988	112,415
0,108	-0,051	0	0,0394	0,0394	0,000	0,038	0,038
-0,119	-0,239	0	0	0	0,000	0,000	0,000
-0,346	-0,428	0	0	0	0,000	0,000	0,000
-0,558	-0,603	0	0	0	0,000	0,000	0,000
-0,739	-0,754	0	0	0	0,000	0,000	0,000
-0,878	-0,870	0	0	0	0,000	0,000	0,000
-0,966	-0,942	0	0	0	0,000	0,000	0,000

Ilustración 4.9 Ejemplo para el cálculo de $D(\beta, \alpha)$ para el día 1 de enero de 2017.

En la Ilustración 4.9 podemos observar que el modelo isotrópico ha sido el escogido para estimar la Irradiancia difusa en superficie inclinada, siendo el motivo muy sencillo. Se ha comprobado que la variación no es significativa utilizando cualquiera de los tres modelos (isotrópico, circunsolar o anisotrópico) y dado que es el más simple se ha optado por él.

Estas ecuaciones empiezan a ser menos fiables cuando se modifica la orientación de los módulos fotovoltaicos, es decir, cuando variamos el azimut.

Para el cálculo de $G(\beta, \alpha)$ basta con sumar $B(\beta, \alpha)$ y $D(\beta, \alpha)$.

Solamente se han mostrado datos de la planta fotovoltaica ubicada en Jaén y no de la planta ubicada en Cádiz ya que el procedimiento es exactamente el mismo sea donde fuere la ubicación de nuestro sistema

4.5.1 Comprobación del modelo para el cálculo de la irradiancia en plano inclinado

Una vez enunciadas todas las ecuaciones pertinentes y tras haber realizado los cálculos explicados previamente, debemos comprobar que estas ecuaciones son correctas y que proporcionan resultados válidos. Para comprobar que estos modelos, efectivamente, son correctos, lo que hemos hecho ha sido lo siguiente.

Como comentamos al principio de este trabajo, PVGIS ofrece la ventaja de poder estimar directamente la irradiancia global en superficie inclinada $G(\beta, \alpha)$, a parte de sus componentes, por lo que vamos a aprovecharla y comparar los resultados que ofrece nuestro modelo a partir de los datos de irradiancia es superficie horizontal $G(0)$ proporcionados por Copernicus con los datos de PVGIS.

Concluiremos que nuestro modelo es aceptable si el error relativo entre las irradiancias en superficie inclinada $G(\beta, \alpha)$ de Copernicus y de PVGIS no supera el 10%.

Las validaciones se han realizado tanto para Jaén como para Cádiz.

4.5.1.1 Comparación de los datos de Irradiancia entre PVGIS y Copernicus

Hemos escogido 15 días aleatorios de un año aleatorio (2014) para hacer la comparación. En el archivo adjunto en formato digital, podemos ver como la mayoría de las horas de cada día el error relativo no supera el 4%-5% exceptuando algunas horas.

También vemos que hay algunos días excepcionales en los que el error relativo es incluso superior al 200%. Es obvio que en esas horas ocurre algo extraño, y efectivamente así es, ocurre lo siguiente:

El ángulo de salida del Sol al amanecer (ω_s) se puede calcular sin más que considerar que la elevación del Sol es nula en ese momento o, lo que es lo mismo, haciendo $\theta_{zs} = 90^\circ$ en la ecuación 4.2, por lo que: $\cos \theta_{zs} = 0$.

También indicar que la ecuación 4.3 es indeterminada para $\gamma_s = \pi/2$ y para $\phi = \pi/2$. En el primer caso, el Sol está en la vertical (el valor del azimut no tiene significación alguna) y en el segundo caso, la posición del Sol está determinada por $\gamma_s = \delta$ y $\phi_s = \omega$

A modo de ejemplo mostramos en la Ilustración 4.10 el procedimiento para el primer día:

día (1-365)	Fecha	Periodo horario	declinación (°)	declinación (rad)	ángulo horario (rad)	COS(θs) (rad)	COS(θzs) (rad)	Enero						Error relativo	
								Datos de Irradiancia (PVGIS)			Datos de Irradiancia (MODELO)				Irradiancia en el plano inclinado (PVGIS)
								Directa horiz. (W/m2)	Difusa horiz. (W/m2)	Global horiz. (W/m2)	Directa incli. (W/m2)	Difusa incli. (W/m2)	Global incli. (W/m2)		
1	01/01/2014	0:00	-23,012	-0,402	-3,142	-0,996	-0,967	0	0	0	0	0	0	0	0%
1	01/01/2014	1:00	-23,012	-0,402	-2,880	-0,966	-0,942	0	0	0	0	0	0	0	0%
1	01/01/2014	2:00	-23,012	-0,402	-2,618	-0,878	-0,870	0	0	0	0	0	0	0	0%
1	01/01/2014	3:00	-23,012	-0,402	-2,356	-0,739	-0,754	0	0	0	0	0	0	0	0%
1	01/01/2014	4:00	-23,012	-0,402	-2,094	-0,558	-0,603	0	0	0	0	0	0	0	0%
1	01/01/2014	5:00	-23,012	-0,402	-1,833	-0,346	-0,428	0	0	0	0	0	0	0	0%
1	01/01/2014	6:00	-23,012	-0,402	-1,571	-0,119	-0,239	0	0	0	0	0	0	0	0%
1	01/01/2014	7:00	-23,012	-0,402	-1,309	0,108	-0,051	0	20,25	20,25	0	19,63938779	19,63938779	19,35	1%
1	01/01/2014	8:00	-23,012	-0,402	-1,047	0,319	0,124	0	44,55	44,55	0	43,20665313	43,20665313	43,47	1%
1	01/01/2014	9:00	-23,012	-0,402	-0,785	0,500	0,275	1,35	118,45	119,8	2,456502959	114,8782955	117,3347984	118,11	1%
1	01/01/2014	10:00	-23,012	-0,402	-0,524	0,640	0,391	0,85	147,05	147,9	1,391987142	142,6158999	144,0078871	144,96	1%
1	01/01/2014	11:00	-23,012	-0,402	-0,262	0,727	0,463	0,5	157,55	158,05	0,784859342	153,5841455	154,57	154,57	1%
1	01/01/2014	12:00	-23,012	-0,402	0,000	0,757	0,488	8,95	200,9	209,85	13,88306332	194,8421238	208,7251871	211,72	1%
1	01/01/2014	13:00	-23,012	-0,402	0,262	0,727	0,463	20,51	192,75	213,26	32,19493019	186,9378763	219,1320065	225,59	3%
1	01/01/2014	14:00	-23,012	-0,402	0,524	0,640	0,391	0	56,55	56,55	0	54,84480885	54,84480885	55,17	1%
1	01/01/2014	15:00	-23,012	-0,402	0,785	0,500	0,275	0	5,6	5,6	0	5,431139338	5,431139338	5,35	1%
1	01/01/2014	16:00	-23,012	-0,402	1,047	0,319	0,124	0	4,35	4,35	0	4,21883145	4,21883145	4,16	1%
1	01/01/2014	17:00	-23,012	-0,402	1,309	0,108	-0,051	0	0	0	0	0	0	0	0%
1	01/01/2014	18:00	-23,012	-0,402	1,571	-0,119	-0,239	0	0	0	0	0	0	0	0%
1	01/01/2014	19:00	-23,012	-0,402	1,833	-0,346	-0,428	0	0	0	0	0	0	0	0%
1	01/01/2014	20:00	-23,012	-0,402	2,094	-0,558	-0,603	0	0	0	0	0	0	0	0%
1	01/01/2014	21:00	-23,012	-0,402	2,356	-0,739	-0,754	0	0	0	0	0	0	0	0%
1	01/01/2014	22:00	-23,012	-0,402	2,618	-0,878	-0,870	0	0	0	0	0	0	0	0%
1	01/01/2014	23:00	-23,012	-0,402	2,880	-0,966	-0,942	0	0	0	0	0	0	0	0%

Ilustración 4.10 Ejemplo de la validación del modelo para estimar la irradiancia en superficie inclinada PVGIS vs Copernicus para el 1 de enero de 2014.

Otra comparación que se ha realizado para poder validar el modelo ha sido comparar cada componente de la irradiancia ($B(\beta, \alpha)$ y $D(\beta, \alpha)$) entre PVGIS y Copernicus para ver que error existe solamente en los datos, sin realizar ningún cálculo. Y para comparar $G(\beta, \alpha)$ entre PVGIS y Copernicus lo que se ha hecho es calcular también en PVGIS $G(\beta, \alpha)$ a partir de $G(0) = B(0) + D(0)$.

Para esta comparación hemos usado el Año meteorológico Típico (TMY) que ya se explicó lo que era en capítulos previos. El TMY proporcionado por PVGIS es el mostrado en la Tabla 4.1. En la comparación obviamente hemos cogido para cada mes el mismo año que indica el TMY, es decir, si PVGIS selecciona para el mes de enero el año 2013, pues se compara con los datos de enero de 2013 de Copernicus, y de la misma manera para el resto de meses.

Mes	Año seleccionado
Enero	2013
Febrero	2014
Marzo	2014
Abril	2012
Mayo	2010
Junio	2007
Julio	2007
Agosto	2014
Septiembre	2015
Octubre	2012
Noviembre	2010
Diciembre	2015

Tabla 4.1 Año Meteorológico Típico.

Se han elaborado dos tablas independientes para el cálculo de $G(\beta, \alpha)$ a partir de $G(0) = B(0) + D(0)$ para los datos proporcionados por PVGIS y los proporcionados por Copernicus tal y como vemos en la Ilustración 4.11.

En la Tabla 4.2, se compara la irradiancia global que ofrece Copernicus con la que ofrece PVGIS.

COPERNICUS			PVGis			COPERNICUS			PVGis		
Directa horiz. (W/m ²)	Difusa horiz. (W/m ²)	Global horiz. (W/m ²)	Directa horiz. (W/m ²)	Difusa horiz. (W/m ²)	Global horiz. (W/m ²)	Directa incl. (W/m ²)	Difusa incl. (W/m ²)	Global incl. (W/m ²)	Directa incl. (W/m ²)	Difusa incl. (W/m ²)	Global incl. (W/m ²)
0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0	1,7506	1,7506	0	0	0	0,00	1,70	1,70	0,00	0,00	0,00
0,5625	44,6597	45,2222	10	39	49	1,44	43,31	44,76	25,65	37,82	63,47
3,6466	84,0245	87,6711	18	116	134	6,64	81,49	88,13	32,75	112,50	145,26
26,2439	146,8482	173,0921	0	115	115	42,98	142,42	185,40	0,00	111,53	111,53
46,7496	193,8098	240,5594	69	230	299	73,38	187,97	261,35	108,31	223,06	331,38
14,6702	171,1355	185,8057	1	174	175	22,76	165,98	188,73	1,55	168,75	170,30
8,736	123,2095	131,9455	0	74	74	13,71	119,49	133,21	0,00	71,77	71,77
4,6425	92,5195	97,162	0	55	55	7,60	89,73	97,33	0,00	53,34	53,34
62,7193	85,4565	148,1758	0	65	65	114,13	82,88	197,01	0,00	63,04	63,04
35,3853	31,2381	66,6234	0	54	54	90,75	30,30	121,05	0,00	52,37	52,37
0	0,0413	0,0413	0	0	0	0,00	0,04	0,04	0,00	0,00	0,00
0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Ilustración 4.11 Ejemplo del cálculo de $B(\beta, \alpha)$, $D(\beta, \alpha)$ y $G(\beta, \alpha)$ a partir de $B(0)$, $D(0)$ y $G(0)$ para el 1 de enero del Año Meteorológico Típico.

	Irradiancia Global en superficie inclinada [kW/m ²]		
	Copernicus	PVGIS	Error relativo
Enero	105,12	98,55	6%
Febrero	101,53	95,63	6%
Marzo	175,95	168,68	4%
Abril	165,71	158,68	4%
Mayo	223,52	218,17	2%
Junio	229,37	231,56	1%
Julio	249,60	253,95	2%
Agosto	239,47	241,21	1%
Septiembre	184,54	183,21	1%
Octubre	146,22	147,83	1%
Noviembre	97,66	96,48	1%
Diciembre	104,63	113,04	8%

Tabla 4.2 Comparación entre PVGIS y Copernicus de $G(\beta, \alpha)$.

Tal y como observamos en la Tabla simplemente en el muestreo de datos entre una herramienta y otra ya hay variaciones, aunque no son demasiado significativas. Las variaciones más grandes se producen en la irradiancia difusa llegando a alcanzar un error relativo de hasta el 57% para junio, pero esta variación se elimina cuando consideramos la irradiancia global que al final es la que nos interesa para nuestro sistema.

También podemos concluir que la importancia de la variación en la primera comparación que hicimos entre el modelo y los datos directamente ofrecidos por PVGIS cobran ahora todavía menos importancia después de lo comprobado en este punto.

4.6 Nomenclatura y simbología.

4.6.1 Nomenclatura

AO: Adelanto horario oficial.

B: Irradiancia directa [W/m^2].

B(n): Irradiancia sobre superficie perpendicular al Sol [W/m^2].

B (0): Irradiancia directa sobre superficie horizontal [W/m^2].

B (β, α): Irradiancia directa sobre superficie inclinada [W/m^2].

B₀: Constante solar [$1367 \text{ W}/\text{m}^2$].

d_n: Número de orden de un día dentro del año [1 para el 1 de enero y 365 para el 31 de diciembre].

D: Irradiancia difusa [W/m^2].

D(n): Irradiancia difusa sobre superficie perpendicular al Sol [W/m^2].

D (0): Irradiancia difusa directa sobre superficie horizontal [W/m^2].

D (β, α): Irradiancia difusa sobre superficie inclinada [W/m^2].

G: Irradiancia global [W/m^2].

G(n): Irradiancia global sobre superficie perpendicular al Sol [W/m^2].

G (0): Irradiancia global directa sobre superficie horizontal [W/m^2].

G (β, α): Irradiancia global sobre superficie inclinada [W/m^2].

k_I: Constante de modulación de la radiación difusa o índices de anisotropía.

L (θ_z, φ): Radiancia difusa de un punto de la esfera celeste.

LH: Longitud del origen de un huso horario.

LL: Longitud de un lugar.

TO: Tiempo oficial.

4.6.2 Simbología

δ : Declinación solar.

$\varnothing$: Latitud.

φ_s : Azimut del Sol.

ω : Ángulo solar.

ω_s : Ángulo de la salida del Sol al amanecer.

θ_s : Ángulo de incidencia.

θ_{zs} : Distancia cenital del Sol.

β : Inclinación de los módulos fotovoltaicos respecto a la horizontal.

α : Azimut de una superficie respecto al mediodía.

ε_0 : Factor de corrección de excentricidad.

γ_s : Elevación del Sol.

Ω : Ángulo sólido.

5 MODELO DE ANÁLISIS Y EVALUACIÓN ENERGÉTICA.

5.1 Introducción

Al no disponer de un sistema de monitorización, el procedimiento que seguiremos para la evaluación energética de las distintas plantas fotovoltaicas será basarnos en el PR (Performance Ratio) que es un parámetro indicativo de la calidad de nuestro sistema ya que es un concepto que hace referencia a la eficiencia energética. Calcularemos el PR como el cociente entre el “Final Yield” y el “Reference Yield” que indican la productividad final y de referencia respectivamente.

5.2 Irradiación, Yields y Performance Ratio

Vamos a introducir estos conceptos que nos servirán para la evaluación energética de nuestro sistema.

La irradiación diaria recibida en el generador (H), es la integral de la irradiancia en la superficie del generador y se expresa en [kWh/m²día]. En nuestro caso hemos expresado la irradiación horaria, diaria y unas tablas resumen de la irradiación mensual y anual.

$$H(\beta, \alpha) = \int G(t)dt$$

(Ecuación 6.1)

La productividad de referencia o Reference Yield (Y_R), se define como la energía continua diaria teóricamente disponible que un sistema fotovoltaico puede transformar en energía eléctrica. Se calcula como el cociente entre la irradiación incidente en el plano del generador y la irradiancia en condiciones estándares de medida. Se expresa en [kWh/m²·tiempo].

$$Y_R = \frac{H_d(\beta, \alpha)}{G_{STC}}; \quad G_{STC} = 1000 \text{ kW/m}^2$$

(Ecuación 6.2)

La productividad final o Final Yield (Y_F), se define como la energía AC final producida diariamente por el sistema fotovoltaico por unidad de potencia pico instalada. Se expresa en [kWh/kWp·tiempo].

$$Y_F = \frac{E_{AC}}{P_{MAX,G,STC}}$$

(Ecuación 6.3)

Tanto la productividad de referencia como la productividad final, al igual que la irradiancia se han expresado en horas, días y dos tablas resumen para mes y año. Del mismo modo sea hecho para el Performance Ratio.

El Rendimiento global o Performance Ratio es un indicador para medir la eficiencia del sistema, es el parámetro que más se usa en la actualidad. Relaciona la energía útil generada por el sistema con aquella teóricamente disponible, indica la cantidad de energía final producida por irradiación recibida y potencia pico instalada.

Se puede definir como la relación entre la productividad final y la productividad de referencia y nos ofrece una media global del rendimiento del sistema que considera las pérdidas asociadas a los rendimientos de conversión DC/AC y de seguimiento del punto de máxima potencia del inversor y al hecho de que el rendimiento de las células solares es inferior al que indica el valor de su potencia nominal.

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} = \frac{\frac{E_{AC}}{P_{MAX,G,STC}}}{\frac{H_d(\beta, \alpha)}{G_{STC}}}$$

(Ecuación 6.4)

A modo de ejemplo mostraremos estos cálculos para un día aleatorio (Ilustración 6.1).

Directa horiz. (W/m2)	Difusa horiz. (W/m2)	Global horiz. (W/m2)	Directa incli. (W/m2)	Difusa incli. (W/m2)	Global incli. (W/m2)	EAC(KWh)	Yr (KWh/m2 día)	Yf (KWh/KWp día)	PR (%)
0	0	0	0,000	0,000	0,000	0	4,52	3,63	80%
0	0	0	0,000	0,000	0,000	0			
0	0	0	0,000	0,000	0,000	0			
0	0	0	0,000	0,000	0,000	0			
0	0	0	0,000	0,000	0,000	0			
0	0	0	0,000	0,000	0,000	0			
0	0	0	0,000	0,000	0,000	0			
0	0	0	0,000	0,000	0,000	0			
0	0	0	0,000	0,000	0,000	0			
0,2634	6,8213	7,0847	-0,554	6,616	6,061	0			
87,7203	42,0074	129,7277	224,980	40,741	265,720	7,5			
217,3436	66,8399	284,1835	395,485	64,824	460,310	197,25			
336,7821	75,3547	412,1368	551,525	73,082	624,608	546			
406,0832	81,708	487,7912	637,436	79,244	716,681	928,5			
422,0606	82,9528	505,0134	654,692	80,451	735,144	1051,5			
384,6978	78,9264	463,6242	603,867	76,546	680,414	1068			
292,5037	72,3621	364,8658	479,013	70,180	549,194	1020,75			
162,3068	60,2753	222,5821	295,339	58,458	353,796	781,5			
40,6011	28,0044	68,6055	104,131	27,160	131,291	296,25			
0	0,0364	0,0364	0,000	0,035	0,035	54,75			
0	0	0	0,000	0,000	0,000	0			
0	0	0	0,000	0,000	0,000	0			
0	0	0	0,000	0,000	0,000	0			
0	0	0	0,000	0,000	0,000	0			
0	0	0	0,000	0,000	0,000	0			
0	0	0	0,000	0,000	0,000	0			
0	0	0	0,000	0,000	0,000	0			
0	0	0	0,000	0,000	0,000	0			

Ilustración 6.1 Ejemplo del cálculo de Y_R, Y_F y PR para el día uno de enero de 2018 para la planta fotovoltaica ubicada en Jaén.

5.3 Planta fotovoltaica ubicada en Jaén (FASE I)

En este capítulo vamos a introducir los datos obtenido a modo de resumen para cada año y así poder hacer una valoración al respecto. Mostraremos los Y_R, Y_F y PR mensuales (Tabla 6.1).

Destacar que la conclusión sobre los valores aportados es prácticamente la misma en esta instalación que en las dos siguientes, por lo que salvo alguna novedad solamente se comentarán los datos en este primer caso y en los dos siguientes (Planta fotovoltaica ubicada en Jaén (FASE II) y planta fotovoltaica ubicada en Cádiz), solamente se ofrecerán los valores.

		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2012	Y _R	3,89	5,37	5,92	5,30	6,96	7,65	8,71	7,46	5,82	4,57	2,91	3,09
	Y _F	3,44	4,85	5,11	5,03	5,88	5,33	5,96	5,12	4,12	4,02	2,58	2,75
	PR (%)	88%	90%	86%	95%	84%	70%	68%	69%	71%	88%	89%	89%
2013	Y _R	3,04	4,22	3,64	5,86	6,96	7,52	8,44	7,49	5,97	5,09	4,87	3,34
	Y _F	2,90	3,80	3,65	5,15	5,68	6,10	6,05	5,56	5,05	4,27	3,53	2,80
	PR (%)	95%	90%	100%	88%	82%	81%	72%	74%	85%	84%	72%	84%
2014	Y _R	3,07	3,37	5,45	6,29	7,76	7,53	8,51	7,79	5,72	5,26	3,30	3,25
	Y _F	2,56	3,00	4,81	5,38	6,29	6,23	6,26	5,82	4,63	4,26	2,91	2,94
	PR (%)	84%	89%	88%	86%	81%	83%	74%	75%	81%	81%	88%	90%
2015	Y _R	3,73	3,82	5,53	6,19	7,69	7,51	8,39	6,94	6,05	4,13	5,26	3,39
	Y _F	3,24	3,62	4,66	5,21	5,94	5,93	5,39	4,85	5,03	3,44	3,76	2,75
	PR (%)	87%	95%	84%	84%	77%	79%	64%	70%	83%	83%	71%	81%
2016	Y _R	3,09	3,62	5,33	5,66	6,29	7,91	8,25	7,61	6,64	4,82	4,39	3,30
	Y _F	2,60	3,38	4,79	4,32	4,62	5,61	5,68	5,61	5,21	4,02	2,97	2,97
	PR (%)	84%	93%	90%	76%	73%	71%	69%	74%	78%	83%	68%	90%
2017	Y _R	4,03	3,55	5,75	6,77	7,20	7,65	7,96	6,81	6,50	5,38	4,41	3,35
	Y _F	3,35	3,07	4,56	5,33	5,88	6,01	5,82	3,20	4,36	4,32	3,52	2,71
	PR (%)	83%	87%	79%	79%	82%	79%	73%	47%	67%	80%	80%	81%
2018	Y _R	3,43	4,49	4,45	5,80	6,39	7,08	8,56	7,21	5,83	4,67	3,43	3,77
	Y _F	2,66	3,52	3,47	4,25	4,78	4,81	5,68	5,22	4,36	3,37	2,41	2,56
	PR (%)	78%	78%	78%	73%	75%	68%	66%	72%	75%	72%	70%	68%

Tabla 5.1 Valores de Y_R (kWh/m²·día), Y_F (kWh/kWp·día), y PR (%) mensuales de cada año analizado de la planta ubicada en Jaén (FASE I).

En la tabla 5.1 se muestra un resumen de la productividad de referencia, de la productividad final y del rendimiento global para todos los años desglosado para cada mes. Observamos que hay para los que el Performance Ratio supera el 90% incluso llega al 100% en el mes de marzo para el año 2013.

El Performance Ratio es muy variable con la temperatura (ambiente y de módulo), y observamos que en los meses en los que sucede esta anomalía es en meses fríos del año y para los años en los que la irradiación recibida en el plano del generador fotovoltaico ha sido elevada. Mediante este análisis podríamos decir que se podría deber a eso.

No obstante, con esta tabla podríamos hacer una ligera estimación de cómo está funcionando la planta fotovoltaica de Jaén, pero no sería certera dicha interpretación, por lo

que para poder determinar el correcto o no funcionamiento de la misma se llevará a cabo una simulación en un subcapítulo posterior.

5.4 Planta fotovoltaica ubicada en Jaén (FASE II)

		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2012	Y _R	3,89	5,37	5,92	5,30	7,08	7,65	8,43	7,46	5,82	4,57	2,91	3,09
	Y _F	3,44	4,85	5,11	5,03	5,88	5,33	5,94	5,12	4,12	4,02	2,58	2,75
	PR (%)	88%	90%	86%	95%	83%	70%	71%	69%	71%	88%	89%	89%
2013	Y _R	3,04	4,38	3,64	5,86	6,96	7,52	8,16	7,49	5,97	5,09	4,90	3,34
	Y _F	2,90	3,94	3,65	5,15	5,68	6,10	6,05	5,56	5,05	4,27	3,53	2,89
	PR (%)	95%	90%	100%	88%	82%	81%	74%	74%	85%	84%	72%	87%
2014	Y _R	3,07	3,49	5,45	6,29	7,76	7,53	8,24	7,79	5,72	5,26	3,39	3,25
	Y _F	2,56	3,11	4,81	5,38	6,29	6,23	6,26	5,82	4,63	4,26	2,91	3,00
	PR (%)	84%	89%	88%	86%	81%	83%	76%	75%	81%	81%	86%	92%
2015	Y _R	3,73	3,95	5,53	6,19	7,69	7,51	8,12	6,94	6,05	4,13	5,25	3,39
	Y _F	3,24	3,75	4,66	5,21	5,94	5,93	5,39	4,85	5,03	3,44	3,76	2,75
	PR (%)	87%	95%	84%	84%	77%	79%	66%	70%	83%	83%	72%	81%
2016	Y _R	3,09	3,62	5,33	5,66	6,58	7,91	7,98	7,61	6,64	4,82	4,39	3,30
	Y _F	2,60	3,38	4,79	4,32	4,62	5,61	5,67	5,61	5,21	4,02	2,97	2,97
	PR (%)	84%	93%	90%	76%	70%	71%	71%	74%	78%	83%	68%	90%
2017	Y _R	4,03	3,68	5,75	6,77	7,21	7,62	7,74	6,83	6,50	5,38	4,44	3,35
	Y _F	3,35	3,18	4,56	5,33	5,88	6,01	5,82	3,20	4,36	4,32	3,52	2,83
	PR (%)	83%	87%	79%	79%	82%	79%	75%	47%	67%	80%	79%	85%
2018	Y _R	3,43	4,65	4,45	5,80	6,39	7,08	8,29	7,21	5,83	4,67	3,43	3,77
	Y _F	2,66	3,64	3,47	4,25	4,78	4,81	5,68	5,22	4,35	3,37	2,41	2,66
	PR (%)	78%	78%	78%	73%	75%	68%	69%	72%	75%	72%	70%	71%

Tabla 5.2 Valores de Y_R (kWh/m²·día), Y_F (kWh/kWp·día), y PR (%) mensuales de cada año analizado de la planta ubicada en Jaén (FASE II).

Los comentarios sobre los datos que se muestran en la Tabla 5.2 serían los mismos a los de la Tabla 5.1 ya que se trata de la misma instalación y los resultados son similares.

5.5 Planta fotovoltaica ubicada en Cádiz

		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2012	Y _R	4,18	5,82	6,02	6,39	7,14	7,57	8,24	7,66	5,91	4,90	4,07	3,33
	Y _F	5,52	6,11	5,47	4,06	4,02	2,78	2,49	2,21	1,80	1,76	1,13	1,21
	PR (%)	132%	105%	91%	63%	56%	37%	30%	29%	31%	36%	28%	36%
2013	Y _R	3,72	4,88	4,53	6,75	7,26	7,73	7,72	7,37	5,89	4,99	4,72	3,51
	Y _F	2,34	3,83	3,77	5,24	5,31	4,83	4,68	3,92	3,39	3,92	3,38	2,84
	PR (%)	63%	78%	83%	78%	73%	62%	61%	53%	58%	78%	72%	81%
2014	Y _R	3,45	3,85	5,79	6,47	8,15	7,44	7,74	7,66	6,09	5,23	3,77	3,33
	Y _F	2,72	3,25	4,27	5,22	6,06	5,35	5,65	5,13	4,24	4,08	2,68	2,64
	PR (%)	79%	85%	74%	81%	74%	72%	73%	67%	70%	78%	71%	79%
2015	Y _R	3,97	4,47	5,58	6,36	7,76	7,16	8,04	6,57	6,42	4,29	4,97	3,47
	Y _F	2,85	3,35	3,87	4,41	4,90	4,78	5,24	3,50	4,21	3,45	3,61	2,49
	PR (%)	72%	75%	69%	69%	63%	67%	65%	53%	66%	80%	73%	72%
2016	Y _R	3,40	4,32	6,60	6,22	6,98	7,77	7,73	7,35	6,67	4,97	4,12	3,49
	Y _F	2,59	3,68	4,80	4,77	5,27	5,28	4,94	4,49	3,76	3,42	2,60	2,74
	PR (%)	76%	85%	73%	77%	75%	68%	64%	61%	56%	69%	63%	78%
2017	Y _R	4,28	3,31	5,31	5,31	6,81	7,35	7,37	6,68	6,24	5,22	4,32	3,66
	Y _F	3,04	2,47	4,30	4,87	5,34	5,39	4,89	4,42	4,36	3,93	3,32	2,72
	PR (%)	71%	75%	81%	92%	78%	73%	66%	66%	70%	75%	77%	74%
2018	Y _R	3,62	4,79	4,50	4,50	6,75	7,01	7,78	6,82	5,84	4,66	3,34	3,83
	Y _F	2,70	3,58	3,44	3,08	4,06	5,04	4,56	4,57	2,31	3,28	2,32	2,88
	PR (%)	75%	75%	76%	68%	60%	72%	59%	67%	40%	70%	69%	75%

Tabla 5.3 Valores de Y_R (kWh/m²·día), Y_F (kWh/kWp·día), y PR (%) mensuales de cada año analizado de la planta ubicada en Cádiz.

En la Tabla 5.3 observamos que ocurre lo mismo en lo referente al Performance Ratio que en la Planta fotovoltaica de Jaén. La explicación a por qué ocurre esto, es la misma. Si bien aquí si podríamos atisbar que esta instalación no está funcionando nada bien ya que para valores de irradiación adecuados para cada época del año se observa una producción energética bastante baja. Podemos observar PR muy variables para distintos meses a lo largo de un mismo año, algo inusual e incluso PR inferiores al 30%.

Para poder realizar un informe certero del mal funcionamiento de esta instalación, aunque a priori claramente lo parece, realizaremos la misma simulación que para la planta fotovoltaica de Jaén y de este modo sí, poder concluir.

5.6 Evaluación del funcionamiento de las plantas fotovoltaicas respecto la estimación de PVGIS

Con los datos reflejados en el subcapítulo anterior (Y_R , Y_F y PR) no podemos sacar ninguna conclusión sobre el funcionamiento de las dos plantas fotovoltaicas, podríamos intuirlo aproximadamente, pero no consiste en eso, debemos saber y poder concluir con certeza si nuestra instalación está funcionando correctamente.

PVGIS tiene la posibilidad de estimar la producción de energía promedio mensual y anual de un sistema FV conectado a la red eléctrica. Dicha estimación contempla la radiación solar, la temperatura, la velocidad del viento y el tipo de tecnología del módulo fotovoltaico (silicio monocristalino, silicio policristalino, etc.). También podemos modificar el ángulo de inclinación de los módulos y su orientación (ángulo de azimut).

Esta herramienta también nos ofrece la posibilidad de obtener la irradiación en el plano del generador fotovoltaico por lo que, con esto, y con la producción energética estimada podremos estimar también el rendimiento de nuestro sistema. Destacar que los datos que se van a ofrecer hacen referencia a un kilovatio pico instalado (kWp). Lo expresaremos de este modo ya que la productividad final o Final Yield (Y_F), se define como la energía AC final producida diariamente por el sistema fotovoltaico por unidad de potencia pico instalada (kWh/kWp·tiempo).

Haremos una comparación de lo estimado por PVGIS y lo que nuestras instalaciones están produciendo para cada mes de cada año analizado. Primero analizaremos la instalación situada en la localidad de Jaén (FASE I y FASE II) y después, la instalación situada en la localidad de Cádiz.

Para que PVGIS pueda realizar esta estimación es necesario considerar varios parámetros, un parámetro importante son las pérdidas del sistema, responsables de que la potencia entregada a la red sea menor que la producida por nuestro generador fotovoltaico. Son varias las causas por las que ocurre esto (pérdidas en el cableado y en las cajas de conexiones, la propia eficiencia del inversor, suciedad, efecto mismatch, etc.).

El valor establecido para estas pérdidas será del 14%. Si en algún mes del año notamos que la producción es bastante inferior a la estimada significará que algo no está funcionando bien y que las pérdidas de nuestro sistema superan las estimadas y viceversa, si el valor real de producción es muy similar al estimado será un indicador de que el sistema funciona bien y que las pérdidas de nuestro sistema son muy parecidas a las predeterminadas.

Al realizar la simulación para un sistema ubicado en Jaén y para unas determinadas características (Tabla 5.4), se obtiene (Tabla 5.5):

Entradas proporcionadas	
Ubicación (Lat / Lon)	37.773, -3.788
Base de datos utilizada	PVGIS-CMSAF
Tecnología fotovoltaica	Silicio cristalino
Potencia instalada (kWp)	1
Pérdidas del sistema (%)	14

Tabla 5.4 Valores proporcionados a PVGIS para la simulación de una instalación ubicada en Jaén.

Salidas de la simulación	
Ángulo de inclinación (°)	20
Ángulo de azimut (°)	0
Producción anual de energía fotovoltaica (kWh)	1560
Irradiación anual en el plano (kWh/m ²)	2030
Variabilidad año a año (kWh)	41,60
Cambios en la producción debidos a:	
Ángulo de incidencia (%)	-2,7
Efectos espectrales (%)	0,4
Temperatura y baja irradiancia (%)	-8.7
Pérdida total (%)	-23.2

Tabla 5.5 Valores obtenidos de la simulación para una instalación ubicada en Jaén.

Observando únicamente la simulación realizada por PVGIS, vemos que la producción anual de energía fotovoltaica producida deberá ser aproximadamente 1560 kWh y que la irradiación anual en el plano del generador fotovoltaico tendría que ser 2030 kWh/m², recordemos que estos datos hacen referencia a 1 kWp instalado, lo que significa que deberíamos tener un rendimiento global del sistema (PR) de aproximadamente del 77%.

Hay que tener en cuenta que la variabilidad que se estima en potencia año a año es de 41,60 kWh, característica que habrá que considerar a la hora de analizar los datos para realizar una conclusión técnica.

A continuación, se muestran los gráficos característicos de la producción energética de cada mes y un resumen anual para la FASE I de la instalación ubicada en la localidad de Jaén, en definitiva, lo que se muestra es la productividad final o final yield, los cuales serán explicados y comentados.

Enero

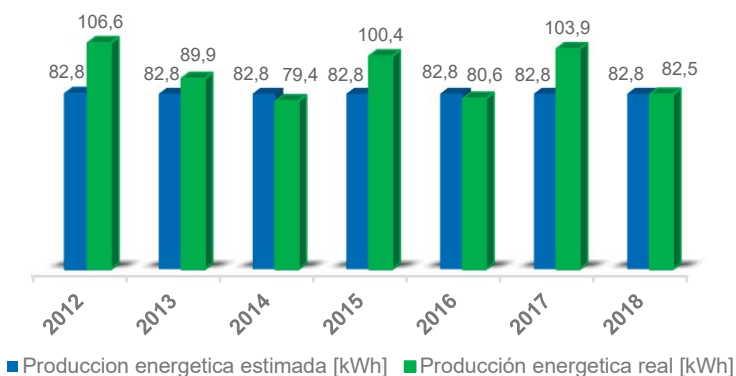


Gráfico 5.1 Producción energética en el mes de enero para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE I).

Febrero

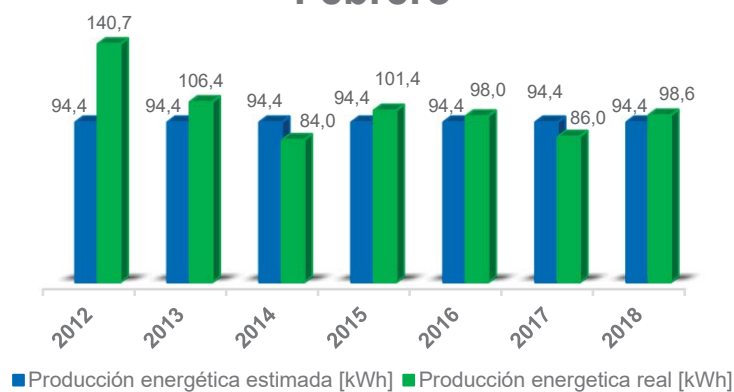


Gráfico 5.2 Producción energética en el mes de febrero para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE I).

Marzo

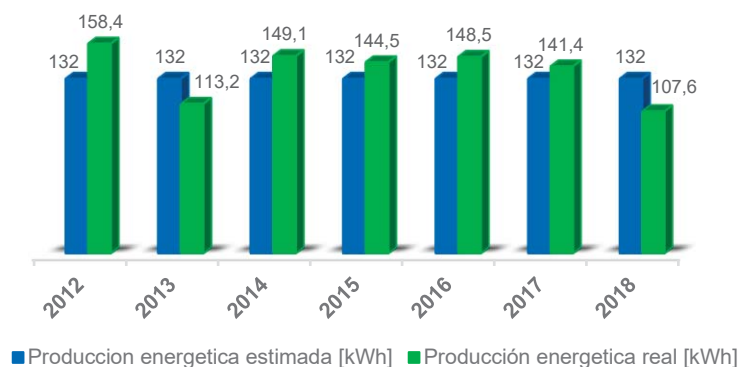


Gráfico 5.3 Producción energética en el mes de marzo para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE I).

Abril

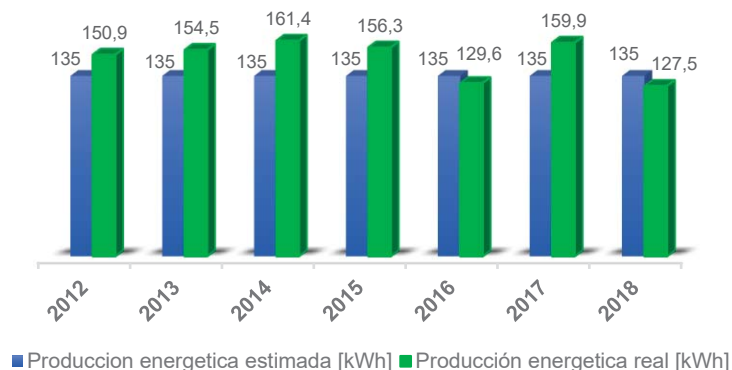


Gráfico 5.4 Producción energética en el mes de abril para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE I).

Mayo

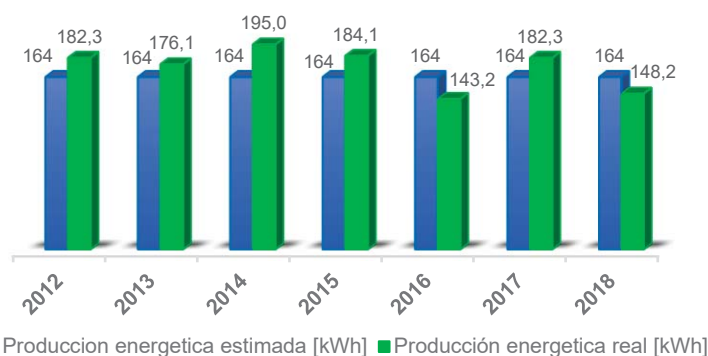


Gráfico 5.5 Producción energética en el mes de mayo para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE I).

Junio

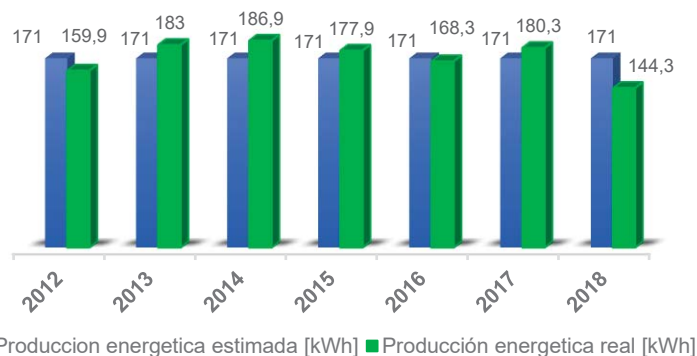


Gráfico 5.6 Producción energética en el mes de junio para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE I).

Julio

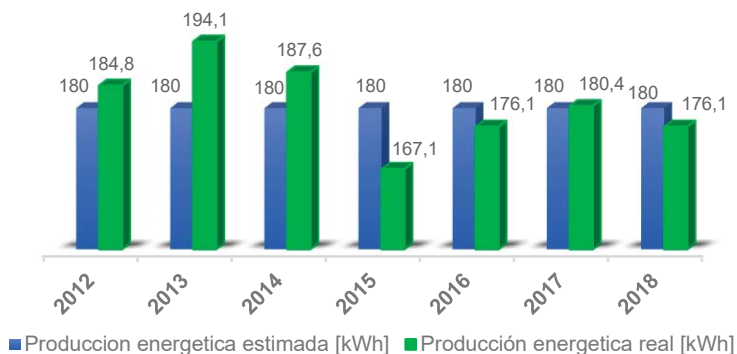


Gráfico 5.7 Producción energética en el mes de julio para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE I).

Agosto

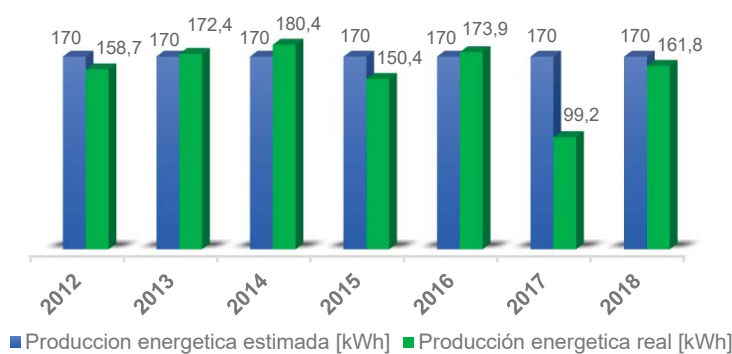


Gráfico 5.8 Producción energética en el mes de agosto para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE I).

Septiembre

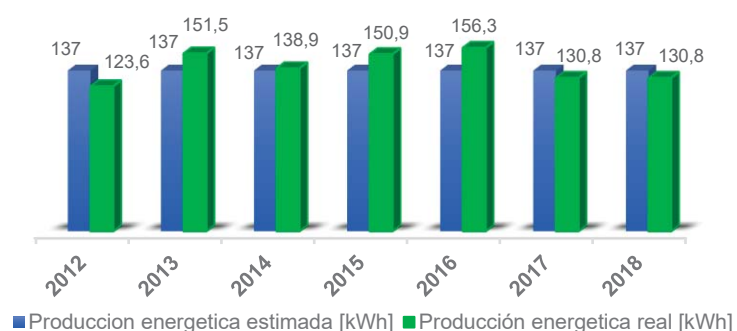


Gráfico 5.9 Producción energética en el mes de septiembre para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE I).

Octubre

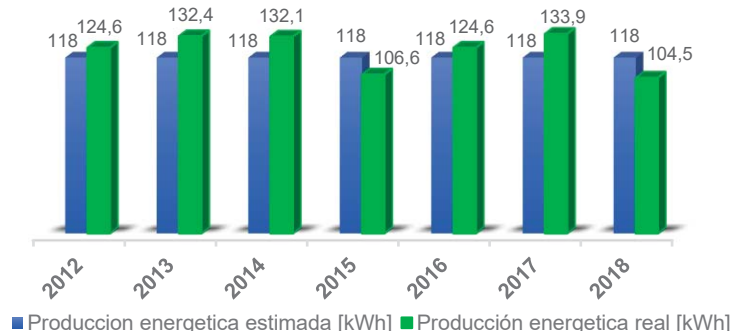


Gráfico 5.10 Producción energética en el mes de octubre para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE I).

Noviembre

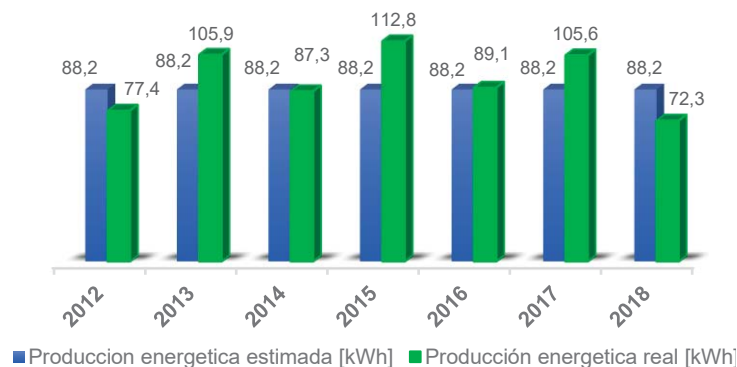


Gráfico 5.11 Producción energética en el mes de noviembre para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE I).

Diciembre

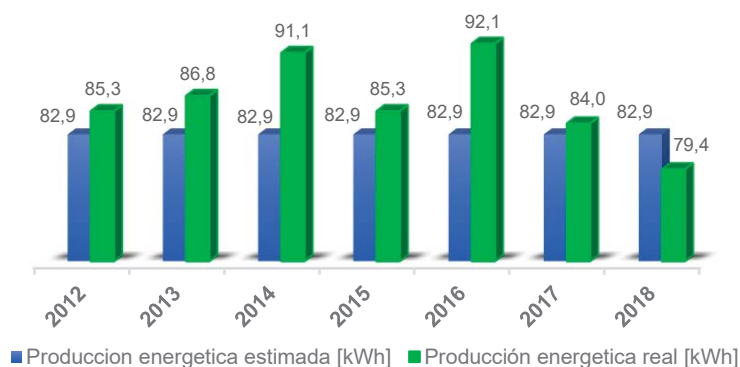


Gráfico 5.12 Producción energética en el mes de diciembre para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE I).

Anual

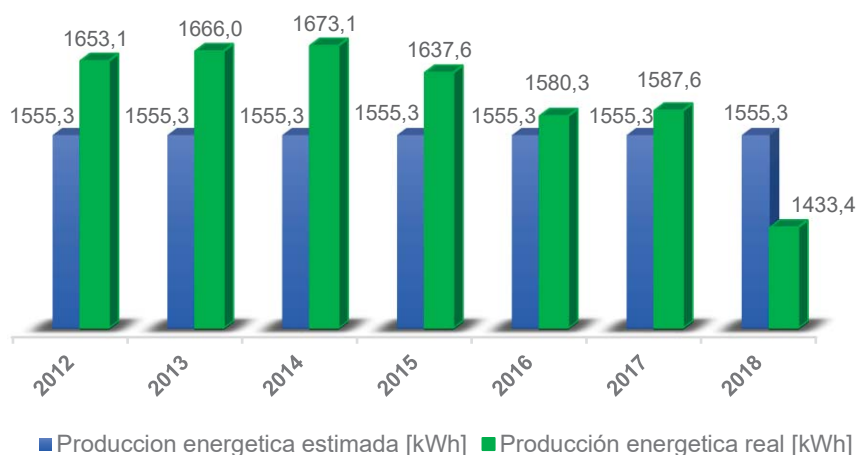


Gráfico 5.13 Producción energética para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE I).

En los gráficos expuestos podemos ver que, por lo general, la FASE II de la planta fotovoltaica ubicada en la localidad de Jaén, ha funcionado por encima de lo estimado a excepción del año 2018 que se han generado en torno a un 8% menos de lo estimado. Esto quiere decir que, con esta salvedad, las pérdidas de nuestro sistema son menores que las estimadas en la simulación (14%) y que nuestra instalación ha cumplido las expectativas.

Si observamos los gráficos en los que se detalla la productividad energética de un mes para cada año analizado (Gráficos 5.1 – 5.12), podemos ver que para los años en los que la productividad ha sido inferior a la estimada coincide con los años para ese mismo mes, en los

que la irradiación ha sido menor a la estimada, por lo que no lo consideraremos como un error de la instalación. Sin embargo, para el año 2018, excepto para el mes de febrero que, si se generó aproximadamente lo estimado, ha tenido déficit de generación energética el resto de meses, siendo la irradiación inferior a la estimada en seis meses, por lo que en este caso si es posible que esté habiendo alguna anomalía en la instalación. Será aconsejable supervisar esta FASE I, primero mediante una inspección visual y si superficialmente todo se observa que es correcto, proceder a una revisión técnica en cajas de conexiones, inversores, etc.

Los gráficos de irradiación se podrán consultar en el apartado de ANEXOS, (Gráficos ANEXOS 4 - 16) concretamente para la FASE I de esta instalación.

Vamos a comparar a continuación los datos de la simulación con los reales para la FASE II de la misma instalación. Seguiremos el mismo procedimiento que en la FASE I.

Enero

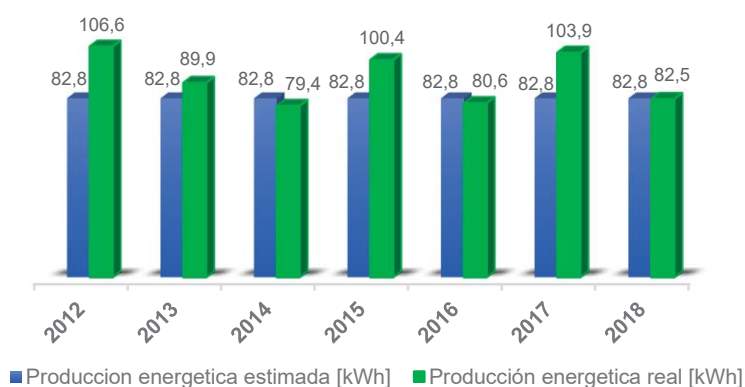


Gráfico 5.14 Producción energética en el mes de enero para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE II).

Febrero

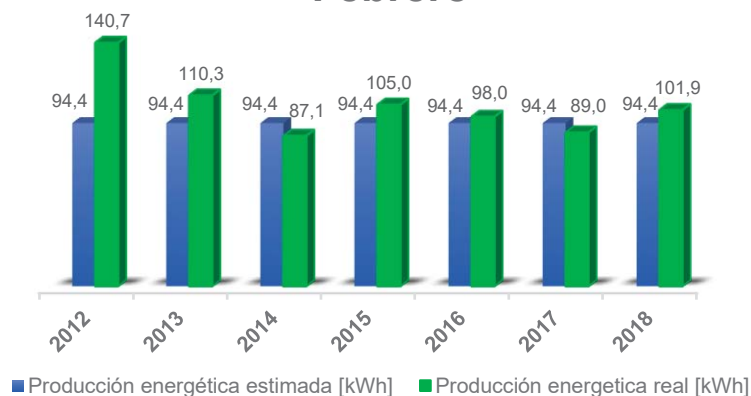


Gráfico 5.15 Producción energética en el mes de febrero para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE II).

Marzo



Gráfico 5.16 Producción energética en el mes de marzo para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE II).

Abril

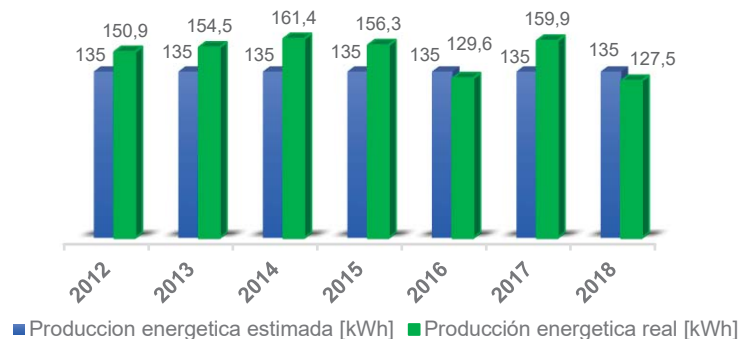


Gráfico 5.17 Producción energética en el mes de abril para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE II).

Mayo

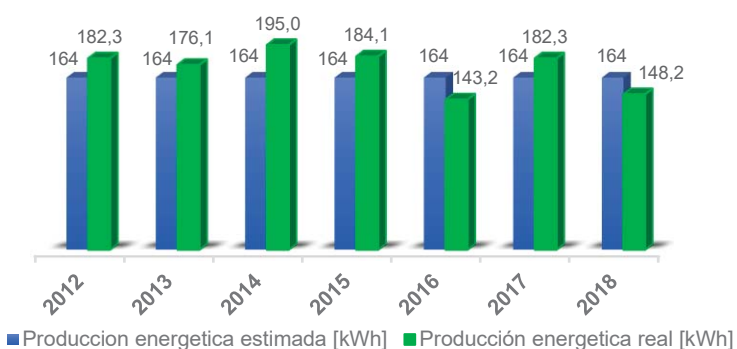


Gráfico 5.18 Producción energética en el mes de mayo para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE II).

Junio

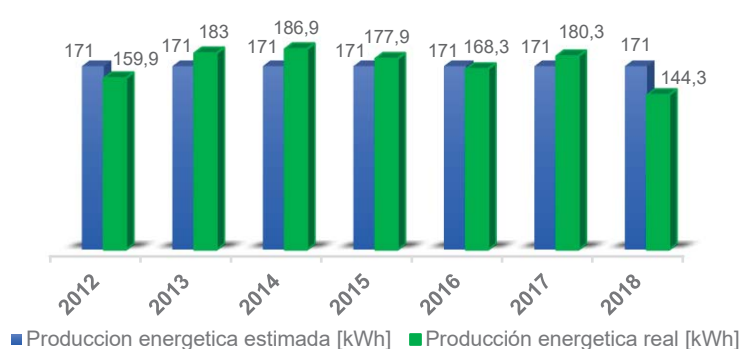


Gráfico 5.19 Producción energética en el mes de junio para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE II).

Julio

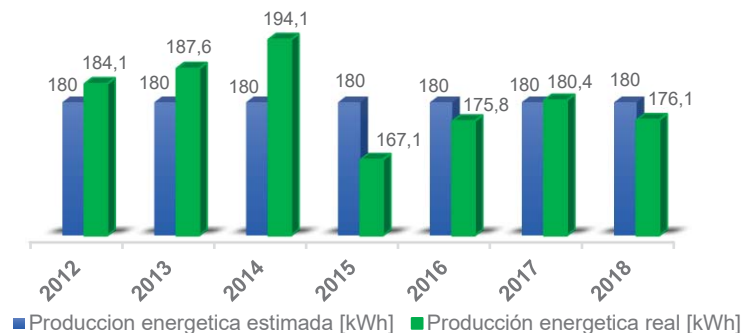


Gráfico 5.20 Producción energética en el mes de julio para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE II).

Agosto

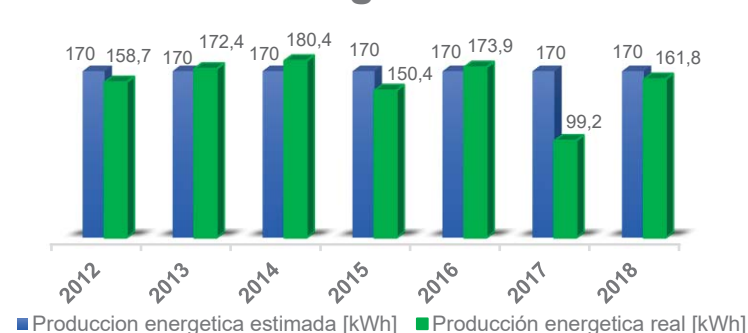


Gráfico 5.21 Producción energética en el mes de agosto para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE II).

Septiembre

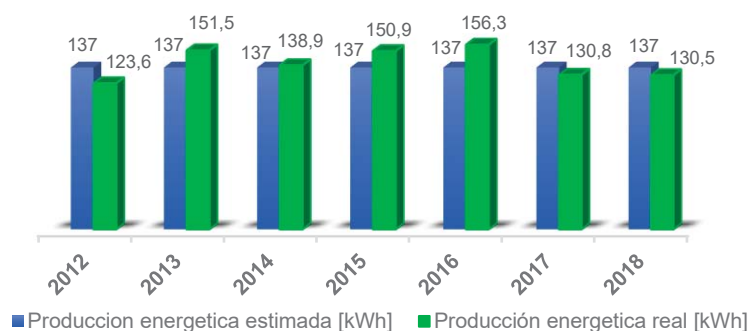


Gráfico 5.22 Producción energética en el mes de septiembre para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE II).

Octubre

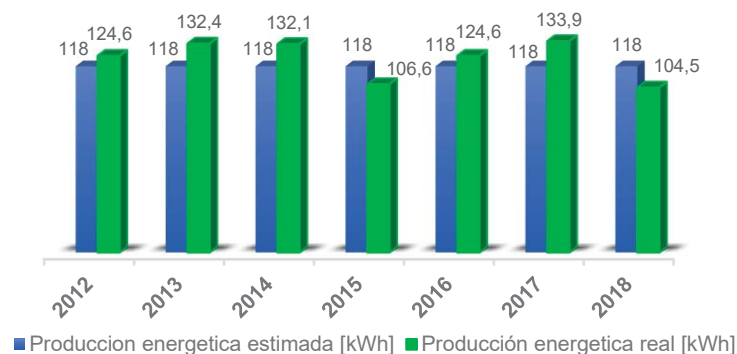


Gráfico 5.23 Producción energética en el mes de octubre para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE II).

Noviembre

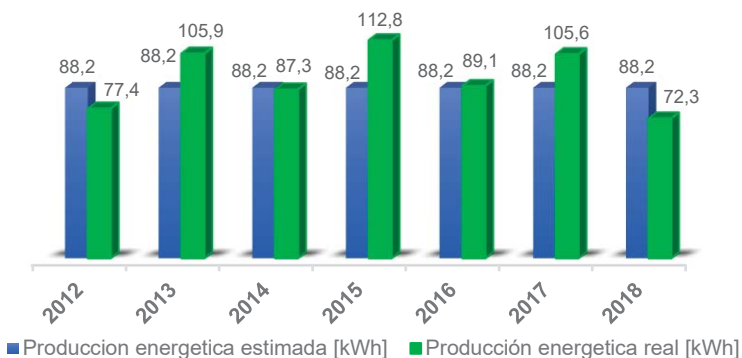


Gráfico 5.24 Producción energética en el mes de noviembre para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE II).

Diciembre

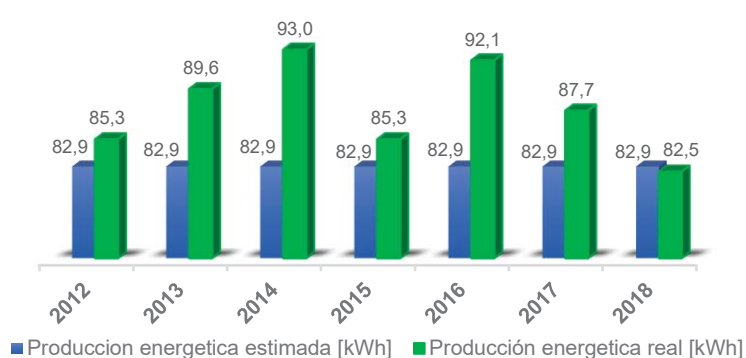


Gráfico 5.25 Producción energética en el mes de diciembre para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE II).

Anual

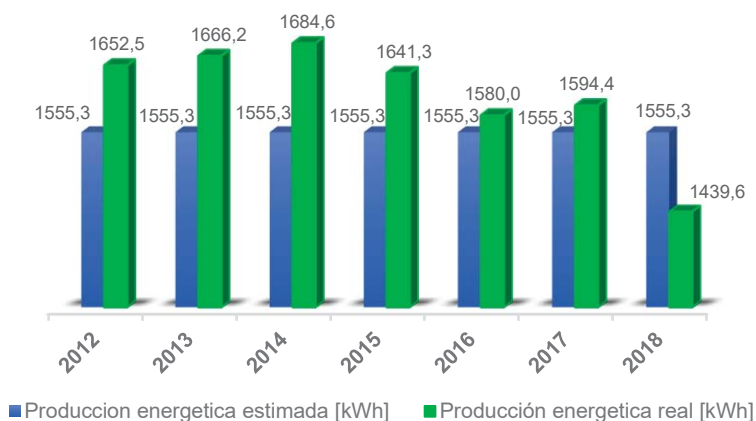


Gráfico 5.26 Producción energética para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE II).

En los gráficos expuestos (Gráficos 5.14 – 5.25), se muestra la producción energética o Final Yield, para la FAE II de la planta fotovoltaica ubicada en Jaén. Se representa la productividad energética para cada año distribuida por meses tal y como podemos ver.

Podemos observar que la producción energética para cada año de la FASE II ha sido muy similar a la de la FASE I, siempre refiriéndonos a producción energética por kilovatio pico instalado. Diferenciando ya, en cada mes para cada uno de los años, vemos que al igual que sucedía en la FASE I, aparecen años en los que la producción energética ha sido levemente inferior a la estimada. Esto podría deberse a que esta parte de la planta fotovoltaica, está teniendo, por motivos que habría que comprobar, pérdidas superiores a las estimadas en la simulación (14%), o lo que es lo mismo, nuestra planta, no estaría realizando un correcto funcionamiento. Sin embargo, esto no es así, y podríamos afirmar que la FASE II está funcionando correctamente según lo previsto, ya que en los casos en los que se está generando menos energía de la estimada o esperada coincide en el mayor de los casos con los meses de los respectivos años en los que la irradiación ha sido inferior a la estimada (Gráficos ANEXOS 17 - 29).

No podemos concluir de la misma forma para el año 2018, y es que, tenemos un déficit energético en diez de los doce meses, siendo en enero la producción energética exactamente igual a la esperada y en febrero superándola levemente, entre el 6% y el 7%.

Si comprobamos si la irradiación en los meses de 2018 ha sido la esperada vemos como efectivamente hay varios meses en los que la irradiación ha sido inferior a la estimada, pero observando que, para un mes en el que se ha recibido una irradiación en el plano del generador superior a la estimada hemos tenido una producción energética inferior a la esperada. Podemos ver que ocurre esto en abril, julio y diciembre.

Basándonos en esto concluiremos que la planta ha funcionado según lo esperado excepto en el año 2018 en el cual, se está empezando a observar que las pérdidas son mayores a las estimadas y por lo tanto está empezando a no funcionar correctamente.

Pasamos ahora a realizar la misma comparación, pero en este caso para la planta fotovoltaica situada en la localidad de Cádiz. Se llevará a cabo la simulación de la misma forma que se hizo en la planta situada en la localidad de Cádiz.

Al realizar la simulación para un sistema ubicado en Jaén y para unas determinadas características (Tabla 5.6), se obtiene (Tabla 5.7):

Entradas proporcionadas	
Ubicación (Lat / Lon)	36.53, -6.293
Base de datos utilizada	PVGIS-CMSAF
Tecnología fotovoltaica	Silicio cristalino
Potencia instalada (kWp)	1
Pérdidas del sistema (%)	14

Tabla 5.6 Valores proporcionados a PVGIS para la simulación de una instalación ubicada en Cádiz.

Salidas de la simulación	
Ángulo de inclinación (°)	20
Ángulo de azimut (°)	0
Producción anual de energía fotovoltaica (kWh)	1680
Irradiación anual en el plano (kWh/m ²)	2130
Variabilidad año a año (kWh)	41,60
Cambios en la producción debidos a:	
Ángulo de incidencia (%)	-2,7
Efectos espectrales (%)	0
Temperatura y baja irradiancia (%)	-6
Pérdida total (%)	-21.3

Tabla 5.7 Valores obtenidos de la simulación para una instalación ubicada en Cádiz.

Observando únicamente la simulación realizada por PVGIS, vemos que la producción anual de energía fotovoltaica producida deberá ser aproximadamente 1680 kWh y que la irradiación anual en el plano del generador fotovoltaico tendría que ser 2130 kWh/m², recordemos que estos datos hacen referencia a 1 kWp instalado, lo que significa que deberíamos tener un rendimiento global del sistema (PR) de aproximadamente entre el 78% y 79%.

A continuación, se muestran los gráficos característicos de la producción energética de cada mes y un resumen anual para la FASE I de la instalación ubicada en la localidad de Cádiz.

Enero

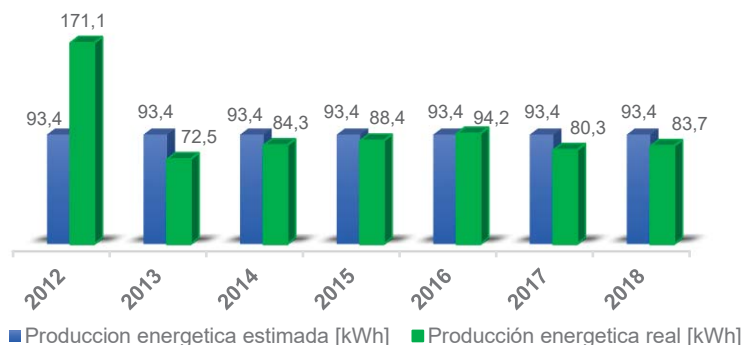


Gráfico 5.27 Producción energética en el mes de enero para cada año de la planta ubicada en Cádiz.

Febrero

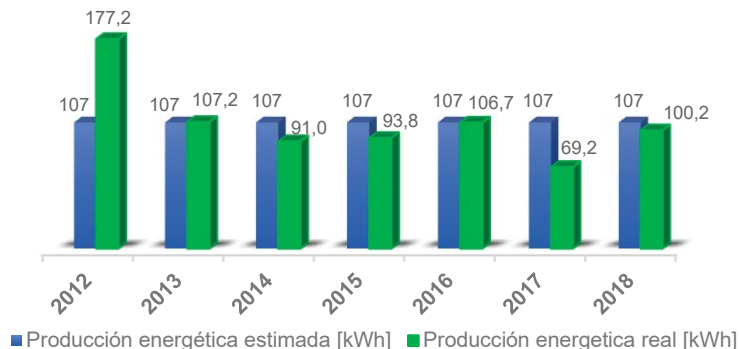


Gráfico 5.28 Producción energética en el mes de febrero para cada año de la planta ubicada en Cádiz.

Marzo

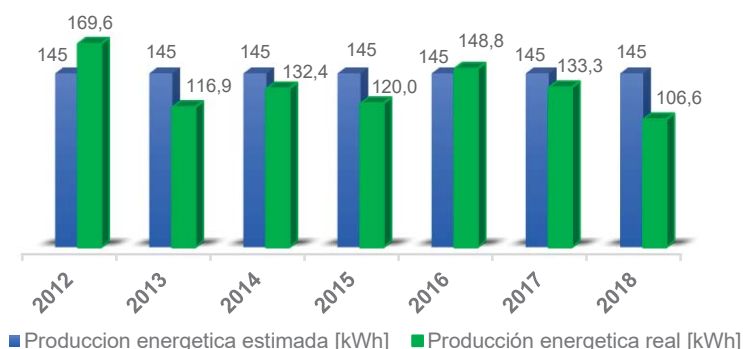


Gráfico 5.29 Producción energética en el mes de marzo para cada año de la planta ubicada en Cádiz.

Abril

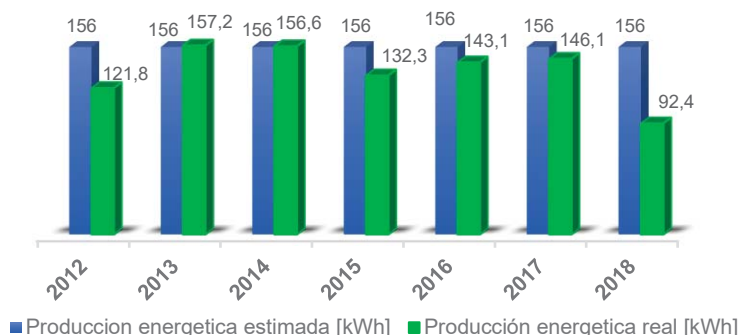


Gráfico 5.30 Producción energética en el mes de abril para cada año de la planta ubicada en Cádiz.

Mayo

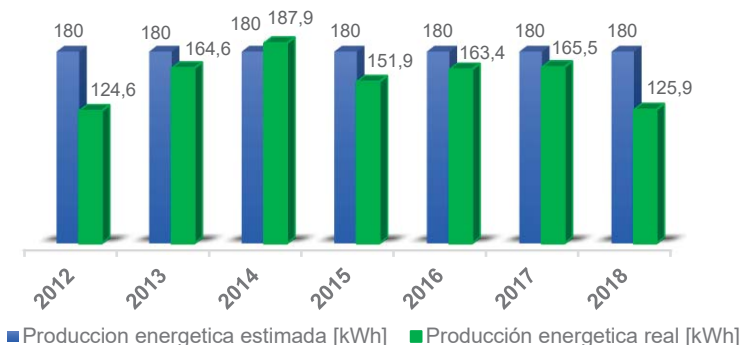


Gráfico 5.31 Producción energética en el mes de mayo para cada año de la planta ubicada en Cádiz.

Junio

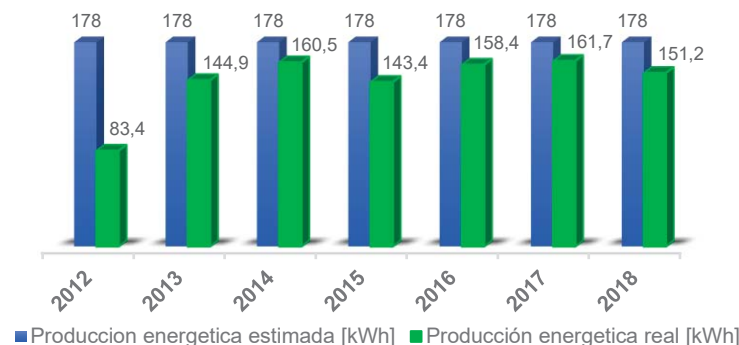


Gráfico 5.32 Producción energética en el mes de junio para cada año de la planta ubicada en Cádiz.

Julio

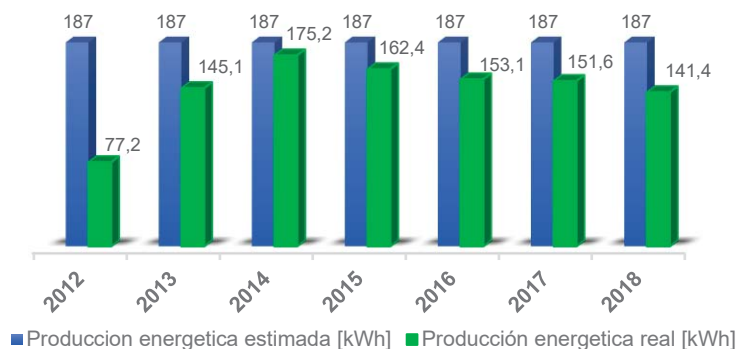


Gráfico 5.33 Producción energética en el mes de julio para cada año de la planta ubicada en Cádiz.

Agosto

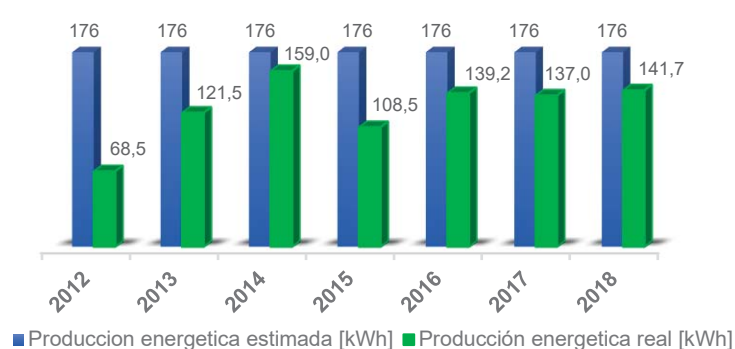


Gráfico 5.34 Producción energética en el mes de agosto para cada año de la planta ubicada en Cádiz.

Septiembre

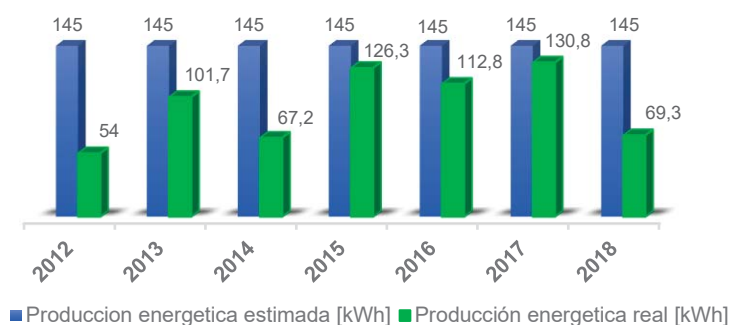


Gráfico 5.35 Producción energética en el mes de septiembre para cada año de la planta ubicada en Cádiz.

Octubre

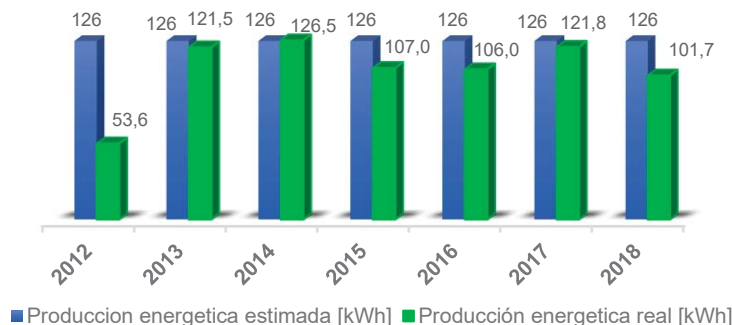


Gráfico 5.36 Producción energética en el mes de octubre para cada año de la planta ubicada en Cádiz.

Noviembre

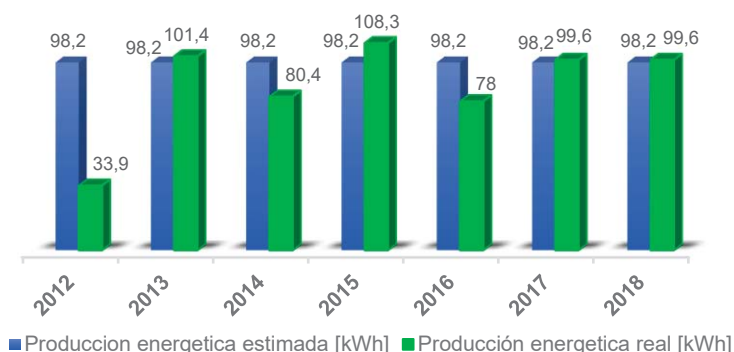


Gráfico 5.37 Producción energética en el mes de noviembre para cada año de la planta ubicada en Cádiz.

Diciembre

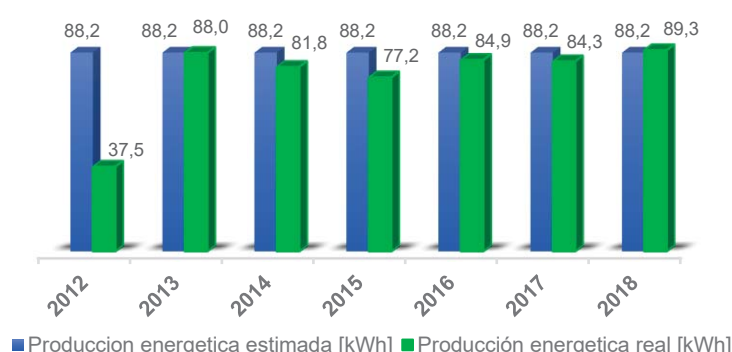


Gráfico 5.38 Producción energética en el mes de diciembre para cada año de la planta ubicada en Cádiz.

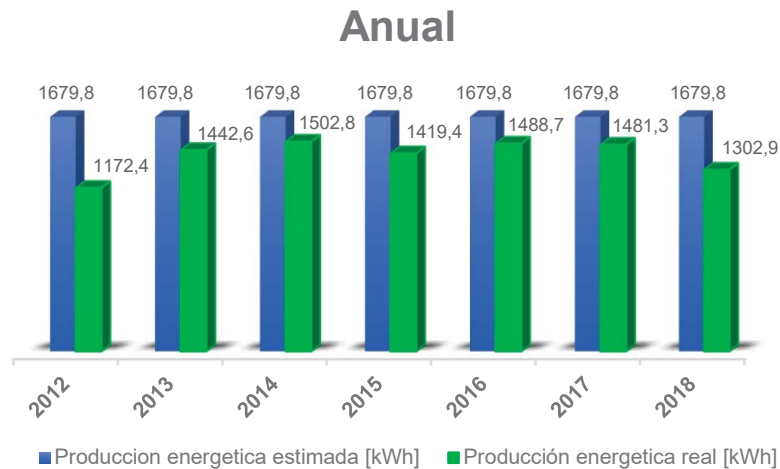


Gráfico 5.39 Producción energética para cada año de la planta ubicada en Cádiz.

Viendo los resultados que ofrece la comparación entre la simulación y la producción real de la planta fotovoltaica de Cádiz, se puede afirmar sin un ápice de duda que dicha planta no está funcionando correctamente. Ni siquiera en los primeros años ha generado lo esperado. Es cierto que en el primer año se podría justificar con que ha sido el año de puesta en marcha y se han podido realizar varios parones de la planta para realizar pruebas, etc., pero el resto de años es injustificable.

Si miramos la irradiación en el plano del generador en Cádiz vemos que para cada año ha sido similar a la esperada excepto en 2018 que si hay una variación más amplia. Sin embargo, en los mejores años en lo que a irradiación se refiere la planta fotovoltaica ha funcionado incorrectamente al igual que en los años en los que la irradiación ha sido levemente inferior a la estimada.

Podemos concluir que las pérdidas de esta instalación son ampliamente superiores a las estimadas en la simulación (14%), o lo que es lo mismo la instalación ha generado mucho menos de lo que debería desde el año de puesta en marcha (2012) hasta el último año analizado (2018).

6 CONCLUSIÓN

Como consecuencia de lo expuesto en este trabajo fin de grado, podemos concluir, respecto al funcionamiento de las dos plantas fotovoltaicas analizadas, con lo siguiente:

Comenzaremos con la FASE I de la planta situada en la localidad de Jaén. Esta fase, tiene instalada una potencia fotovoltaica de 1,64 MW. Según la simulación realizada, con esta potencia instalada y ubicada en Jaén, esta planta debería de producir en torno a 2.550 MWh al año con una variabilidad de aproximadamente 68,1 MWh año a año. Todo esto es suponiendo unas pérdidas del sistema del 14%.

Dicho lo cual, realizando un simple cálculo de los datos de producción energética, tenemos que en esta fase se ha generado cada año lo siguiente (Tabla 6.1).

Producción energética	
año	MWh
2012	2.710
2013	2.732
2014	2.762
2015	2.691
2016	2.591
2017	2.614
2018	2.361

Tabla 6.1 Producción energética de la FASE I de la planta fotovoltaica situada en la localidad de Jaén.

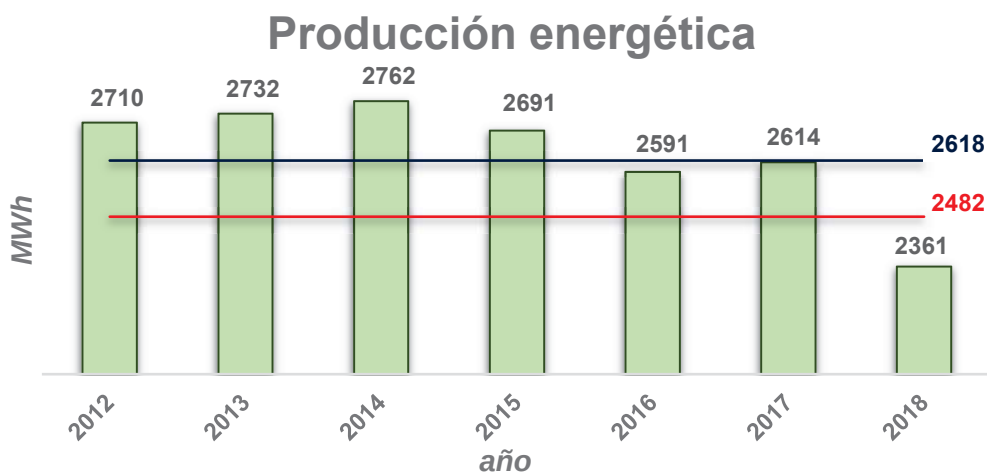


Gráfico 6.1 Margen de variabilidad de la producción energética de la planta ubicada en Jaén (FASE I).

Como podemos ver en la Tabla 6.1 la producción energética estimada ha sido superada durante todos los años analizados, lo cual quiere decir que las pérdidas han sido inferiores a las estimadas, entre un 9% y un 11% para el mejor y peor año respectivamente en lo que a producción energética se refiere. Sin embargo, en el año 2018 donde ya se aprecia una ligera degradación de la planta que supone unas pérdidas ligeramente superiores al 14%. Citar un desplome de la producción energética en el mes de agosto del año 2017 de un 42%. Cierto es que es puntual ya que el resto de meses del año 2017 la producción ha sido acorde a lo estimado.

Se ha añadido un gráfico (Gráfico 6.1), en el que podemos ver el margen de variabilidad de la producción energética y así poder determinar si cada año ha estado dentro de ese margen. Tal y como podemos observar el único año que no se encuentra dentro de lo establecido es el año 2018.

Viendo estos resultados se comunicará a la empresa competente que sería recomendable realizar una supervisión técnica de la planta para comprobar que el pequeño déficit energético de 2018 se debe únicamente a la normal degradación de la misma.

En lo referente a la FASE II de la misma planta fotovoltaica, obtenemos que para una potencia fotovoltaica instalada de 0,55 MW se estima una generación energética de 851 MWh con una variabilidad año a año de 22,7 MWh. De igual modo, estos resultados son consecuencia de estimar unas pérdidas del sistema del 14 %.

En la Tabla 6.2 se muestra la producción energética real de cada año de esta segunda fase de la planta situada en la localidad de Jaén.

Producción energética	
año	MWh
2012	903
2013	911
2014	921
2015	897
2016	864
2017	871
2018	787

Tabla 6.2 Producción energética de la FASE II de la planta fotovoltaica situada en la localidad de Jaén.

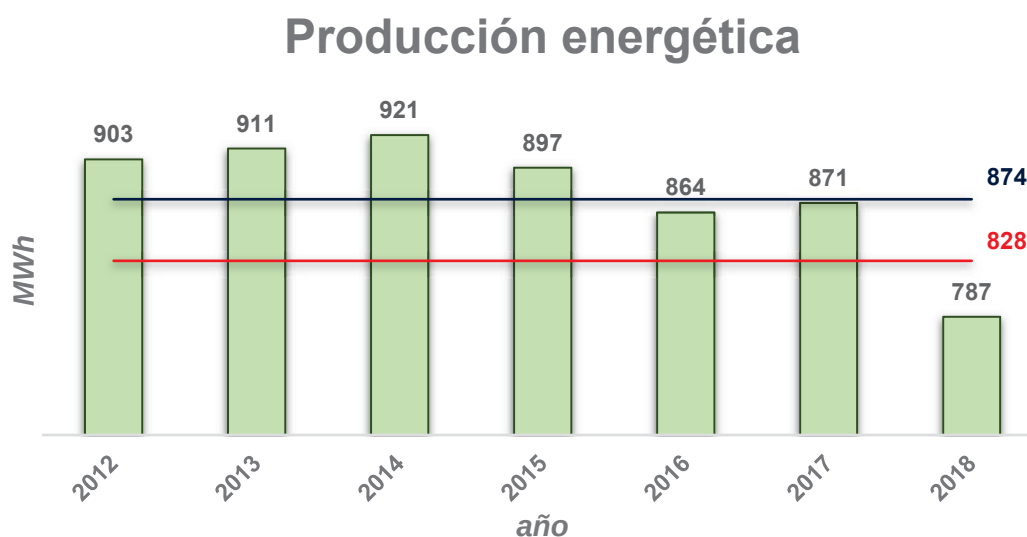


Gráfico 6.2 Margen de variabilidad de la producción energética de la planta ubicada en Jaén (FASE II).

Viendo la producción energética de cada año vemos como del mismo modo que la primera fase, se ha superado la producción estimada todos los años excepto el 2018. Que ocurra esto es debido a que las pérdidas del sistema han sido todos estos años inferiores a las estimadas (14%), de hecho, han sido entre el 8% y 11% para el mejor y peor año respectivamente en lo que a producción energética se refiere.

Al igual que en la FASE I se detecta un desplome en la producción energética del 42% para el mes de agosto de 2017. También se ha añadido un gráfico (Gráfico 6.2), en el que podemos ver el margen de variabilidad de la producción energética para determinar si cada año se encuentra dentro de ese margen. Tal y como podemos observar el único año que no se encuentra dentro de lo establecido al igual que en la FASE I es el año 2018.

Se procederá a comunicarle al responsable de la planta una supervisión de la misma que determine que el déficit energético del 2018 solo se debe a la normal degradación del sistema.

Para la planta fotovoltaica situada en la localidad de Cádiz, estimando unas pérdidas del sistema del 14% se ha estimado una producción energética de 2.100. MWh al año con una variabilidad de 45,8 MWh año a año para una potencia fotovoltaica instalada de 1,25 MW.

Vamos a ver (Tabla 6.3) cuanto se ha generado cada año analizado.

Producción energética	
año	MWh
2012	1.464
2013	1.801
2014	1.950
2015	1.772
2016	1.839
2017	1.866
2018	1.588

Tabla 6.3 Producción energética de la planta fotovoltaica situada en la localidad de Cádiz.

Producción energética

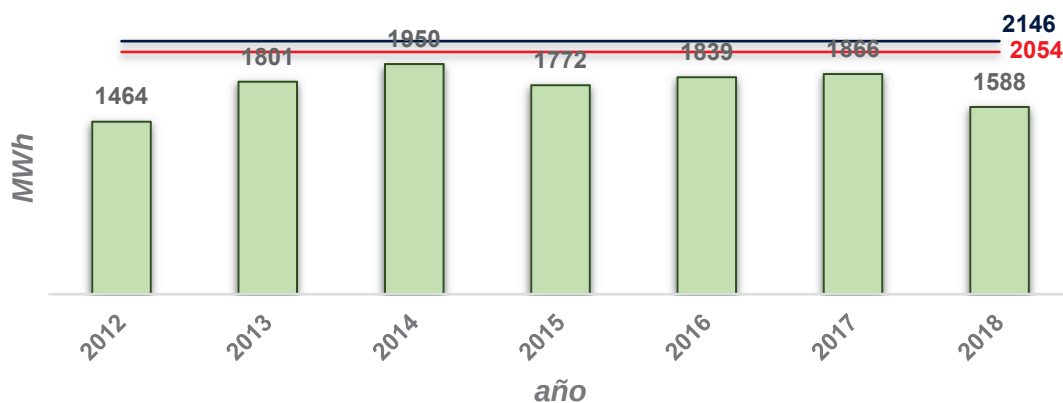


Gráfico 6.2 Margen de variabilidad de la producción energética de la planta ubicada en Cádiz.

Como podemos observar, esta planta fotovoltaica no ha funcionado correctamente ningún año. Según los datos de producción energética, las pérdidas del sistema para el mejor año han sido del 21%, manteniéndose constantes durante el periodo (2016 - 2017). Para el año de puesta en marcha (2012) y para el último año del que disponemos de datos (2018) las pérdidas del sistema han estado entorno al 35%. Pérdidas demasiado elevadas. Es cierto que el año de puesta en marcha de una instalación se podría dar esta circunstancia por motivos de pruebas en la planta, que supone un parón completo de la misma, pero viendo la situación del resto de años, no podemos concluir que ese haya sido el motivo.

Se ha añadido un gráfico (Gráfico 6.3), en el que podemos ver el margen de variabilidad de la producción energética para determinar si cada año se encuentra dentro de ese margen, o lo que es lo mismo, ha funcionado correctamente. Vemos como ningún año la producción energética está dentro del margen, por lo que ningún año la planta ha conseguido realizar un correcto funcionamiento.

Dicho lo cual, se notificarán los malos resultados del análisis energético para esta planta al responsable de la misma y se le informará que es fundamental llevar a cabo una auditoria técnica completa de esta planta para así, poder determinar el motivo de este mal funcionamiento.

7 ANEXOS

	Irradiancia Directa en superficie inclinada [kW/m ²]		
	Copernicus	PVGIS	Error relativo
Enero	76,07	72,13	5%
Febrero	63,64	58,12	9%
Marzo	127,11	117,97	7%
Abril	99,37	93,30	6%
Mayo	160,15	148,22	7%
Junio	172,64	169,07	2%
Julio	203,44	201,44	1%
Agosto	200,29	192,18	4%
Septiembre	138,13	134,58	3%
Octubre	106,84	109,25	2%
Noviembre	69,04	65,98	4%
Diciembre	76,24	88,13	16%

Tabla 1 Comparación entre PVGIS y Copernicus de B (β, α).

	Irradiancia Difusa en superficie inclinada [kW/m ²]		
	Copernicus	PVGIS	Error relativo
Enero	29,13	26,42	9%
Febrero	37,89	37,52	1%
Marzo	48,85	50,71	4%
Abril	66,33	65,38	1%
Mayo	63,83	69,95	10%
Junio	57,55	90,48	57%
Julio	46,95	52,79	12%
Agosto	39,18	49,03	25%
Septiembre	46,41	48,63	5%
Octubre	39,38	38,58	2%
Noviembre	28,79	30,50	6%
Diciembre	28,46	24,91	12%

Tabla 2 Comparación entre PVGIS y Copernicus de D (β, α).

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Y_R (kWh/m²día)	5,63	5,53	5,61	5,72	5,58	5,78	5,42
Y_F (kWh/kWp·día)	4,52	4,57	4,62	4,50	4,32	4,37	3,95
PR (%)	80%	83%	82%	79%	77%	76%	73%

Tabla 3 Valores de Y_R, Y_F, y PR anuales para la planta fotovoltaica ubicada en Jaén (FASE I).

	Número de días con un PR ≥ 90%						
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Enero	17	22	13	11	12	1	1
Febrero	14	13	16	16	17	10	5
Marzo	6	22	10	5	15	3	6
Abril	19	12	9	7	6	2	0
Mayo	7	8	7	4	3	2	1
Junio	2	4	4	3	0	0	1
Julio	0	1	3	2	0	1	0
Agosto	0	0	0	1	0	0	1
Septiembre	1	7	5	2	1	1	1
Octubre	12	7	4	11	8	2	2
Noviembre	14	10	18	11	13	2	2
Diciembre	15	8	12	4	19	7	0
TOTAL	107	114	101	77	94	31	20

Tabla 4 Número de días con un rendimiento global igual o superior al 90% para la planta fotovoltaica de Jaén (FASE I).

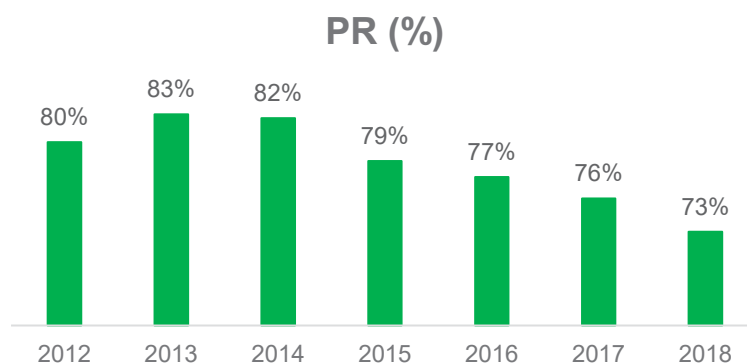


Gráfico 1 Valores anuales del Rendimiento global para la planta fotovoltaica ubicada en Jaén (FASE I).

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Y_R (kWh/m²día)	5,63	5,53	5,61	5,72	5,58	5,78	5,42
Y_F (kWh/kWp·día)	4,52	4,57	4,62	4,50	4,32	4,37	3,95
PR (%)	80%	83%	82%	79%	77%	76%	73%

Tabla 5 Valores de Y_R, Y_F, y PR anuales para la planta fotovoltaica ubicada en Jaén (FASE II).

	Número de días con un PR ≥ 90%						
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Enero	17	22	13	11	12	1	1
Febrero	14	13	16	16	17	10	5
Marzo	6	22	10	5	15	3	6
Abril	19	12	9	7	6	2	0
Mayo	7	8	7	4	3	2	1
Junio	2	4	4	3	0	0	1
Julio	0	1	3	2	0	1	0
Agosto	0	0	0	1	0	0	1
Septiembre	1	7	5	2	1	1	1
Octubre	12	7	4	11	8	2	2
Noviembre	14	10	18	11	13	2	2
Diciembre	15	8	12	4	19	7	0
TOTAL	107	114	101	77	94	31	20

Tabla 6 Número de días con un rendimiento global igual o superior al 90% para la planta fotovoltaica de Jaén (FASE II).

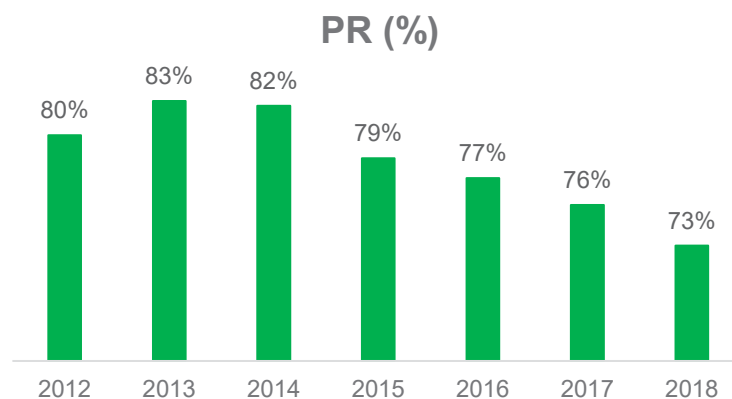


Gráfico 2 Valores anuales del Rendimiento global para la planta fotovoltaica ubicada en Jaén (FASE II).

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Y_R (kWh/m²día)	5,94	5,76	5,76	5,76	5,80	5,59	5,39
Y_F (kWh/kWp·día)	3,21	3,95	4,28	3,89	4,03	4,10	3,48
PR (%)	54%	69%	74%	67%	69%	73%	64%

Tabla 7 Valores de Y_R, Y_F, y PR anuales para la planta fotovoltaica ubicada en Cádiz.

	Número de días con un PR ≥ 90%						
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Enero	28	1	9	0	6	2	1
Febrero	27	0	7	0	14	6	0
Marzo	10	4	5	0	4	6	3
Abril	4	0	1	0	12	0	0
Mayo	4	1	0	0	7	2	1
Junio	0	0	0	0	1	0	0
Julio	0	0	1	0	2	0	0
Agosto	0	0	0	0	1	0	0
Septiembre	0	1	2	0	0	1	0
Octubre	1	2	1	5	6	3	3
Noviembre	1	2	5	2	9	2	0
Diciembre	0	1	7	1	11	2	0
TOTAL	74	12	38	8	73	24	8

Tabla 8 Número de días con un rendimiento global igual o superior al 90% para la planta fotovoltaica de Cádiz.

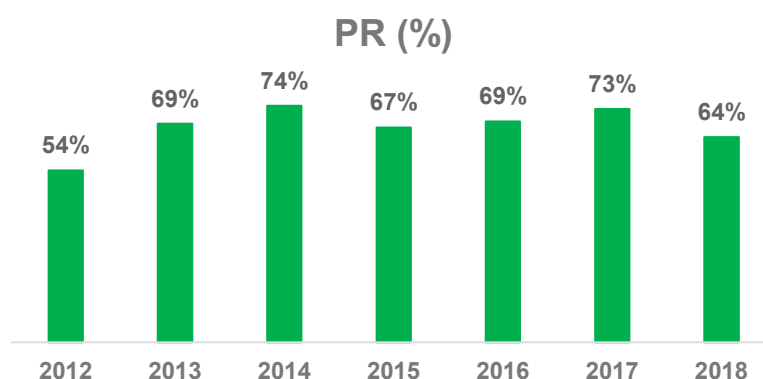


Gráfico 3 Valores anuales del Rendimiento global para la planta fotovoltaica ubicada en Cádiz.

Enero

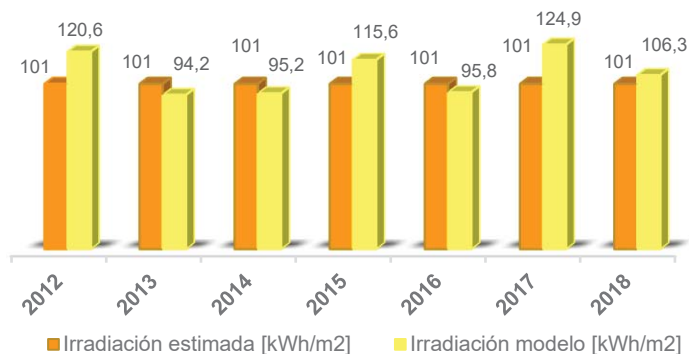


Gráfico 4 Irradiación en el mes de enero para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE I).

Febrero

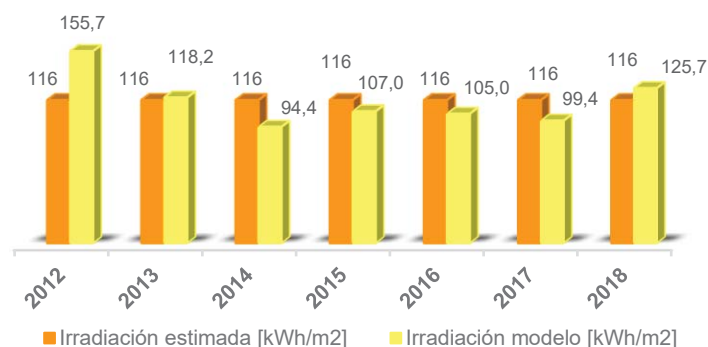


Gráfico 5 Irradiación en el mes de febrero para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE I).

Marzo

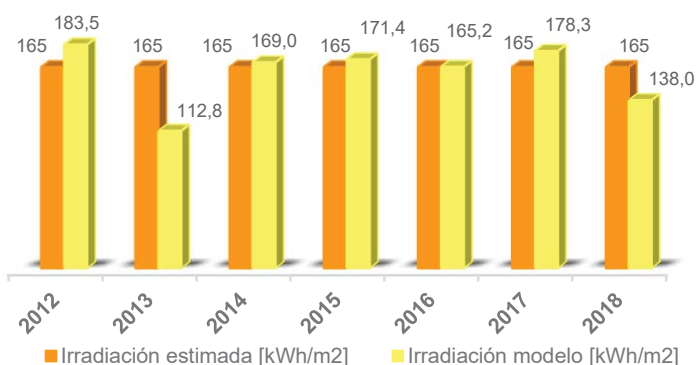


Gráfico 6 Irradiación en el mes de marzo para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE I).

Abril

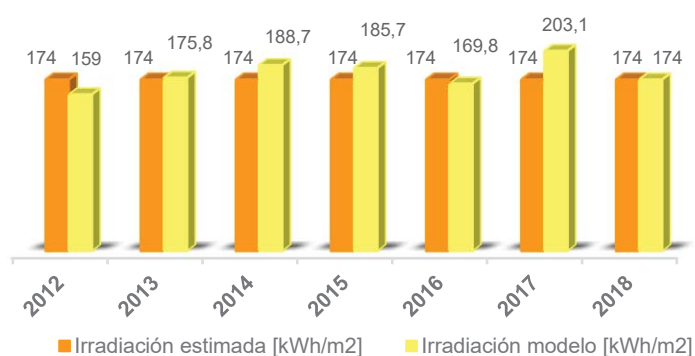


Gráfico 7 Irradiación en el mes de abril para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE I).

Mayo

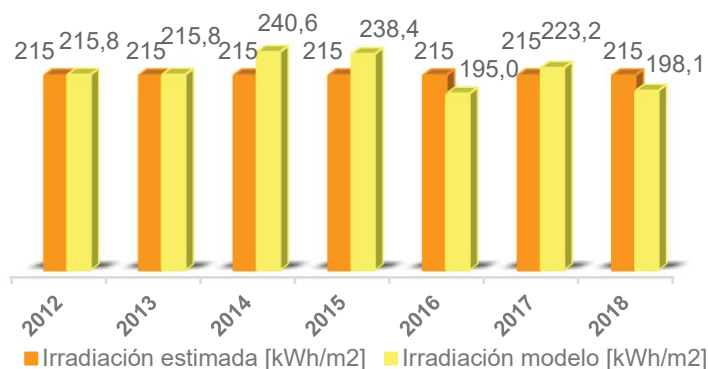


Gráfico 8 Irradiación en el mes de mayo para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE I).

Junio

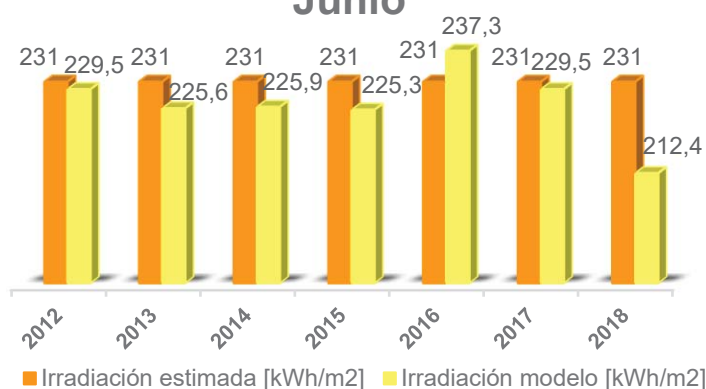


Gráfico 9 Irradiación en el mes de junio para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE I).

Julio

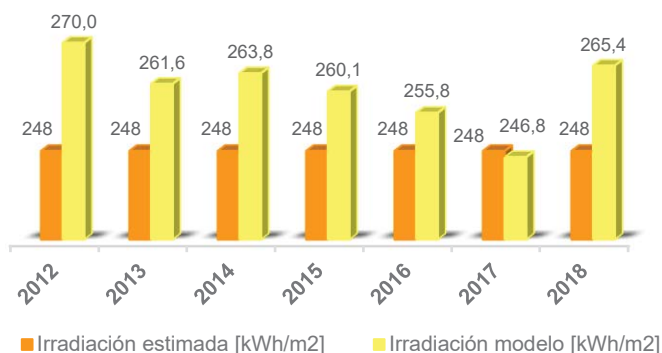


Gráfico 10 Irradiación en el mes de julio para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE I).

Agosto

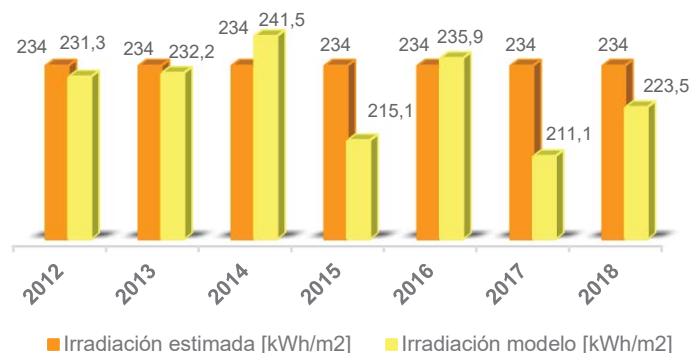


Gráfico 11 Irradiación en el mes de agosto para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE I).

Septiembre

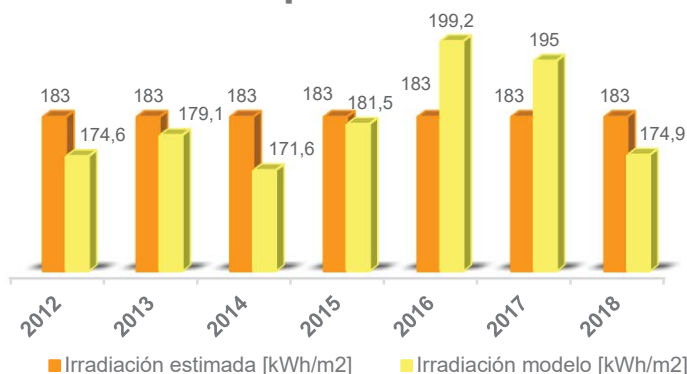


Gráfico 12 Irradiación en el mes de septiembre para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE I).

Octubre

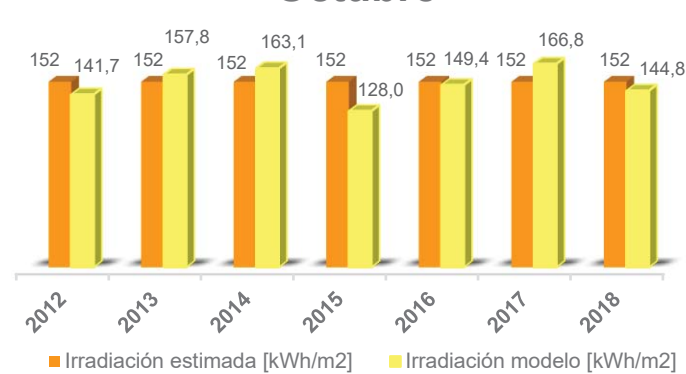


Gráfico 13 Irradiación en el mes de octubre para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE I).

Noviembre

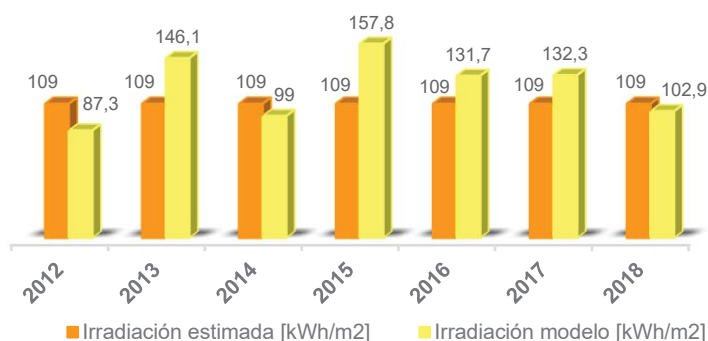


Gráfico 14 Irradiación en el mes de noviembre para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE I).

Diciembre

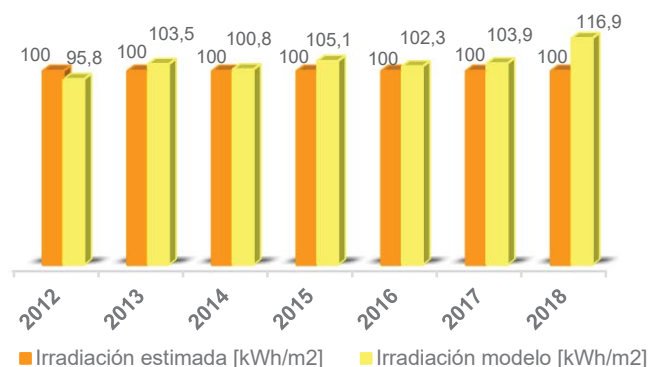


Gráfico 15 Irradiación en el mes de diciembre para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE I).

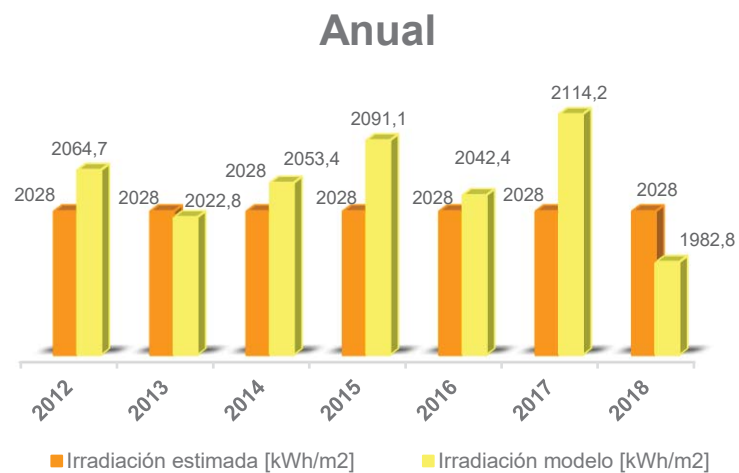


Gráfico 16 Irradiación para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE I).

Enero

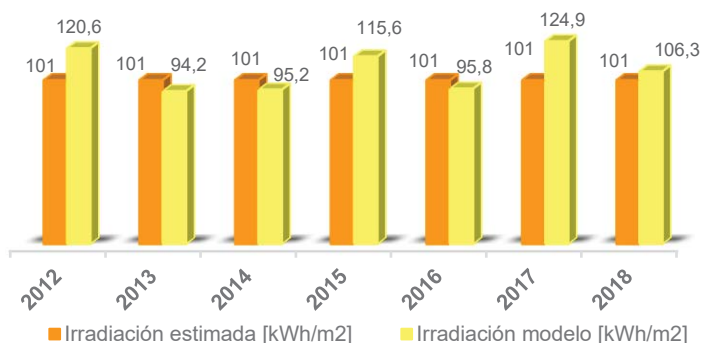


Gráfico 17 Irradiación en el mes de enero para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE II).

Febrero

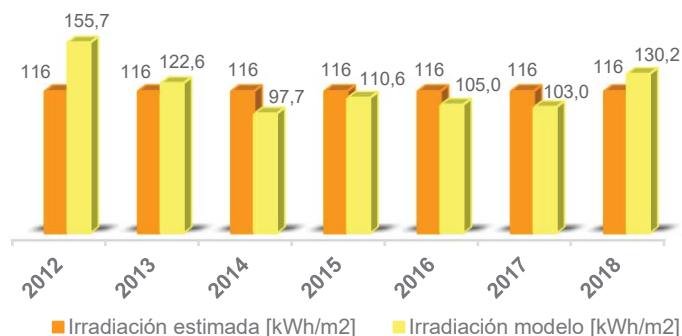


Gráfico 18 Irradiación en el mes de febrero para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE II).

Marzo

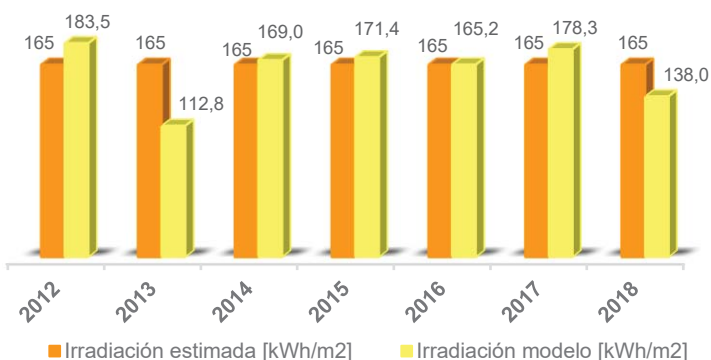


Gráfico 19 Irradiación en el mes de marzo para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE II).

Abril

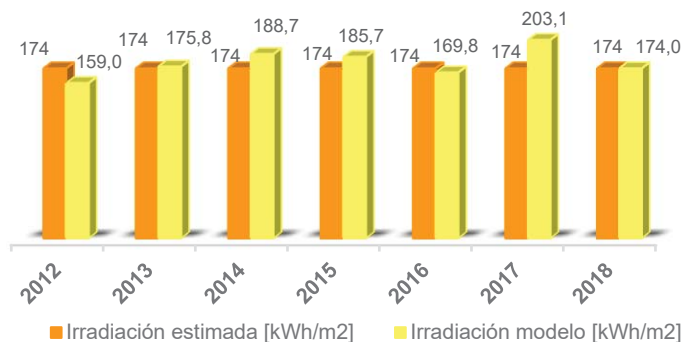


Gráfico 20 Irradiación en el mes de abril para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE II).

Mayo

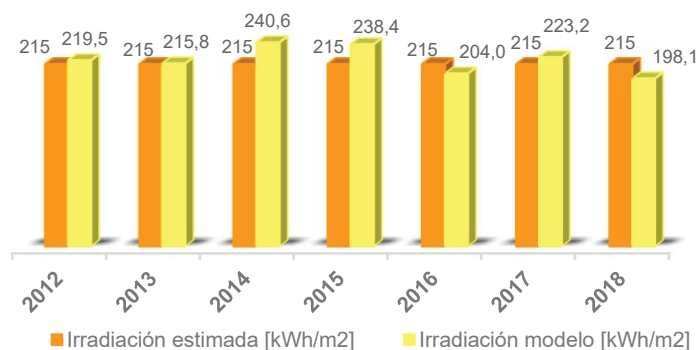


Gráfico 21 Irradiación en el mes de mayo para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE II).

Junio

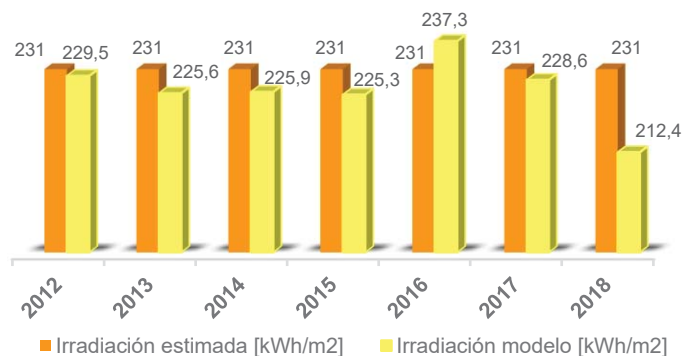


Gráfico 22 Irradiación en el mes de junio para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE II).

Julio

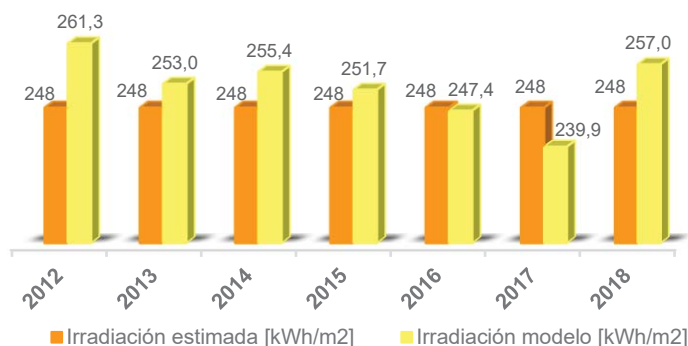


Gráfico 23 Irradiación en el mes de julio para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE II).

Agosto

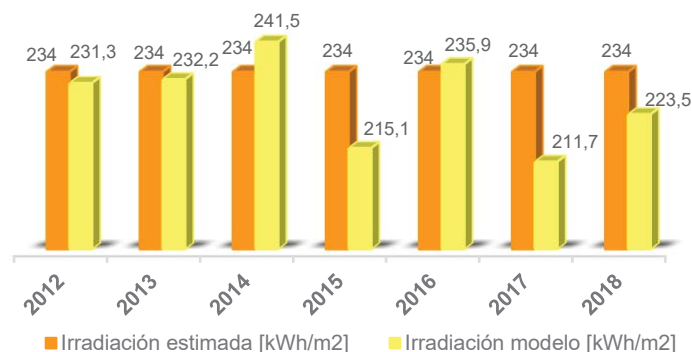


Gráfico 24 Irradiación en el mes de agosto para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE II).

Septiembre

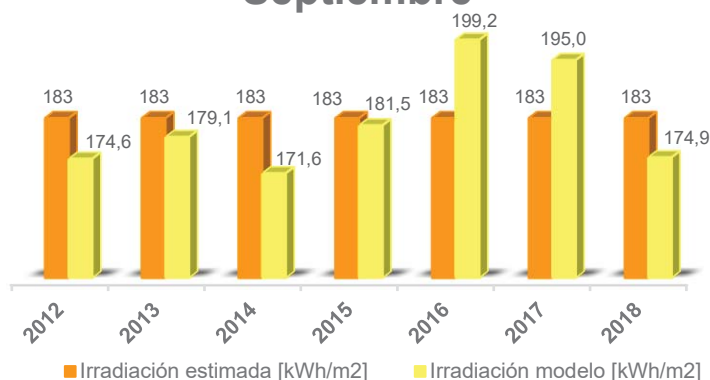


Gráfico 25 Irradiación en el mes de septiembre para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE II).

Octubre

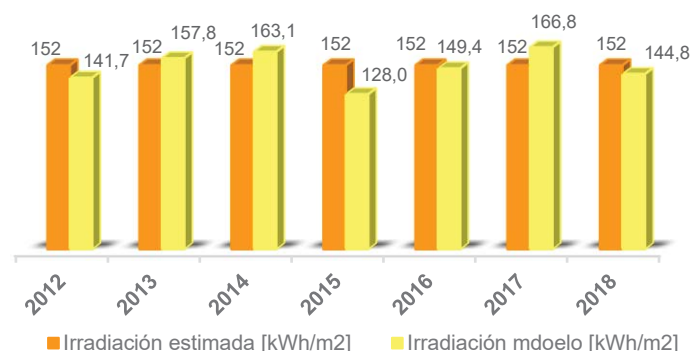


Gráfico 26 Irradiación en el mes de octubre para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE II).

Noviembre

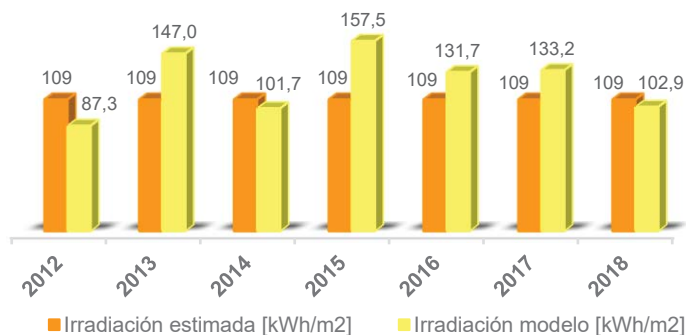


Gráfico 27 Irradiación en el mes de noviembre para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE II).

Diciembre

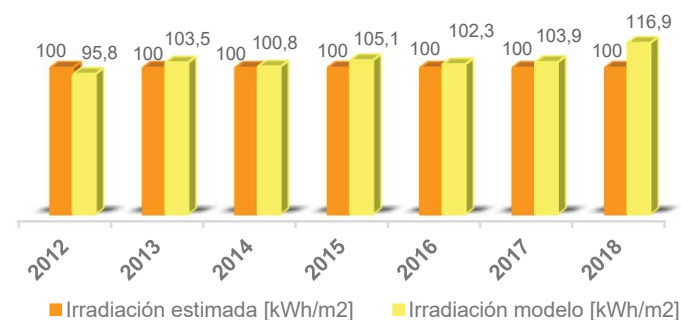


Gráfico 28 Irradiación en el mes de diciembre para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE II).

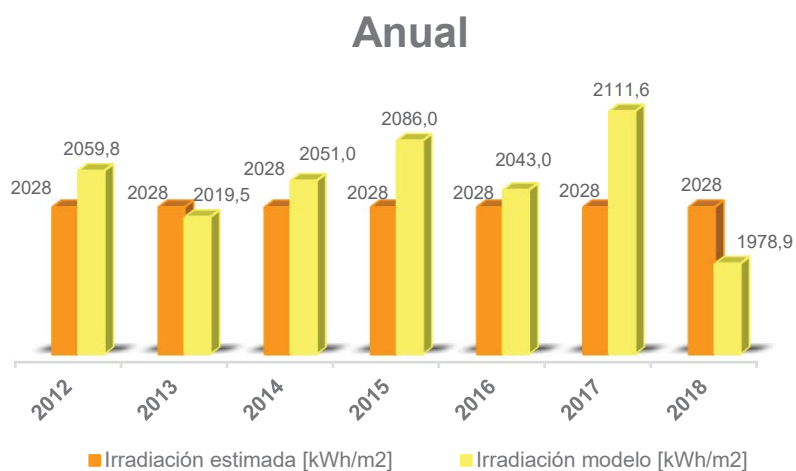


Gráfico 29 Irradiación para cada año de la planta ubicada en Jaén (FASE II).

Enero

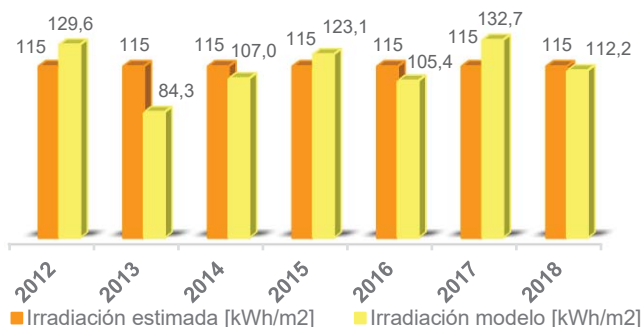


Gráfico 30 Irradiación en el mes de enero para cada año de la planta ubicada en Cádiz.

Febrero

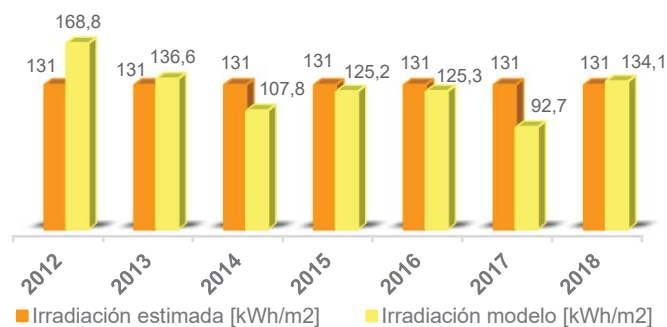


Gráfico 31 Irradiación en el mes de febrero para cada año de la planta ubicada en Cádiz.

Marzo

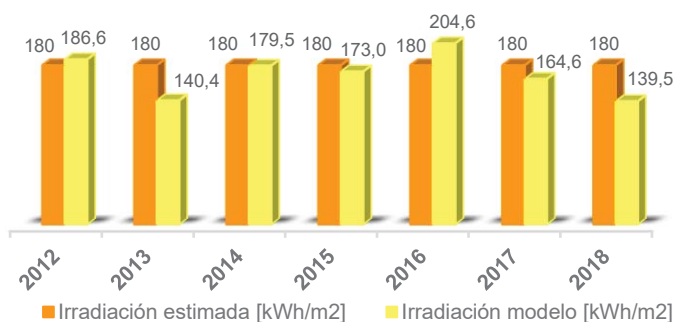


Gráfico 32 Irradiación en el mes de marzo para cada año de la planta ubicada en Cádiz.

Abril

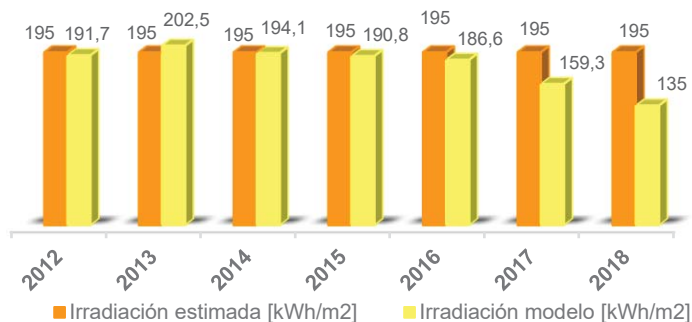


Gráfico 33 Irradiación en el mes de abril para cada año de la planta ubicada en Cádiz.

Mayo

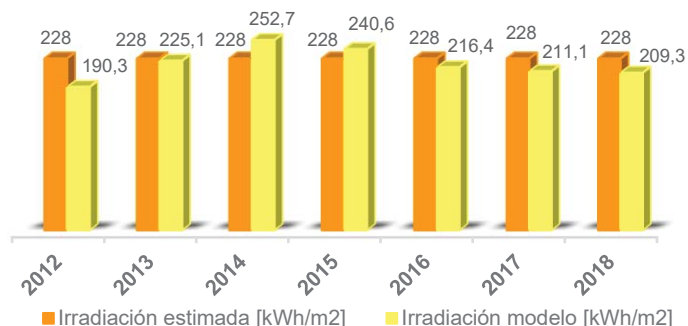


Gráfico 34 Irradiación en el mes de mayo para cada año de la planta ubicada en Cádiz.

Junio

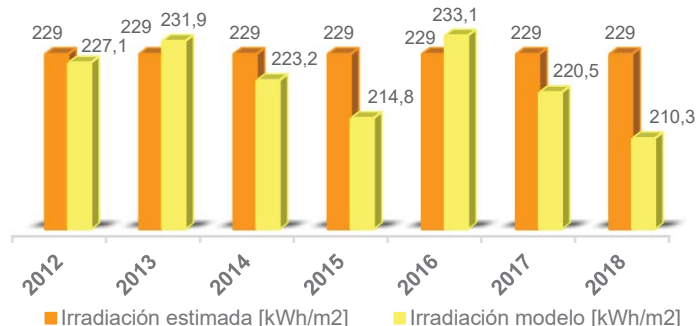


Gráfico 35 Irradiación en el mes de junio para cada año de la planta ubicada en Cádiz.

Julio

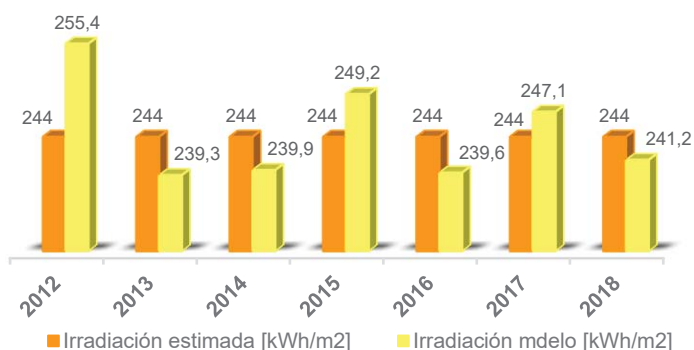


Gráfico 36 Irradiación en el mes de julio para cada año de la planta ubicada en Cádiz.

Agosto

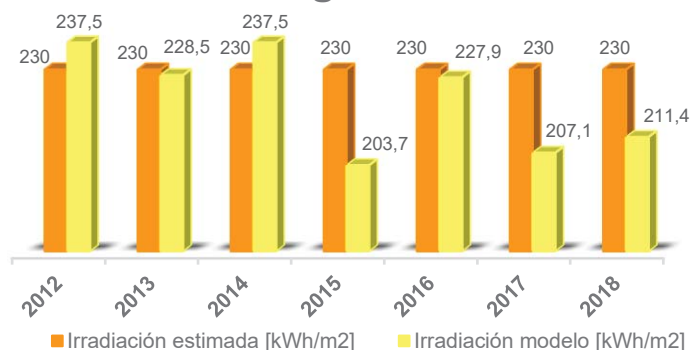


Gráfico 37 Irradiación en el mes de agosto para cada año de la planta ubicada en Cádiz.

Septiembre

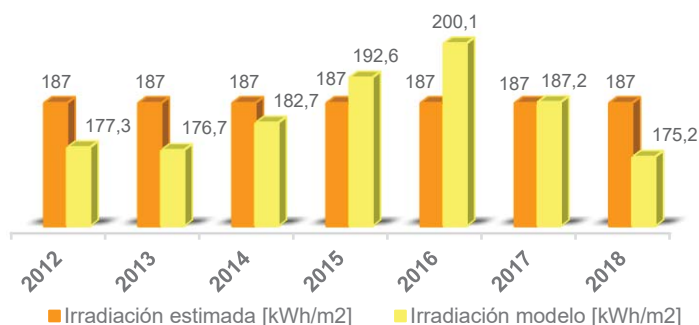


Gráfico 38 Irradiación en el mes de septiembre para cada año de la planta ubicada en Cádiz.

Octubre

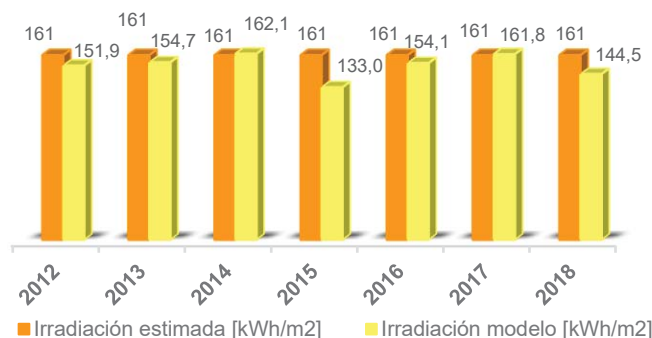


Gráfico 39 Irradiación en el mes de octubre para cada año de la planta ubicada en Cádiz.

Noviembre

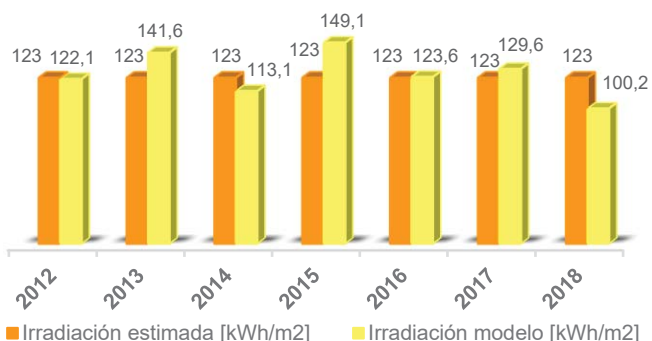


Gráfico 40 Irradiación en el mes de noviembre para cada año de la planta ubicada en Cádiz.

Diciembre

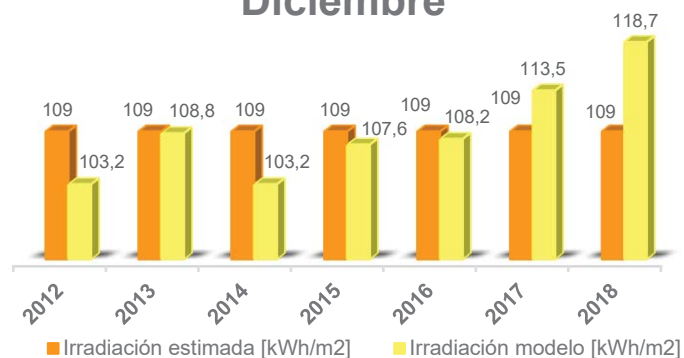


Gráfico 41 Irradiación en el mes de diciembre para cada año de la planta ubicada en Cádiz.

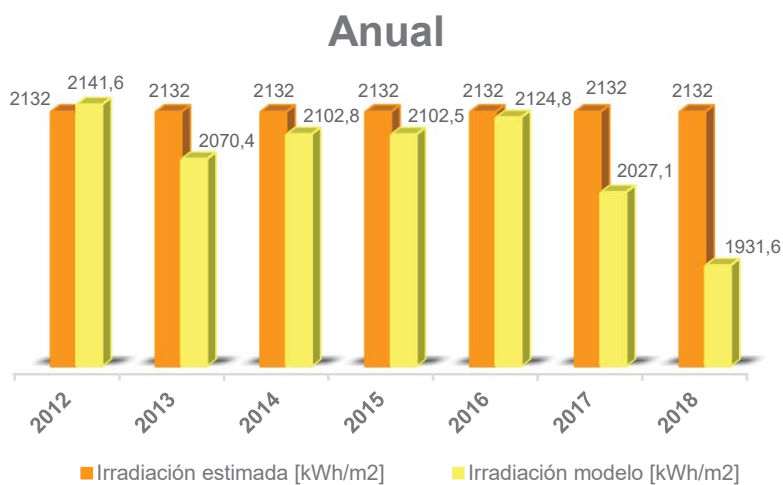


Gráfico 42 Irradiación para cada año de la planta ubicada en Cádiz.

Bibliografía

- [1] E. Lorenzo, *Electricidad solar fotovoltaica*. PROGENSA, 2006.
- [2] P. I. Cooper, "The absorption of radiation in solar stills," *Sol. Energy*, 1969.
- [3] L. J. B. McArthur and J. E. Hay, "A technique for mapping the distribution of diffuse solar radiation over the sky hemisphere.," *J. Appl. Meteorol.*, 1981.
- [4] J. A. Davies and D. C. McKay, "Evaluation of selected models for estimating solar radiation on horizontal surfaces," *Sol. Energy*, 1989.

Bibliografía complementaria

- [5] M. Blanco-Muriel, D. C. Alarcón-Padilla, T. López-Moratalla, and M. Lara-Coira, "Computing the solar vector," *Sol. Energy*, 2001.
- [6] J. A. Duffie and W. A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes: Fourth Edition*. 2013.
- [7] R. Perez, R. Seals, P. Ineichen, R. Stewart, and D. Menicucci, "A new simplified version of the perez diffuse irradiance model for tilted surfaces," *Sol. Energy*, 1987.
- [8] "Portal de entrada a APLICACIONES FOTOVOLTAICAS EN EDIFICIOS." [Online]. Available: http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/08_lecciones/01_leccion/01_lecc.htm. [Accessed: 16-Oct-2019].
- [9] "CURSOLAR:." [Online]. Available: http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/02_radiacion/02_intermedio/ej_cal_radiacion.htm. [Accessed: 16-Oct-2019].
- [10] "Servicio de radiación CAMS - www.soda-pro.com." [Online]. Available: <http://www.soda-pro.com/web-services/radiation/cams-radiation-service>. [Accessed: 16-Oct-2019].
- [11] "Sistema de información geográfica fotovoltaica del CCI (PVGIS) - Comisión Europea." [Online]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#PVP. [Accessed: 16-Oct-2019].
- [12] "1. TEORÍA DE NAVEGACIÓN - Escola Port - Aula Náutica." [Online]. Available: <http://aulanautica.org/unidad/teoria-de-navegacion-capitan-yate/>. [Accessed: 16-Oct-2019].
- [13] L. A. S. Obse, "español la," 2011.