



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

Universidad de Valladolid

MASTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES
UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**(Análisis de diversos aspectos relacionados con la producción de
instalaciones fotovoltaicas situadas en Castilla y León)**

Autor: D. Alejandro Martín Alonso
Tutor: D. Francisco Vicente Tinaut Fluixá

Valladolid, Junio, 2015

Resumen

El desarrollo de este trabajo ha consistido en el estudio de la producción de once instalaciones fotovoltaicas para los años comprendidos entre 2009 y 2014, incluidos los dos. Todas estas instalaciones tienen unas características comunes:

- Son instalaciones que inyectan su energía producida a la red de distribución.
- Todas ellas han sido instaladas por la empresa Cenit Solar.
- Todas se encuentran en la comunidad de Castilla y León.

Lo que se ha tratado de hacer con este trabajo es el estudio de diferentes características de las instalaciones. Contando con los datos procedentes de estas once instalaciones se ha tratado de generalizar algunos aspectos para que sean aplicables en futuros desarrollos o proyectos de instalaciones.

Para llevar a cabo este trabajo ha sido necesario hacer acopio de datos de diversos tipos que en se mencionan en las siguientes líneas.

Unos de los datos más importantes a tener en cuenta en las instalaciones fotovoltaicas son los relativos a la radiación incidente. También se han tenido en cuenta otras variables meteorológicas que se ha considerado que pueden tener importancia en la producción fotovoltaica como son: temperatura ambiente, velocidad del viento o humedad relativa. Para poder validar los modelos que se han propuesto también se ha necesitado tener datos de producción de cada instalación.

Los datos meteorológicos han sido obtenidos casi en su totalidad de las bases de datos proporcionadas por el Sistema de Información Agroclimática para el Regadío (SIAR), solo en algunas instalaciones se cuenta con datos meteorológicos de la propia instalación proporcionados por Cenit Solar para los años 2013 y 2014.

Para los datos procedentes de las bases de datos de SIAR ha sido necesaria una interpolación para trasladar estos datos a cada instalación. Esta interpolación se ha hecho según dos métodos:

- Vecino más cercano: si la instalación tiene una estación de SIAR a una distancia igual o inferior a 10 km se toman directamente los datos de esta estación como propios de la instalación.
- Inverso de la distancia (IDW): en caso de no encontrarse ninguna estación de SIAR a una distancia igual o inferior a 10 km se utilizará este método tomando todas las estaciones de SIAR que se encuentran en un radio de 45 km que tiene como centro la instalación de la que se quieren conocer los datos.

Los datos de radiación procedentes de las estaciones de SIAR no tienen separadas las componentes directa y difusa, proceso que se ha hecho utilizando un trabajo anterior en la misma línea que comprueba y valida varias correlaciones y obtiene que mediante dos correlaciones la estimación es lo suficientemente buena para lo que se requiere. Se utiliza la correlación propuesta por Lalas et al. (1978) para los meses centrales del año y la correlación propuesta por Muneer et al. (1983) para los meses iniciales y finales del año.

Los datos de radiación una vez separados en sus componentes difusa y directa necesitan ser trasladados al plano en el que se encuentran los paneles fotovoltaicos, ya que todas las

instalaciones que se incluyen en este trabajo cuentan con paneles con una cierta inclinación. Para este cometido se han analizado varias correlaciones obtenidas a partir de la revisión de bibliografía y se han validado atendiendo a dos estadísticos: la desviación cuadrática media (rmse) y la desviación media relativa (mbe). Los datos que han permitido validar estas correlaciones corresponden a dos instalaciones que cuentan con la medición de radiación inclinada. La conclusión a la que se ha llegado es que la mejor correlación es la propuesta por Skartveit (1985) y es esta la que se utiliza en el trabajo aunque algunas que tienen una forma más sencilla arrojan resultados no muy dispares de esta.

Una vez que se tienen los datos en el lugar que se necesitan se ha procedido a calcular la eficiencia de las instalaciones utilizando datos medios diarios, siendo esta eficiencia igual a la relación entre la producción media diaria medida antes del transformador y la energía que reciben los paneles en forma de radiación solar. Tras este cálculo se observa que este valor es independiente de cada instalación y no permite la comparación entre instalaciones. Para poder comparar las instalaciones entre sí se calcula el factor de rendimiento de la instalación o performance ratio (PR), que por definición es la energía diaria que produce un sistema con respecto a la energía que produciría en un caso ideal sin pérdidas y con las células funcionando en condiciones estándar (STC). Se observa que todas las instalaciones tienen valores de PR buenos, indicativos de un buen diseño. Con este valor se comparan las diferentes instalaciones atendiendo a diferentes características de las mismas.

Se observa que la temperatura es un factor muy importante en el rendimiento, de modo que se trata de estimar la temperatura de panel con la estructura que se ha seguido durante el trabajo, se toman varias correlaciones procedentes de la bibliografía y se validan con datos de dos instalaciones que cuentan con medición de la misma. La correlación que mejor ajusta sus resultados es la propuesta por Mondol (2005). Se intenta también crear una correlación propia para este cometido.

Se ha tratado de continuar un método teórico para evaluar las pérdidas debidas al aumento de temperatura de los módulos en las diferentes instalaciones fotovoltaicas que ya se empezó a desarrollar en un trabajo anterior. Por falta de información, el resto de pérdidas que reducen la eficiencia de los módulos se han considerado constantes. Con estas pérdidas se ha podido calcular la eficiencia teórica de las instalaciones, obteniéndose valores bastante similares a los reales sobre todo en los meses centrales del año. Se pone de manifiesto así que, a pesar de la simplicidad del método, proporciona valores suficientemente fiables de la eficiencia de las instalaciones que pueden ser usados en el análisis o la proyección de las mismas.

Por último se ha tratado de desarrollar una correlación que permita obtener los valores de producción a partir de las variables meteorológicas, para ello se han utilizado todos los datos disponibles de todas las instalaciones, estos datos se han dimensionado con los correspondientes rendimientos para así poder extrapolarlos a otras instalaciones.

Abstract

The development of this essay has consisted in the study of the production of eleven photovoltaic plants in the years between 2009 and 2014, both included. All these plants have common characteristics:

- They are plants that inject all the energy produced to the distribution network.
- All of them has been set up by Cenit Solar company.
- All of them are sited in the community of Castilla y León.

What it has been tried to do with this essey is the study of the different characteristics of the plants. Counting on the information from the plants it has tried to generalize some aspects so that they can be applied in future developments or installation projects.

To carry out this work has been necessary to make data collection of different types that are mentioned in the following lines.

One of the most important data to consider on PV installations are those relating to the incident radiation. It also has been taken into account other meteorological variables which has been considered to be important in photovoltaic production. In order to validate the models which have been proposed, it also has been required to get production data of each installation.

Meteorological data were obtained almost entirely from the databases provided by the Information System Agro-climatic for Irrigation (SIAR), only in some plants there are meteorological data of the installation provided by Cenit Solar for the years 2013 and 2014.

For the data from the databases of SIAR a interpolation has been necessary to transfer this data to each plant. This interpolation is done by two methods:

- Nearest Neighbor: If the installation has a SIAR station lower than 10 km far will directly take the data from this station as their own data installation.
- Inverse distance weighted (IDW): if there is not any SIAR station at a distance less than 10 km will use this method taking all SIAR stations found within a radius of 45 km whose center is the plant from which we want to know the data.

Radiation data from SIAR stations do not have separated the direct and diffuse components, this process has been developed using a previous job in the same way. This previous job checks and validates various correlations and gets that between two correlations the estimations is good enough to what is required. The correlation given by Lalas et al. (1978) is used to the middle months of the year and the correlation proposed by Muneer et al. (1983) for initial and final months of the year.

Radiation data once separated into their diffuse and direct components, need to be taken to the plane in which are photovoltaic panels as all the plants that are included in this work have panels with a certain inclination. For this purpose we have analyzed several correlations obtained from the literature review and they have been validated according to two statistics: the root mean square error (rmse) and the mean bias error (mbe). The data used to validate these correlations correspond to two plants provided with measure of tilted radiation. The conclusion that has been reached is that the best correlation is the one proposed by Skartveit

(1985) and this is the one used at this work, although some which have an easiest form produce not very different results.

Once having the data in the right place, we have proceeded to calculate the efficiency of plants, using average daily data, being this efficiency equal to the ratio between the average daily production measured before the transformer and the energy received by panels as solar radiation. After this calculation, it is observed that this value is independent of each installation and does not allow comparison between plants. To compare plants among themselves, the performance ratio (PR) is calculated, which by definition is the daily energy that produces a system respect to energy which it would produce an ideal lossless case and with the cells operating under standard conditions (STC). It is noted that all plants have good PR values indicative of good design. This value compares different facilities according to different characteristics of them.

It is observed that the temperature is a very important factor in performance, so that it is tried to make a panel temperature estimation with the structure that has been followed during the work, several correlations from bibliography are taken and they are validated with two information of two plants which count on measurement. The correlation that best fits the results is proposed by Mondol (2005). It is also sought to create an own correlation for this purpose.

Attempts have been made to continue a theoretical method for evaluate the losses due to the temperature rise of the modules in different photovoltaic systems, that has already started to develop in a previous job. For lack of information, the rest of losses that reduce the efficiency of the modules have been considered constant. With these losses it has been able to calculate the theoretical efficiency of plants, obtaining quite similar values to the real ones, especially in the central months of the year values. It is highlighted that, despite the simplicity of the method, it provides sufficiently reliable values of the efficiency of plants that can be used in the analysis or projection of the plants.

Finally it has tried to develop a correlation which allow to obtain the production values from the meteorological variables, to do this, all data available from all plants have been used, and these data have been dimensioned by the corresponding performance in order to extrapolate them to other plants.

Agradecimientos

En especial a mi familia que hasta aquí ha aportado todo lo que ha podido costase esfuerzo o no. Han creído en mí como en el mejor y nunca han desesperado en los momentos difíciles.

A mi tutor Franciso Tinaut por ayudarme en todo lo que he necesitado y llevarme por el camino correcto en todo momento.

Al equipo de Cenit Solar por facilitarme los datos tan amablemente y estar a mí disposición en el momento que los he necesitado.

A mis amigos por comprender mi falta de tiempo y poner su apoyo incondicional conociesen o no el tema que me ocupaba.

ÍNDICE

1 INTRODUCCIÓN	1
1.1 ANTECEDENTES	1
1.2 JUSTIFICACIÓN.....	2
1.3 OBJETIVOS	2
2 RADIACIÓN SOLAR Y PRODUCCIÓN FOTOVOLTAICA	3
2.1 HISTORIA	3
2.2 RADIACIÓN SOLAR.....	3
2.3 PRODUCCIÓN FOTOVOLTAICA	6
2.3.1 CÉLULAS FOTOVOLTAICAS.....	6
2.3.2 INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.....	6
2.4 DATOS METEOROLÓGICOS.....	9
2.4.1 BASES DE DATOS DEL SISTEMA DE INFORMACIÓN AGROCLIMÁTICA PARA EL REGADÍO (SIAR)	9
2.4.2 DATOS PROPORCIONADOS POR CENIT SOLAR	12
3 TRATAMIENTO DE LOS DATOS METEOROLÓGICOS	13
3.1 INTERPOLACIÓN DE DATOS PARA LAS INSTALACIONES	13
3.1.1 VECINO MÁS CERCANO	14
3.1.2 INVERSO DE LA DISTANCIA (IDW)	14
3.1.3 CONCLUSIONES	19
3.2 ESTIMACIÓN DE LA FRACCIÓN DIFUSA	20
3.2.1 CORRELACIONES PARA EL CÁLCULO DE LA FRACCIÓN DIFUSA	21
3.2.2 CONCLUSIONES	22
3.3 ESTIMACIÓN DE LA RADIACIÓN EN EL PLANO INCLINADO.....	23
3.3.1 VALIDACIÓN DE LOS MODELOS PROPUESTOS.....	26
3.3.2 RESULTADOS	27
4 EFICIENCIA DE LAS INSTALACIONES UTILIZANDO DATOS MEDIOS DIARIOS.....	34
4.1 SECUENCIA DE OPERACIONES.....	35
4.1.1 CÁLCULO DE LA EFICIENCIA DE LAS INSTALACIONES.....	38
4.2 COMPARACIÓN DE LAS INSTALACIONES MEDIANTE EL PERFORMANCE RATIO	41
4.3 CONCLUSIONES	48
5 RENDIMIENTO DE UN PANEL. INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA DE PANEL.....	49
5.1 MODELO TÉRMICO DE PANEL	49

5.2 CORRELACIONES PARA LA DETERMINACIÓN DE LA TEMPERATURA DE OPERACIÓN DE PANEL	52
5.2.1 CORRELACIONES IMPLÍCITAS	53
5.2.2 CORRELACIONES EXPLÍCITAS.....	53
5.3 VALIDACIÓN DE LAS CORRELACIONES PROPUESTAS.....	54
5.3.1 RESULTADOS UTILIZANDO DATOS MEDIOS DIARIOS.....	56
5.3.2 RESULTADOS UTILIZANDO DATOS MEDIOS EN LAS HORAS EN LAS QUE HAY RADIACIÓN	64
5.3.2 CONCLUSIONES	68
5.3.3 CORRELACIÓN PROPIA	68
6 CÁLCULO DE LA EFICIENCIA TEÓRICA DE LAS INSTALACIONES.....	74
6.1 PÉRDIDAS DE UN MÓDULO FOTOVOLTAICO	74
6.1.1 PÉRDIDAS POR TEMPERATURA	76
6.2 CÁLCULO DE LA EFICIENCIA TEÓRICA DE LAS INTALACIONES.....	78
6.3 COMPARACIÓN CON VALORES REALES DE LAS INSTALACIONES.....	79
6.4 CONCLUSIONES	81
6.5 CORRELACIÓN PARA LA PRODUCCIÓN	81
6.5.1 CONCLUSIONES	86
7 CONCLUSIONES	87
7.1 CONCLUSIONES GENERALES	87
7.2 CONCLUSIONES PARTICULARES	88
7.2.1 INTERPOLACIÓN DE DATOS METEOROLÓGICOS.....	88
7.2.2 ESTIMACIÓN DE LA FRACCIÓN DIFUSA DIARIA.....	88
7.2.3 ESTIMACIÓN DE LA RADIACIÓN EN EL PLANO INCLINADO.....	88
7.2.4 EFICIENCIA DE LAS INSTALACIONES	88
7.2.5 INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA DE PANEL	90
7.2.6 EFICIENCIA TEÓRICA DE LAS INSTALACIONES.....	91
7.3 DESARROLLOS FUTUROS	91
Referencias.....	93
ANEXO I	95
ANEXO II	101
ANEXO III	122
ANEXO IV	187
ANEXO V	212

1 INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES

Desde el principio el hombre ha tenido la necesidad de cuantificar todas las cosas que utilizaba, empezando por el tiempo y seguido de los fenómenos climatológicos que podían ayudarlo en su forma de subsistencia o arrasar sus cosechas y animales.

En esta tónica seguimos, aplicando todos nuestros conocimientos y técnicas disponibles para tener la mayor información posible de todo lo que nos rodea.

El trabajo que nos ocupa se enfoca de cara a la energía fotovoltaica, de gran importancia en nuestros días. En España es una de las principales fuentes de energía renovable, habiendo llegado a alcanzar un avanzado desarrollo en cuanto a instalaciones y aprovechamiento de la energía solar. Dentro del marco europeo, España es uno de los países con mayor número de horas de Sol diarias, con lo que la potencia a explotar en este sentido supone una ventaja frente a países que su climatología es más adversa disminuyendo considerablemente las horas en las que la radiación solar es aprovechable.

Años atrás, y principalmente debido a los incentivos por parte de las políticas del gobierno en cuanto al precio de la energía fotovoltaica, en España se construyeron numerosas plantas de producción fotovoltaica, contribuyendo así al desarrollo de la técnica en este campo y al desarrollo de la tecnología fotovoltaica en general, teniendo en cuenta que al aumentar el número de instalaciones la experiencia del sector aumenta en la misma medida.

Según la Comisión Nacional de Energía, de 2006 a 2014 la potencia fotovoltaica instalada en España ha pasado de 133MW a 4672MW, experimentando un crecimiento exponencial fundamentalmente debido a las ya mencionadas políticas de retribución más favorables y la simplificación de las condiciones de conexión de estas instalaciones a la red de distribución. De esta forma el sector fotovoltaico, que en España supone el 4,3% de la potencia total instalada en nuestro país, se posiciona en el sexto lugar a nivel mundial en cuanto a potencia instalada, por detrás de países como Alemania (38GW), China (20GW), Italia (17GW), Japón (10,5GW) y Estados Unidos (10GW). Esto conduce a elevados niveles de producción fotovoltaica que siguen batiendo records en nuestro país, como en junio de 2013, cuando Red Eléctrica de España informaba de que la energía solar fotovoltaica supuso el 5,1% de la generación total.

En Castilla y León la potencia instalada en 2014 era de 486MW según Red Eléctrica de España, suponiendo más del 11% del total de potencia fotovoltaica instalada en España. Así se sitúa en el tercer puesto por comunidades en lo que a potencia instalada se refiere, por detrás de Castilla la Mancha (906MW) y Andalucía (838MW).

El coste de generación de la energía solar fotovoltaica se encuentra en continua evolución debido al rápido desarrollo tecnológico de las energías renovables, viniendo principalmente motivado por la reducción del coste de fabricación de la tecnología.

1.2 JUSTIFICACIÓN

Como ya se mencionó anteriormente, una vez que se está inmerso en algo aparece la necesidad de cuantificar los resultados para poder comparar valores y si fuera posible estimar futuros valores de las variables de estudio.

La empresa Cenit Solar ha sido la encargada de la instalación y registro de datos de 11 plantas fotovoltaicas de potencias pico comprendidas entre los 11,25 kWp y los 110 kWp en la comunidad de Castilla y León.

El gran volumen de datos que se van acumulando en una instalación conforme va avanzando el tiempo justifica la clasificación, revisión y tratamiento de estos datos para tener una información valiosa como es la comparación del funcionamiento real de dicha instalación con los previstos teóricos que se esperaban al llevar a cabo la instalación. La empresa Cenit Solar ha sido la encargada de proporcionar los datos de las instalaciones en las que toma parte desde el año 2009 hasta el año 2014 incluidos; y en este trabajo se revisarán clasificarán y analizarán tratando de llegar a conclusiones que puedan ser útiles en el entorno de la producción fotovoltaica desde el punto de vista del análisis de instalaciones.

1.3 OBJETIVOS

Los objetivos que se pretenden en este trabajo se podrían resumir como:

Trabajar la posibilidad de analizar diferentes instalaciones fotovoltaicas, atendiendo a su producción, aún si no se cuenta con datos meteorológicos de la propia instalación. En este punto se engloba la necesidad de desarrollar un método para interpolar datos meteorológicos hasta el lugar en que se encuentre la instalación.

Obtener una manera de proceder cuando se quieren analizar las instalaciones para ver si su funcionamiento es el que debiera ser, para ello se exige el contar con una base de datos con la que comparar.

Tratar de definir mejor que hasta ahora algunos aspectos relacionados con el rendimiento de las instalaciones como son las pérdidas por temperatura.

Intentar desarrollar un modelo de predicción que se pueda utilizar a la hora de diseñar una instalación para prever su comportamiento.

2 RADIACIÓN SOLAR Y PRODUCCIÓN FOTOVOLTAICA

2.1 HISTORIA

La primera referencia histórica que se puede encontrar al uso de la energía solar se encuentra en la antigua Grecia con Arquímedes. Durante la batalla de Siracusa en el siglo III a.C. que enfrentó a los romanos y los griegos, algunos escritos relatan cómo Arquímedes utilizó unos espejos hexagonales hechos de bronce para reflejar los rayos solares concentrándolos en la flota romana con el objetivo de destruirla.

En el año 1515 Leonardo da Vinci comenzó uno de sus muchos proyectos, aunque este sería uno de los que nunca llegaría a acabar. Su idea era construir un concentrador de 6 kilómetros de diámetro a base de espejos cóncavos para la producción de vapor y calor industrial.

El pionero en la captación solar tal como hoy se conoce fue Agustín Mouchot, desarrollando en el año 1868 los primeros sensores solares. Tras ello, serían muchos los que seguirían sus pasos, siendo especialmente destacables John Ericsson, que en 1870 diseñó un colector parabólico que se ha seguido usando durante más de 100 años, y Aubrey Eneas, quien fundó la primera empresa de energía solar en 1900, The Solar Motor Co.

Actualmente la captación de la energía proveniente del Sol está muy extendida en todo el mundo, teniendo siempre presente que todas las energía dependen en última instancia del Sol, se refiere al aprovechamiento directo de la radiación solar. Tanto el aprovechamiento de la energía térmica como energía fotovoltaica supone una parte importante de la energía renovable a nivel mundial.

2.2 RADIACIÓN SOLAR

Por definición, la radiación solar es el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el Sol.

El aprovechamiento de esta radiación es la base de la energía, desde los seres vivos para sobrevivir hasta las células fotovoltaicas que nos ocupan, capaces de convertir esta radiación en electricidad.

La radiación solar, antes de entrar en la atmosfera terrestre, se denomina radiación solar extraterrestre. Procede casi exclusivamente del disco solar y está constituida por haces de rayos que se pueden considerar paralelos, puesto que la Tierra se ve desde el Sol con un ángulo aproximado de 8.79 segundos de arco. Para introducir un orden de magnitud se indicara que mientras el radio terrestre y el solar son de 6371 km y 695500 km respectivamente, la distancia media entre ellos es de 149.6 millones de kilómetros. El flujo de energía que alcanza la superficie externa de nuestra atmosfera en un plano perpendicular a la dirección Tierra-Sol por unidad de tiempo y de superficie se conoce como constante solar (G_{sc}), y tiene un valor medio de $1367W/m^2$, alcanzando valores mínimo de $1308 W/ m^2$ en el afelio (punto más lejano de la órbita de la Tierra en torno al Sol, alrededor del 1 de julio) y máximo de $1395W/ m^2$ en el perihelio (punto más cercano, hacia el 4 de enero).

Tras el paso por la atmósfera la radiación solar llega a la superficie de la tierra con lo que consideramos tres componentes:

- Radiación directa: proveniente del disco solar y atenuada al atravesar la atmosfera.
- Radiación difusa: recibida del resto de la bóveda celeste y procedente de la dispersión de la radiación directa al atravesar la atmosfera.
- Radiación de albedo: es radiación de los dos tipos anteriores que incide en el suelo y es reflejada hacia la superficie.

La suma de estas tres componentes es lo que se conoce como radiación global incidente en la superficie.

A continuación se detallan los gráficos facilitados por un estudio de AEMET que comprenden las **irradiancias global, directa y difusa** en las capitales de provincia para los años **1983 a 2005**.

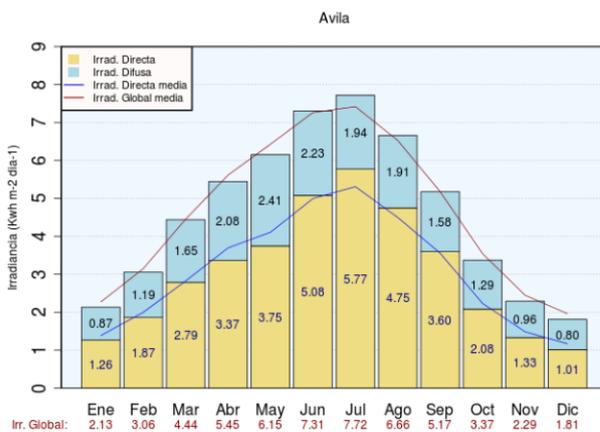


Figura 2.1

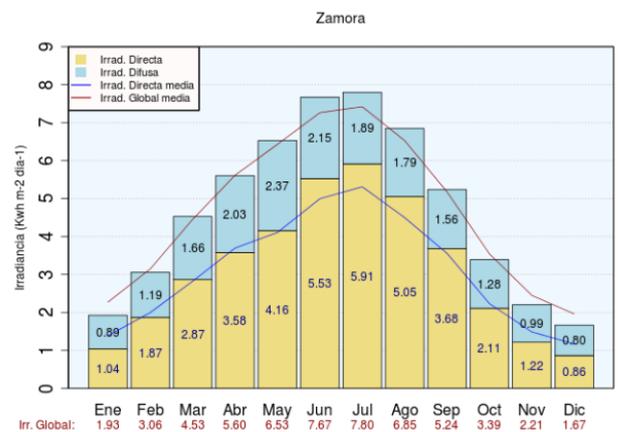


Figura 2.2

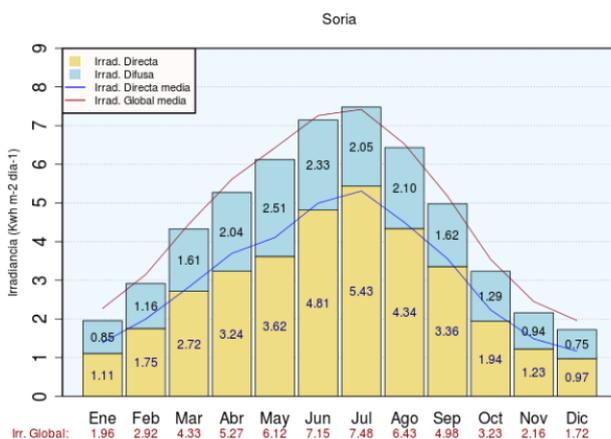


Figura 2.3

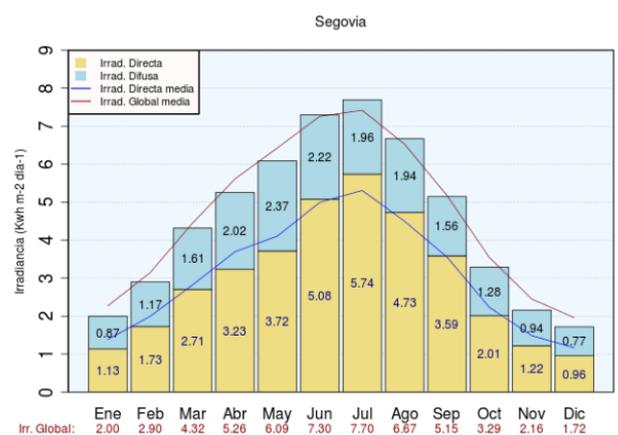


Figura 2.4

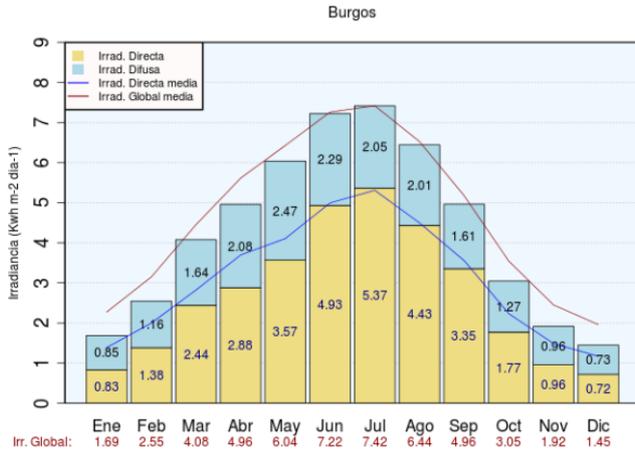


Figura 2.5

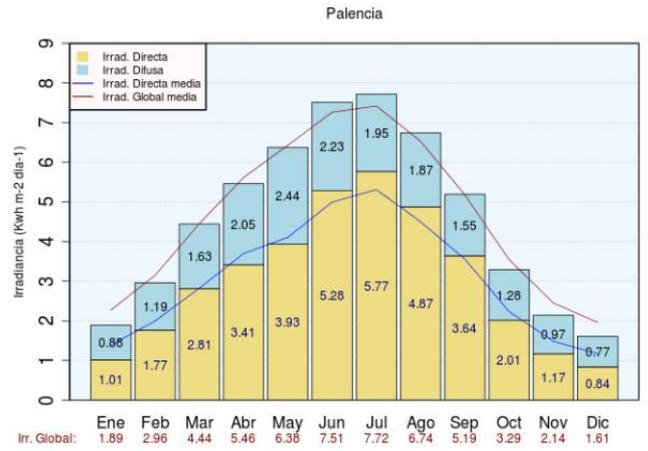


Figura 2.6

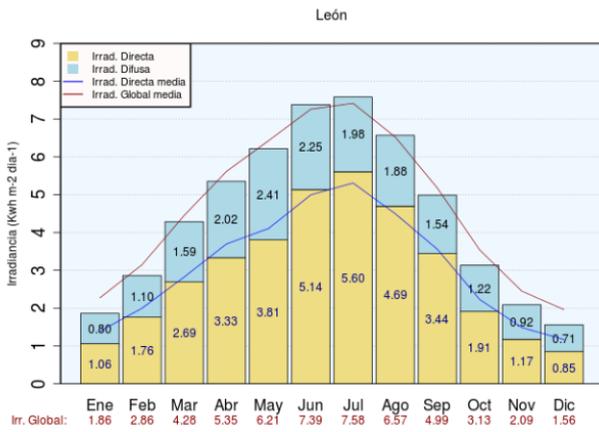


Figura 2.7

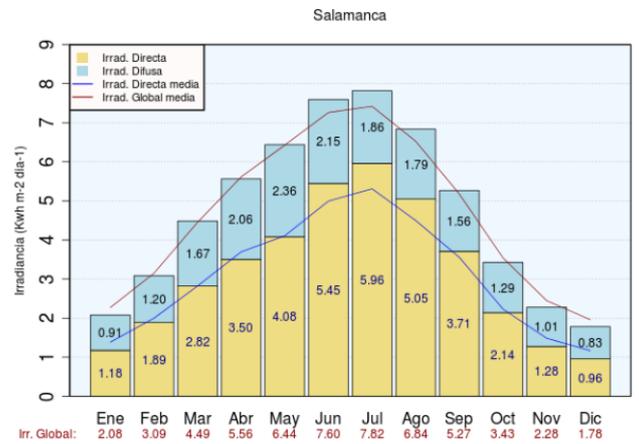


Figura 2.8

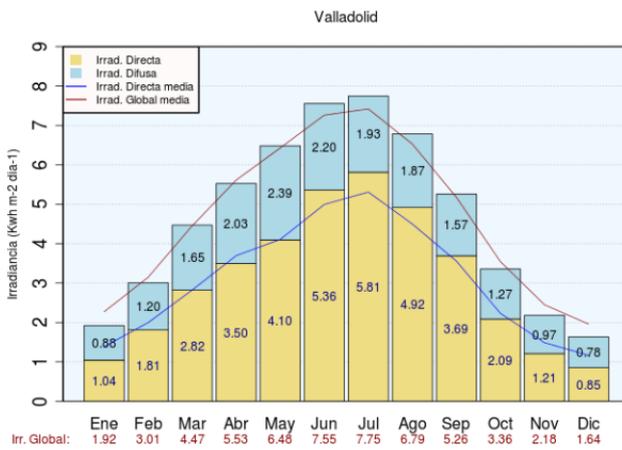


Figura 2.9

2.3 PRODUCCIÓN FOTOVOLTAICA

2.3.1 CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Para describir la **producción fotovoltaica** se debe partir desde el elemento primero, considerando como tal la **célula** fotovoltaica. Su funcionamiento está basado en el efecto fotovoltaico, capaz de transformar la energía procedente del sol en forma de radiación en **energía eléctrica**. Las células fotovoltaicas están fabricadas con materiales semiconductores, que al ser irradiados los fotones de esta radiación son capaces de transmitir energía a los electrones de valencia del material semiconductor para romper el enlace que los mantiene unidos a los átomos. Cada enlace roto implica un electrón y un hueco libres para circular por el interior del material. Los huecos tienen carga positiva y los electrones carga negativa. Al moverse estos huecos y electrones por el material generan una corriente eléctrica capaz de circular por un circuito externo y liberar energía. Para impedir que electrones y huecos reestablezcan su enlace se utiliza un campo eléctrico que obliga a estos a circular en sentidos opuestos, dando lugar a una corriente en el sentido del campo eléctrico inducido.

En las células solares convencionales el campo eléctrico se consigue en la unión de dos regiones de un **crystal semiconductor** de conductividades de diferente tipo. En el caso de que el material semiconductor sea el **silicio**, una de las regiones, llamada tipo n, se impurifica con fósforo, que tiene cinco electrones de valencia, uno más que el silicio, con lo que la densidad de electrones es superior a la de huecos. La otra, llamada tipo p, se impurifica con boro, que tiene tres electrones de valencia, de forma que la concentración de huecos es mayor que la de electrones. Estas diferencias, para mantenerse crean un campo eléctrico dirigido de la región n a la región p, que es el responsable de separar los **electrones y huecos** extras que se producen cuando la célula está iluminada.

2.3.2 INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

El objetivo de una instalación fotovoltaica es la transformación de la **energía** procedente del Sol en forma de radiación en energía eléctrica que pueda ser **aprovechada** por diferentes aplicaciones.

Con este propósito se construyen instalaciones fotovoltaicas de diferentes tipos, englobándose todas bajo dos características principales:

- **Instalaciones aisladas** de la red para autoconsumo: estas instalaciones suelen ser de pequeño tamaño y la producción de las mismas es aprovechada en los alrededores del lugar donde se genera sin inyectar la energía producida al sistema de distribución de energía eléctrica.
- **Instalaciones conectadas a la red eléctrica**: estas instalaciones, por lo general de un tamaño y capacidad de producción mayores que las anteriores, tras la conversión de energía, esta se inyecta al sistema de distribución de energía eléctrica constituyendo una fuente más de producción.

Las instalaciones que se han estudiado en este trabajo son todas del segundo tipo, conectadas a la red de distribución. A continuación se muestra un esquema general de los elementos que intervienen en una instalación.

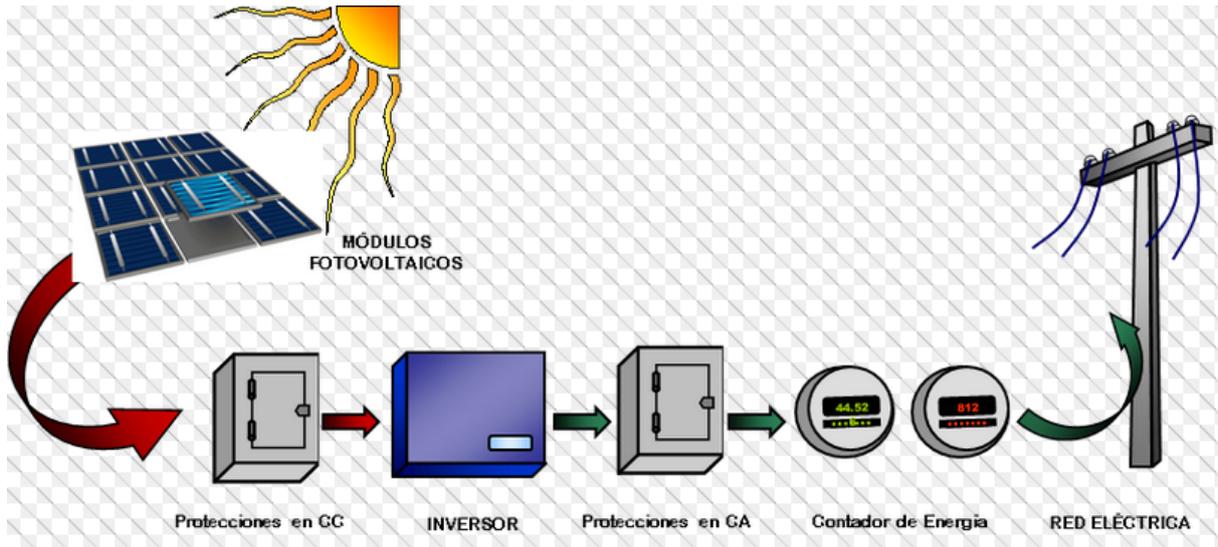


Figura 2.10. Esquema de una instalación fotovoltaica conectada a red.

Se va a tratar de explicar brevemente el funcionamiento de los elementos que se consideran más importantes, el generador fotovoltaico y el inversor.

2.3.2.1 GENERADOR FOTOVOLTAICO

Todo el conjunto de **paneles** fotovoltaicos es lo que se conoce como generador fotovoltaico. Lo que realmente se produce en estos elementos es una **conversión energética**. En las instalaciones conectadas a red lo que se pretende es producir la máxima cantidad de energía posible, en cambio en las que están aisladas se tratará de producir la energía que se demande en cada momento.

Los paneles fotovoltaicos, con el fin de maximizar su producción han de instalarse en la posición en la que la **radiación** incidente sea la **mayor posible**, atendiendo a este criterio, en el hemisferio norte los paneles se colocan orientados hacia el **sur** o bien se instalan en estructuras con seguimiento solar, que son capaces de seguir el movimiento del Sol.

Para caracterizar los paneles fotovoltaicos se dan dos tipos de especificaciones:

- STC (Standard Test Conditions)
 - Irradiancia $G_{STC}=1000W/m^2$
 - Espectro AM 1.5
 - Incidencia normal
 - Temperatura de la célula $T_c=25^{\circ}C$
- NOCT (Normal Operating Cell Temperature)
 - Irradiancia $G_{STC}=800W/m^2$
 - Espectro AM 1.5
 - Temperatura ambiente $T_a=20^{\circ}C$
 - Velocidad del viento 1m/s

Los fabricantes de paneles fotovoltaicos proporcionan catálogos con algunas de las siguientes características:

- Potencia nominal (P_n)
- Corriente de cortocircuito (I_{sc})
- Tensión de circuito abierto (V_{oc})
- Tensión en el punto de máxima potencia (V_M)
- Corriente en el punto de máxima potencia (I_M)
- Coeficiente de disminución de la potencia con la temperatura (γ)
- NOCT
- Eficiencia nominal (η)

Un panel fotovoltaico está compuesto por un conjunto de células distribuidas en el panel, de este modo, la eficiencia del panel no coincide con la de las células porque el panel tiene un borde y espacios entre células que no tienen capacidad de producción.

$$\eta_{células} = \frac{S_{módulo}}{S_{células}} \eta_{módulo}$$

La relación entre las superficies del módulo y de las células es lo que se conoce como factor de empaquetamiento de la célula solar (solar cell packing factor).

2.3.2.2 INVERSOR

El inversor es el elemento encargado de transformar la **corriente continua** proporcionada por los paneles fotovoltaicos en **corriente alterna**, de forma que esta pueda ser inyectada en la red de distribución. Para disminuir las pérdidas los inversores se suelen situar cerca de los paneles. Una instalación puede tener un solo inversor centralizado que se encarga de la conversión de la corriente de todos los módulos o puede tener varios repartidos por la instalación.

La potencia nominal del inversor debe ser inferior a la potencia pico de los módulos por dos motivos. El primero es que la potencia pico de los módulos se da para unas condiciones que raramente se cumplen en la realidad, y el segundo es debido a las diferentes pérdidas en el cableado, el inversor o en los módulos. De cualquier forma, si algún momento se alcanzaran las condiciones de funcionamiento nominal de los módulos no habría problemas con el inversor, ya que están diseñados para soportar sobrecargar de un 15 o un 20%.

La característica más importante de un inversor es su eficiencia, y raramente se proporciona por el fabricante para diferentes grados de carga, lo que se suele encontrar en el catálogo es la eficiencia máxima del inversor y su **euroeficiencia**, que es un parámetro ponderado para el clima europeo que tiene en cuenta diferentes condiciones de carga debidas al clima y se define de la siguiente manera:

$$\eta_{euro} = 0,03\eta_{5\%} + 0,06\eta_{10\%} + 0,13\eta_{20\%} + 0,1\eta_{30\%} + 0,48\eta_{50\%} + 0,2\eta_{100\%}$$

Donde los diferentes rendimientos en porcentaje representan el rendimiento del inversor a ese porcentaje de su carga nominal.

2.4 DATOS METEOROLÓGICOS

Los datos más importantes para este trabajo son los datos de **radiación**; es fácil dar con bases de datos que nos proporcionan valores medios mensuales para diferentes lugares, lo que puede servir para hacer un estudio sobre la viabilidad de construir allí una planta o no, pero para el cometido que nos ocupa necesitamos datos de radiación con la mayor **resolución** posible. Para algunas instalaciones se han utilizado bases de datos con resolución horaria y para otras se ha contado con resolución cuartohoraria que afina todavía más la precisión.

2.4.1 BASES DE DATOS DEL SISTEMA DE INFORMACIÓN AGROCLIMÁTICA PARA EL REGADÍO (SIAR)

El Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente a través de la Subdirección General de Regadíos y Economía del Agua pone a disposición de los usuarios y de forma gratuita datos meteorológicos medios diarios, semanales o mensuales recogidos en las diferentes estaciones del Servicio de Información Agroclimática para el Regadío, **SIAR**, repartidas por toda España desde hace más de 13 años. El objetivo de esta red es la estimación de las necesidades netas de los cultivos, teniendo en cuenta las condiciones climáticas y el cultivo.

Este organismo cuenta con un total de **468 estaciones** distribuidas por el territorio nacional, no están presentes en algunas comunidades autónomas pero si se encuentran en Castilla y León donde forman una red de estaciones bien distribuidas en toda la comunidad.

Estas estaciones serán las utilizadas para la **interpolación** de los datos meteorológicos necesarios para el trabajo.



Figura 2.10. Estaciones de SIAR

SIAR cuenta con su propia web de donde se pueden descargar los datos meteorológicos necesarios e incluso descargarlos en formato csv de Microsoft Excel. Los datos que se pueden consultar son:

- Temperatura media
- Temperatura máxima
- Temperatura mínima
- Hora temperatura máxima
- Hora temperatura mínima
- Humedad relativa del aire media
- Humedad relativa del aire máxima
- Humedad relativa del aire mínima
- Hora humedad relativa del aire máxima
- Hora humedad relativa del aire mínima
- Velocidad del viento media
- Velocidad del viento máxima
- Hora velocidad del viento máxima
- Dirección del viento media
- Dirección del viento en velocidad máxima
- Precipitación
- Precipitación efectiva
- Irradiación global horizontal
- Temperatura del suelo a 10cm
- Temperatura del suelo a 30cm
- Evapotranspiración (calculada)

A continuación se detallará un poco más una estación de medida de SIAR con el fin de aportar fiabilidad al trabajo, reflejando que los datos se han obtenido de una manera lo más precisa posible.

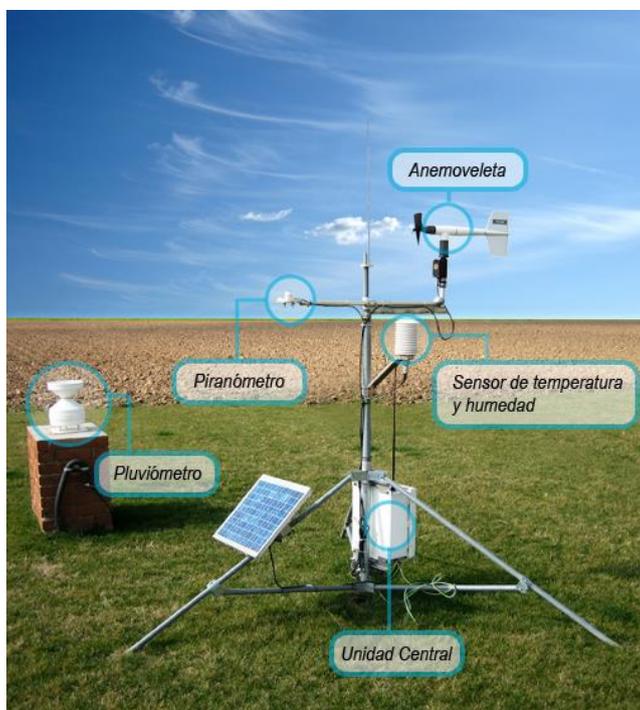


Figura 2.11 Estación meteorología SIAR.

También se detallan los datos técnicos de los diferentes **sensores** incorporados en cada estación, todas las estaciones cuentan con los aparatos de medida que aparecen en la figura y de forma adicional algunas estaciones cuentan con la posibilidad de medir la temperatura del suelo.

SONDA VAISALA HMP45C

Variable medida	Rango de señal	Rango medida	Precisión	Sensor
Temperatura	0V – 1V	-40°C – +60°C	± 0,2°C	Pt 1000
Humedad Relativa	0V – 1V	0,8% – 100%	± 2% de 0% - 90% ± 3% de 90% - 100%	HUMICAP 180

SONDA VAISALA HMP155

Variable medida	Rango de señal	Rango medida	Precisión	Sensor
Temperatura	0V – 1V	-40°C – +60°C	± (0,226 – 0,0028 ^T)°C ± (0,055 – 0,0057 ^T) °C	Pt 100
Humedad Relativa	0V – 1V	0% – 100%	± (1,4+0,032·H)%RH	HUMICAP 180R

SONDA ROTRONIC HC2S3

Variable medida	Rango de señal	Rango medida	Precisión	Sensor
Temperatura	0V – 1V	-40°C – +60°C	± ((-0,005 ·T)+0,1) °C	Pt 100 1/3 Class B
Humedad Relativa	0V – 1V	0% – 100%	± 0,8% RH	Rotronic Hygrometer IN-1

PLUVIÓMETRO ARG100

Variable medida	Salida de señal	Precisión
Precipitación	Relé Reed magnético	± 2%

PLUVIÓMETRO RM52203

Variable medida	Salida de señal	Rango medida	Precisión
Precipitación	Relé Reed magnético	0 – 50 mm/h	± 2% Hasta 25mm/h ± 3% Hasta 50mm/h

ANEMOVELETA RM YOUNG 05103

Variable medida	Rango medida	Precisión	Umbral
Velocidad del viento	0 – 100 m/s	$\pm 0,3\text{m/s}$ de 1 a 60m/s $\pm 1\text{m/s}$ de 60 a 100m/s	1m/s (max) 0,5m/s (típica)
Dirección del viento	0 – 360º	$\pm 3^\circ$	1m/s para 10º 1,5m/s para 5º

PIRANÓMETRO SKYE SP1110

Variable medida	Rango Señal	Rango sensibilidad	Precisión
Radiación solar	1Mv por 100Wm ⁻²	350 – 1100 nm	$\pm 5\%$

2.4.2 DATOS PROPORCIONADOS POR CENIT SOLAR

Algunos de los datos utilizados en este trabajo han sido facilitados por la empresa Cenit Solar, sin la cual este trabajo no tendría sentido, ya que ha dado la posibilidad de estudiar instalaciones reales para su comprobación con diferentes estudios.

Desde el punto de vista de los datos meteorológicos, que es el que se trata de abordar en este apartado, decir que los datos que la empresa Cenit Solar no son muy abundantes ya que no cuenta con muchas instalaciones con seguimiento meteorológico. Si bien estos datos son muy importantes porque permiten comprobar directamente, sin tener que interpolar debido a la distancia, algunos aspectos del trabajo; evitando así la acumulación de errores.

Gracias a estos datos se han podido validar las correlaciones para la determinación de la radiación incidente sobre un plano inclinado y desarrollar una de las principales partes de este trabajo que es la validación de correlaciones para la determinación de la temperatura de panel.

Solo se dispone de este tipo de datos en dos instalaciones de las once incluidas en el estudio:

- Villacidaler: Datos correspondientes a los años 2013 y 2014 que comprenden los valores de:
 - Radiación en el plano inclinado 30º
 - Temperatura del ambiente
 - Temperatura del módulo
- Valladolid Sur: Datos correspondientes a los años 2011, 2012, 2013 y 2014 que comprenden los valores de:
 - Radiación en el plano horizontal
 - Radiación en el plano inclinado 15º
 - Temperatura del ambiente
 - Temperatura del módulo

3 TRATAMIENTO DE LOS DATOS METEOROLÓGICOS

Para este trabajo se van a tener en cuenta los datos **de temperatura media, temperatura máxima, temperatura mínima, humedad media, humedad máxima, velocidad del viento media, velocidad del viento máxima y radiación**. Se cuenta con la base de datos de SIAR como fuente de datos más amplia, es por esto que utilizaremos esta y no otra. Si bien cabría preguntarse por qué no usar datos meteorológicos proporcionados por la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET), se puede decir que estos datos además de no ser de libre acceso y tener que pagar por ellos, son más incompletos y la única ventaja es que ya tiene medida la fracción de radiación difusa presente en la radiación global.

A lo largo del desarrollo de este trabajo han surgido varios problemas, en lo que al tratamiento de datos meteorológicos se refiere, que se han solventado de la mejor manera posible. Algunos de estos problemas han sido la imposibilidad de contar con datos del lugar de la instalación fotovoltaica, tener que separar la fracción difusa de la radiación de la radiación global, transformar los datos de radiación horizontal proporcionados por las bases de datos a radiación en el plano inclinado de los paneles a tratar.

3.1 INTERPOLACIÓN DE DATOS PARA LAS INSTALACIONES

En este apartado se detallará la forma en la que se ha ejecutado la interpolación de los datos meteorológicos provenientes de la red de estaciones de SIAR para tener los correspondientes necesarios en las plantas fotovoltaicas objeto de estudio.

Para este trabajo se han utilizado métodos de **geoestadística**, que es la ciencia que se ocupa del estudio de la interpolación espacial. Concretamente se han utilizado métodos recomendados para el tratamiento de datos meteorológicos; si bien se han barajado varios métodos como son la interpolación en malla, thin plate splines, regresión múltiple, Kriging, interpolación por **inverso de la distancia (IDW)**, **vecino más cercano**, algunos se han descartado por su complejidad o dificultad en la implementación. Para este trabajo los métodos utilizados han sido el de vecino más cercano, para aquellas instalaciones que disponen de una estación a menos de 10km de distancia, y el método basado en el inverso de la distancia (IDW) para las demás.

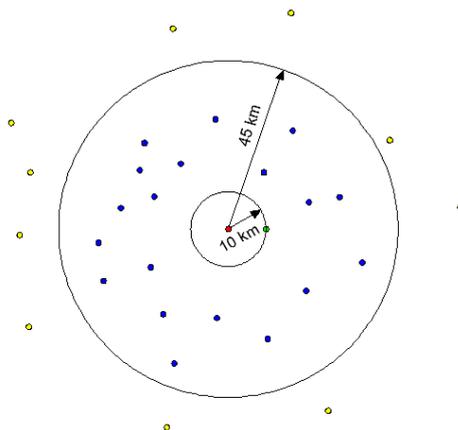


Figura 3.1 Esquema aplicación de métodos de interpolación.

3.1.1 VECINO MÁS CERCANO

Este método destaca por su simplicidad y facilidad de aplicación práctica. Consiste en tomar como valor de la variable que se desea conocer el mismo valor que tiene esa variable en el punto que se toma como referencia. Nos encontramos con que este método es suficientemente preciso cuando el punto de referencia no se aleja mucho del punto en el que se desea conocer el dato, así pues, se utilizará este método cuando la estación meteorológica y la instalación no disten más de **10km**. Este método arroja resultados especialmente buenos cuando lo que se está tratando son variables con una lenta variación a lo largo del espacio, como son las que aquí se están tratando.

3.1.2 INVERSO DE LA DISTANCIA (IDW)

Este método, no siendo tan simple como el anterior, destaca entre todos los que conllevan cierta capacidad operacional por su sencillez. El método lo que hace es dar un valor a la variable que se esté estudiando en el punto que se esté estudiando basando su aproximación en los valores de esta variable en los diferentes puntos que rodean al punto de estudio. Estos puntos aportan valor de forma lineal y este método lo que hace es darle un peso a dichos valores.

$$\hat{Z} = \sum_i^N \omega_i \cdot Z_i$$
$$\omega_i = \frac{d_i^{-p}}{\sum_i^N d_i^{-p}}$$

Donde:

- \hat{Z} es el valor de la estimación en el punto.
- Z_i es el valor de la medición en la estación i-ésima.
- ω_i es el peso estimado de la estación i-ésima.
- p es el parámetro de potencia, normalmente 2.
- N es el número de estaciones que intervienen en la estimación.

Un problema sería si estuviésemos trabajando con puntos extremos en una malla de puntos que el peso de este método se vería viciado hacia el interior de la malla, como en este caso estamos tratando instalaciones del interior de la comunidad contamos con estaciones repartidas de forma más o menos uniforme que satisfarán nuestras necesidades.

3.1.2.1 PARÁMETROS DEL MÉTODO

En este apartado vamos a detallar como se ha obtenido el parámetro de **potencia** del método, este parámetro, como se vió en el apartado anterior, está directamente relacionado con el peso que se asigna a cada punto de la malla mediante la ecuación:

$$\omega_i = \frac{d_i^{-p}}{\sum_i^N d_i^{-p}}$$

Este parámetro normalmente toma un valor de 2 para las diferentes estimaciones, si bien el significado de este parámetro estriba en si se quiere dar **más o menos peso** a los puntos más cercanos al punto de estimación, si se aumenta el parámetro de potencia los puntos cercanos tendrán un mayor peso y si se disminuye su peso disminuirá.

Trataremos de encontrar un valor óptimo para este parámetro teniendo en cuenta los datos con los que contamos. Para llevar a cabo esta tarea se va a realizar un análisis del parámetro en algunas estaciones de SIAR dentro de la comunidad de Castilla y León, para ello se tomarán algunas estaciones como puntos en los que vamos a estimar los valores de alguna variable y se tomarán estaciones en sus alrededores para dicha estimación.

Las estaciones que se eligen como puntos en los que estimar son: Villoldo (Palencia), Cubillas de los Oteros (León), Sahagún (León), Encinas de Esgueva (Valladolid) y Olmedo (Valladolid); se consideran representativas estas estaciones por su situación dentro de la comunidad.

Para la estimación se toman estaciones que se encuentren en un radio de **45km** de la estación objeto de estudio, se toma ese radio por ser una distancia que engloba un número considerable de estaciones se tome la estación que se tome.

Para la comprobación se toma la variable de radiación global en el plano horizontal ya que es la más representativa en el trabajo que se está desarrollando.

A continuación se detallan las estaciones que se encuentran en el radio de acción del método:

Villoldo

- Sahagún 38,47km
- Villaluenga de la Vega 34,02km
- Herrera de Pisuerga 44,37km
- Lantadilla 28,22km
- Torquemada 33,28km
- Villamuriel de Cerrato 34,4km
- Fuentes de Nava 23,84km

Cubillas de los Oteros

- Bustillo del Páramo 24,33km
- Hospital de Órbigo 32,17km
- Zotes del Páramo 21,81km
- Quintana del Marco 33,68km
- Mansilla la mayor 16,31km
- Santas Martas 12,93km
- Sahagún 39,65km
- Mayorga 30,42 km

Sahagún

- Mayorga 29,98km
- Santas Martas 29,17km
- Cubillas de los Oteros 39,42km
- Mansilla la Mayor 37,13km
- Villaluenga de la Vega 27,83km
- Villoldo 38,47km
- Fuentes de Nava 37,74km

Encinas de Esgueva

- Valvueda de Duero 20,47km
- Villamuriel de Cerrato 39,76km
- Torquemada 35,07km
- Lerma 41,46km
- Vadocondes 45,72km

Olmedo

- Medina del Campo 19,51km
- Rueda 26,76km
- Tordesillas 35,41km
- Finca Zamadueñas 45,64km
- Gomezserracín 30,08km
- Nava de la Asunción 21,88km
- Nava de Arévalo 35,19km

Para estas estaciones se calcularán los datos de radiación global diaria para el periodo comprendido desde 01/01/2009 hasta 31/12/2014, ambos incluidos.

Como lo que se pretende es comparar los resultados de los diferentes parámetros de potencia utilizados en el método se calculara el error relativo para cada estación según cada parámetro de potencia.

$$er = \frac{|\hat{H}(x_0) - H(x_0)|}{H(x_0)} \cdot 100$$

Para comparar los diferentes errores proporcionados por los diferentes parámetro de potencia en cada una de las estaciones se decide utilizar el **promedio de los errores** para cada parámetro y cada estación para su mejor visualización. Se detallan en la siguiente gráfica:

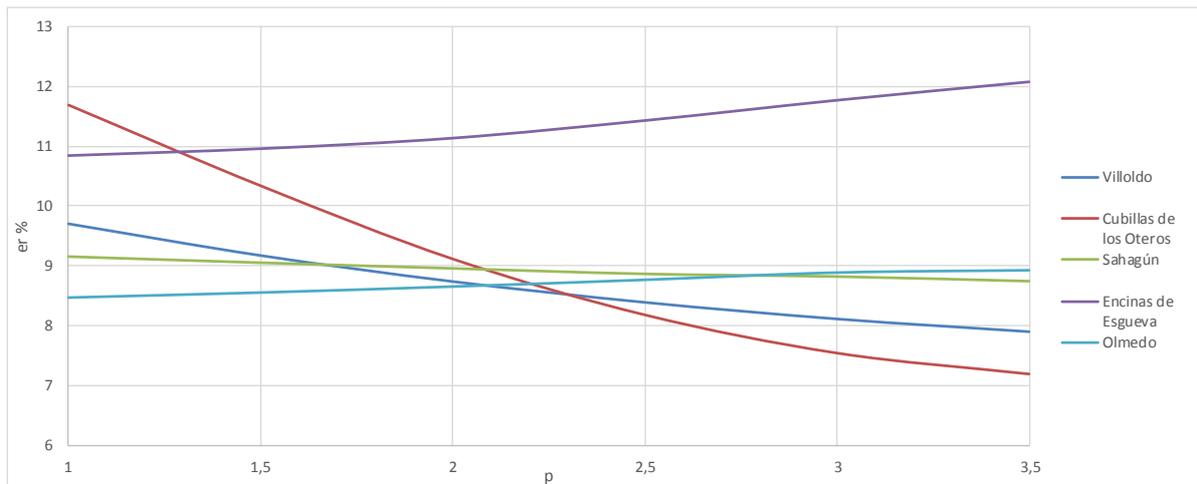


Figura 3.2 Error con diferentes parámetros de potencia.

Del gráfico se puede observar que el error para la mayor parte de los casos se mantiene constante independientemente del parámetro de potencia utilizado, por lo tanto, si bien es verdad que 2 no produce el valor mínimo del error, a falta de razones mayores se utiliza esta valor para los cálculos del trabajo ya que es el indicado por el método y más utilizado.

Una vez que se ha escogido el parámetro de potencia se representa el valor porcentual en función de los días para tener una idea del error que produce el método.

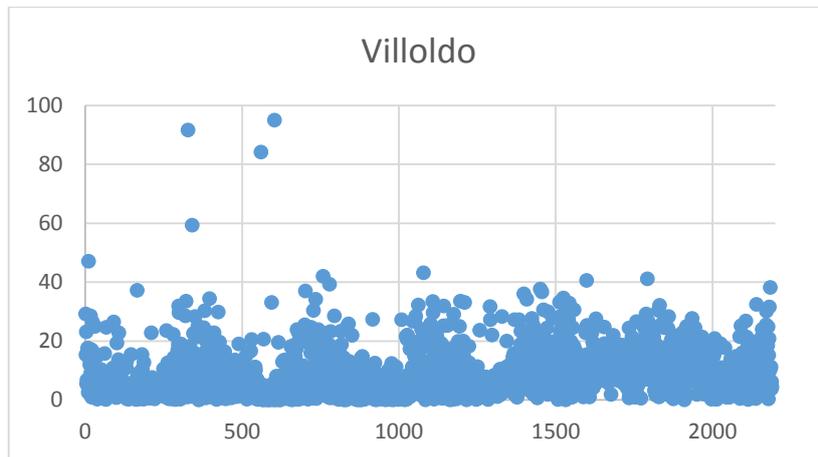


Figura 3.3 Error.

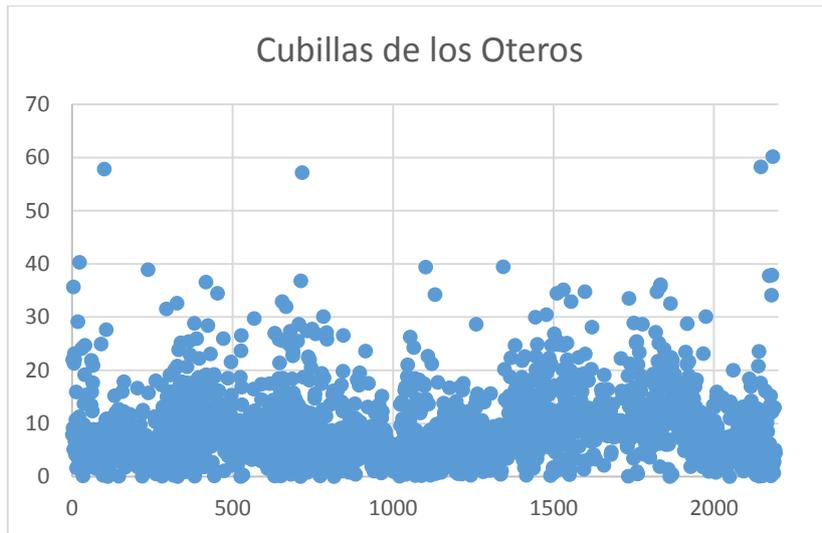


Figura 3.4 Error.

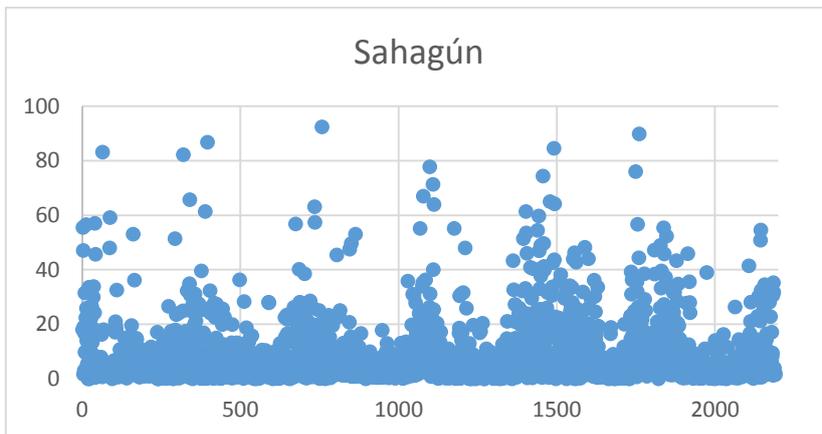


Figura 3.5 Error.

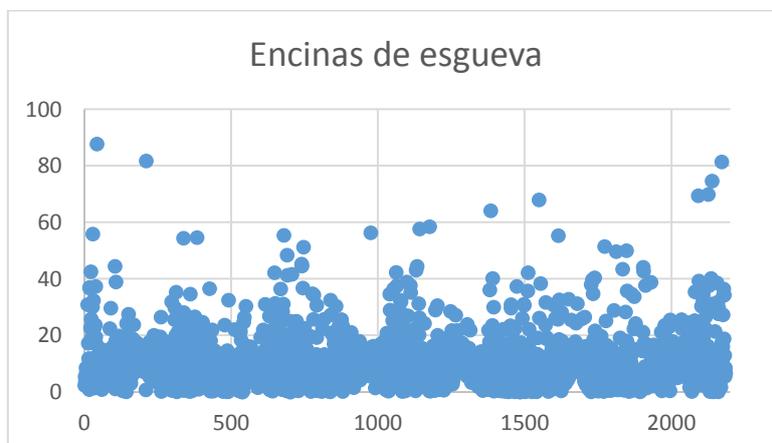


Figura 3.6 Error.

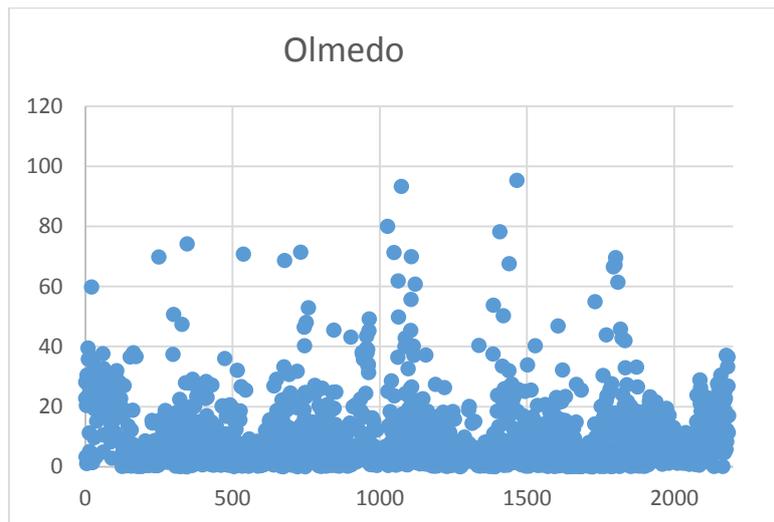


Figura 3.7 Error.

Como se puede ver un altísimo número de puntos devuelven un **error no superior al 20%** lo que nos hace tomar como buena la decisión tomada de escoger **2** como **parámetro de potencia** del método. De modo que este será el valor que se toma como bueno para los siguientes cálculos en los que se tenga que utilizar un método de interpolación.

A continuación se detallan los errores medios para las estaciones propuestas en el estudio:

- Villoldo 9,06%
- Cubillas de los Oteros 9,11%
- Sahagún 8,96%
- Encinas de Esgueva 11,14%
- Olmedo 8,66%

Para este caso se ha utilizado la variable de radiación global, pero dada la naturaleza de las demás variables meteorológicas se puede decir que el racionamiento hecho para la radiación global es válido para las demás, de forma que aplicaremos este método de forma indistinta.

3.1.3 CONCLUSIONES

Se han justificado algunas de las partes de los métodos de interpolación consideradas de mayor importancia en el desarrollo del trabajo.

Se utilizará el método del **vecino más cercano** para aquellas instalaciones que dispongan de una estación a menos de **10 km** de distancia.

Para las instalaciones que no disponen de estación próxima a ellas se utilizará el método de interpolación por **inverso de la distancia (IDW)** utilizando un parámetro de potencia igual a 2 y considerando todas las estaciones que se encuentren en un radio de **45km** de la instalación.

El error cometido con el método IDW se encuentra en valores comprendidos entre 9 y 11 lo que se considera aceptable para este trabajo.

Ya desarrollado el trabajo se ha dado con una aplicación que resulta muy interesante para estas aproximaciones ya que introduciendo datos de localización de las instalaciones se generan documentos con valores aproximados de varias variables, se va a hacer una comparación de la estimación de la radiación sobre el plano horizontal en (MJ/m²-d) por instalaciones utilizando este método. Aquí se incluirá una de las gráficas generadas y el resto se incluirán en el **Anexo II**. La aplicación se puede encontrar en internet y es de libre acceso (**Photovoltaic Geographical Information System - Interactive Maps**) en <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual
2009	5,5382	12,1308	18,1791	21,2412	26,7905	25,3788	29,2367	25,2123	20,2215	12,5521	6,9537	5,0098	17,3704
2010	5,8646	8,3046	13,4328	21,3031	23,5848	24,4735	28,4399	24,7264	17,5971	11,7574	7,5662	5,1907	16,0201
2011	4,9078	9,7122	12,7728	19,2762	23,8714	27,3827	28,5092	23,6183	20,0168	14,1432	6,2731	5,9122	16,3663
2012	6,5628	12,2148	17,2175	16,1243	25,1295	27,1347	28,7497	24,9418	17,7878	10,7307	6,4747	4,4919	16,4633
2013	5,8288	9,4739	11,0484	18,0836	21,9036	25,4907	27,0912	25,2402	18,6994	9,5159	7,7833	5,7434	15,4919
2014	5,0900	8,4077	15,5307	19,6718	24,9195	27,4542	26,4376	24,1534	17,8748	11,8283	5,6686	5,6450	16,0568
media	5,6320	10,0407	14,6969	19,2834	24,3665	26,2191	28,0774	24,6487	18,6996	11,7546	6,7866	5,3321	16,2948
Aplicación	6,2280	10,3320	15,8040	19,1160	23,2920	26,5320	27,9720	24,2280	18,7200	12,1680	7,6680	5,7960	16,4880

Tabla 3.1 comparativa entre aplicación para datos fotovoltaicos y métodos de interpolación usados.

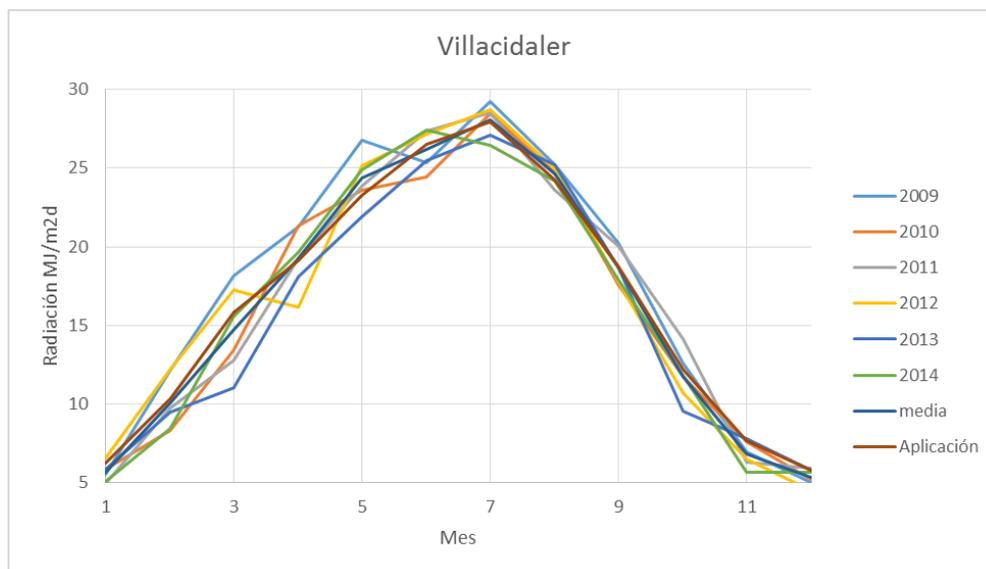


Figura 3.8 comparativa entre aplicación para datos fotovoltaicos y métodos de interpolación usados.

3.2 ESTIMACIÓN DE LA FRACCIÓN DIFUSA

Una vez que se tiene la radiación solar en el punto que se necesita se han de separar las componentes de ésta, ya que no todas afectan por igual a la producción fotovoltaica. En este apartado se pondrá de forma clara las acciones a realizar para llevar a cabo este cometido.

De los datos meteorológicos se conoce la radiación global diaria, por lo que si se pudiese tener la fracción difusa de la radiación de manera inmediata se tendría la radiación directa

ya que sabemos que la radiación global es igual a la suma de la fracción difusa y la fracción directa.

Para esto se necesitan dos coeficientes; el índice de claridad diaria, que relaciona la irradiación extraterrestre diaria con la global horizontal que alcanza la superficie de la Tierra:

$$K_t = \frac{H}{H_0}$$

Y el coeficiente de fracción difusa; que relaciona la irradiación global con la difusa, ambas sobre el plano horizontal:

$$K_d = \frac{H_d}{H}$$

3.2.1 CORRELACIONES PARA EL CÁLCULO DE LA FRACCIÓN DIFUSA

Para determinar los dos coeficientes detallados anteriormente existen numerosas correlaciones que se han tenido en cuenta para el desarrollo de este trabajo.

Para la realización de este apartado el trabajo está basado en otro trabajo anterior de similar finalidad que estudió en su día algunas de estas correlaciones para el buen desarrollo de lo que se pretende. Las correlaciones estudiadas son:

- Collares et al (1978)
- Ruth y Chant (1975)
- Muneer et al (1983)
- Liu y Jordan (1960)
- Frutos et al (1985)
- Frutos et al 2 (1985)
- Yousif et al (2012)
- Jacovides et al (1996)
- Jacovides et al 2 (1996)
- Macagnan et al (1994)
- Nfaoui y Buret (1993)
- Zeroual et al (1995)
- Lalas et al (1987)
- De Miguel et al (2000)
- Bartoli et al (1981)

Tras un estudio exhaustivo de todas estas correlaciones se llega a la conclusión de que para todos los casos estudiados se obtienen resultados muy parecidos siendo en todos los casos las correlaciones de **Lalas, Ruth-Chant, Muneer y Yousif** las que mejor se ajustan a la realidad y son aplicables en cualquier punto de la comunidad de **Castilla y León**.

Para los meses que comprenden desde Enero hasta Abril, ambos incluidos, las correlaciones que mejor se comportan son Muneer y Ruth-Chant, eligiéndose la de Muneer como la que se aplicará por arrojar un error cuadrático medio inferior.

Para los meses que comprenden desde Mayo hasta Agosto, ambos incluidos, la correlación que mejor se ajusta es la de Lalas y será por lo tanto la que se utilice.

Para los meses que comprenden desde Septiembre hasta Diciembre se cumple lo mismo que para los primeros meses del año por lo que se decide actuar siguiendo el mismo criterio utilizando la correlación de Muneer.

También se contempla la posibilidad de utilizar una sola correlación para todo el año, en cuyo caso sería o bien la de Muneer o la de Yousif, porque se ajustan mejor al año completo.

3.2.2 CONCLUSIONES

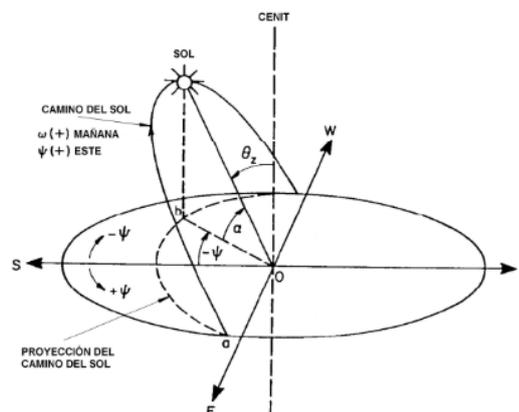
Siguiendo el trabajo anteriormente mencionado se decide proceder de igual manera para la determinación de la fracción difusa diaria.

Lo que se ha hecho ha sido, para todos los datos proporcionados por SIAR para todas las estaciones disponibles aplicar las correlaciones de **Muneer para los meses iniciales y finales del año** y la de **Lalas para los meses centrales**, teniendo una base de datos de radiación difusa de diferentes estaciones de las que posteriormente se interpolarán los datos hasta los puntos de las instalaciones que es donde se necesitan.

3.3 ESTIMACIÓN DE LA RADIACIÓN EN EL PLANO INCLINADO

La mayoría de los datos de radiación de los que se dispone están medidos de tal forma que sus valores son los que se registran en un plano horizontal.

Este apartado lo que tratará es de trasladar los datos de radiación que se tienen para un plano horizontal hasta un plano inclinado. Para esto se analizarán varias correlaciones a lo largo del apartado para comprobar cual o cuales de ellas son mejores para el traslado de datos hasta el plano inclinado.



- Θ_z : ángulo cenital
- α : altura solar
- ω : ángulo horario
- ψ : ángulo local
- φ : latitud geográfica

Figura 3.9 esquema de los ángulos utilizados para calcular la radiación sobre el plano inclinado. Imagen de Emiliano Sierra SOLARIMETRÍA Fundamentos de Energía Solar Térmica

Consultando la bibliografía podemos saber que la radiación sobre un plano inclinado consta de tres componentes:

Radiación sobre plano inclinado (H_{β})

- Radiación directa sobre plano inclinado ($H_{b\beta}$)
- Radiación difusa sobre plano inclinado ($H_{d\beta}$)
- Radiación de albedo sobre plano inclinado ($H_{r\beta}$)

$$H_{\beta} = H_{b\beta} + H_{d\beta} + H_{r\beta}$$

Cada una de estas componentes depende de su homóloga en el plano horizontal de forma que se definen unos coeficientes por los que tenemos que multiplicar cada una de las componentes que se tienen en el plano horizontal para tener las correspondientes en el plano inclinado.

$$H_{b\beta} = R_b H_b$$

$$H_{d\beta} = R_d H_d$$

$$H_{r\beta} = R_r H$$

Donde los coeficientes R son la relación entre las componentes en el plano inclinado y las componentes horizontales; de este modo la fórmula anterior se puede escribir como:

$$H_{\beta} = R_b H_b + R_d H_d + R_r H$$

El coeficiente de radiación directa R_b es un factor geométrico que da cuenta de la relación existente entre la radiación directa recibida en el plano inclinado respecto al horizontal y es función de los ángulos característicos del plano. Este coeficiente fue propuesto por primera vez por Liu y Jordan en 1963:

$$R_b = \frac{\cos(\phi - \beta) \cos \delta \sin \omega'_s + \omega'_s \sin(\phi - \beta) \sin \delta}{\cos \phi \cos \delta \sin \omega'_s + \omega'_s \sin \phi \sin \delta}$$

Donde ω'_s es el ángulo de amanecer aparente para la superficie inclinada, determinado como el menor de los ángulos horarios correspondientes al plano horizontal y al inclinado:

$$\omega'_s = \min(\arccos[-\tan(\phi - \beta) \tan \delta], \arccos[-\tan \phi \tan \delta])$$

El coeficiente de radiación de albedo está caracterizado por la reflectividad del suelo (ρ) y puede ser calculado como función del albedo y la inclinación del plano. Al igual que el anterior, fue propuesto por Liu y Jordan en el mismo artículo de 1963:

$$R_r = \rho \frac{1 - \cos \beta}{2}$$

El coeficiente de reflectividad del suelo ρ depende de las características del mismo respecto a la reflexión de la luz. Se pueden encontrar en la bibliografía valores para diferentes tipos de suelo: arena, hierba, nieve, tierra, etc. Según Qayoom et al. (2012), para condiciones en que la temperatura media sea superior a 0°C y la reflectancia del suelo no sea especialmente

elevada se puede tomar un valor de 0,2. Liu y Jordan (1963) también utilizan este valor para suelo sin nieve.

Los coeficientes de la radiación directa y de albedo se pueden calcular con gran precisión usando los algoritmos mostrados, pero el coeficiente de la radiación difusa es más complicado debido a su naturaleza y requiere información tanto de radiación directa, difusa y global en el plano horizontal.

Para la estimación de la radiación difusa en el plano inclinado la manera de proceder es un poco más complicada y es aquí donde se necesita aplicar las diferentes correlaciones y ver cuáles son mejores.

Podemos clasificar los métodos de determinación del coeficiente de radiación difusa de dos formas, modelos isotrópicos y modelos anisotrópicos:

Modelos isotrópicos:

Asumen que la intensidad de la radiación difusa en el cielo es uniforme independientemente del sector de cielo del que proviene, por lo que la radiación que reciba una superficie es proporcional a la porción de cielo. Son modelos de no muy difícil aplicación y por orden cronológico son los primeros en desarrollarse. A continuación se muestra una lista con algunos de estos modelos encontrados en la bibliografía:

- Liu y Jordan (1963) $R_d = \frac{1 + \cos \beta}{2}$
- Steven y Unsworth (1980) $R_d = 0,51R_b + \frac{1 + \cos \beta}{2} - \frac{1,74}{1,26\pi} \left(\sin \beta - \beta \cos \beta - \pi \sin^2 \frac{\beta}{2} \right)$
- Koronakis (1984) $R_d = \frac{2 + \cos \beta}{3}$
- Tian et al (2001) $R_d = 1 - \frac{\beta}{\pi}$
- Badescu (2001) $R_d = \frac{3 + \cos 2\beta}{4}$

Modelos anisotrópicos:

Estos modelos dividen la radiación difusa en la que llega de la dirección del Sol resultante de la dispersión hacia delante de la radiación de la componente isotrópicamente distribuida del resto del cielo y en algunos casos consideran una tercera componente, el brillo del horizonte, más notable en los días claros. Algunos de estos métodos son:

- HDKR (1978) $R_d = AR_b \frac{1 + \cos \beta}{2} (1 - A) \left(1 + \sin^3 \frac{\beta}{2} \right)$
- Hay (1979) $R_d = AR_b \frac{1 + \cos \beta}{2} (1 - A)$
 $A = \frac{H_b}{H_0}$

- $$R_d = K_t R_b + \left(1 - K_t \cos^2 \frac{\beta}{2}\right)$$
- Ma e Iqbla (1982)
$$K_t = \frac{H}{H_0}$$
 - Skartveit y Olseth (1985)
$$R_d = AR_b + \Omega \cos \beta + \left(1 - \frac{H_b}{H} - \Omega\right) \frac{1 + \cos \beta}{2}$$

$$\Omega = \max(0; 0,03 - 2A)$$
 - Reindl et al (1990)
$$R_d = AR_b \frac{1 + \cos \beta}{2} (1 - A) \left(1 + \sqrt{\frac{H_b}{H}} \sin^3 \frac{\beta}{2}\right)$$

3.3.1 VALIDACIÓN DE LOS MODELOS PROPUESTOS

Para validar las correlaciones que se utilizarán se dispone de algunos datos facilitados por la empresa Cenit Solar para las instalaciones de Villacidaler y Valladolid Sur. Como ya se dijo en apartados anteriores, estas instalaciones cuentan con una estación de seguimiento meteorológico que proporciona los datos de radiación sobre el plano inclinado entre otros.

Para Villacidaler se cuenta con datos de 2013 y 2014 y para Valladolid Sur de 2011, 2012, 2013 y 2014 y ya que solo dispone de estos serán los que se utilicen a fin de validar las diferentes correlaciones.

Con el fin de validar estas correlaciones se medirá el error existente entre el valor real y el estimado, para ello se utilizarán dos estimadores, la desviación cuadrática media relativa (root mean square error, rmse) y la desviación media relativa (mean bias error, mbe). Se ha decidido utilizar estos estimadores y no otros por ser estos los más ampliamente utilizados en estudios del tipo del que se está tratando aquí.

$$rmse = \frac{100}{H_\beta} \sqrt{\sum_{i=1}^N \frac{\left(\hat{H}_\beta - H_\beta\right)^2}{N}}$$

$$mbe = \frac{100}{H_\beta} \sum_{i=1}^N \frac{\left(\hat{H}_\beta - H_\beta\right)}{N}$$

Donde:

- N es el número de datos que intervienen en el cálculo del error.
- H_β es el valor real de la radiación sobre el plano inclinado proporcionado por las bases de datos de Cenit Solar.
- \hat{H}_β es el valor estimado según la correlación que corresponda para la radiación en sobre el plano inclinado.
- $\overline{H_\beta}$ es el valor medio de H_β .

Los datos proporcionados por Cenit Solar tienen una resolución cuatroraria que no se ha podido aprovechar debido a que los datos meteorológicos de radiación no están separados en sus fracciones directa y difusa, de modo que se utilizarán los que se proporcionan mediante las interpolaciones indicadas anteriormente utilizando los datos meteorológicos proporcionados por SIAR.

3.3.2 RESULTADOS

Aquí se muestran los resultados obtenidos para las diferentes correlaciones, se presentan en forma de tablas y gráficos comparativos. Como ya se indicó los valores a representar son los proporcionados por el cálculo del error.

Se separarán los resultados de las dos instalaciones que se han analizado: Villacidaler y Valladolid Sur.

3.3.2.1 VILLACIDALER

Se adjunta primero una tabla con el valor del estimador **rmse** dado en porcentaje para cada mes del año y para cada correlación estudiada, seguido de un gráfico para ayudar a entender la evolución y diferencia de los diferentes métodos a lo largo del periodo estudiado.

rmse 2013

Mes	Liu y Jordan	Koronakis	Tian et al	Badescu	Steven	Hay	Reindl et al	HDKR	Ma e Iqbla	Skartveit
1	15,62	2,74	3,16	3,00	7,74	6,12	6,10	6,09	3,70	2,41
2	11,38	2,11	2,43	2,30	7,16	5,43	5,41	5,40	3,10	2,40
3	13,86	2,41	2,99	2,76	8,23	8,39	8,38	8,37	4,11	2,36
4	9,41	1,71	1,92	1,81	6,52	6,04	6,02	6,02	2,87	1,77
5	8,23	1,56	1,33	1,34	7,02	5,40	5,39	5,38	2,21	1,66
6	26,41	4,86	4,71	4,75	7,97	6,26	6,25	6,25	4,64	4,67
7	7,21	1,39	0,95	1,08	5,46	3,05	3,04	3,04	1,40	1,12
8	7,00	1,34	0,90	1,05	4,73	1,88	1,87	1,86	0,68	1,23
9	25,01	4,59	4,49	4,51	7,43	5,26	5,25	5,25	4,43	4,69
10	11,47	1,98	2,49	2,30	6,58	6,02	6,00	6,00	3,44	1,75
11	11,56	2,03	2,49	2,33	5,37	4,82	4,80	4,80	3,09	1,42
12	17,66	3,15	3,29	3,23	7,41	4,67	4,66	4,65	3,53	3,38
Media	13,73	2,49	2,60	2,54	6,80	5,28	5,26	5,26	3,10	2,41

Tabla 3.2 rmse (%) para la estimación de la radiación global diaria sobre el plano inclinado año 2013 Villacidaler.

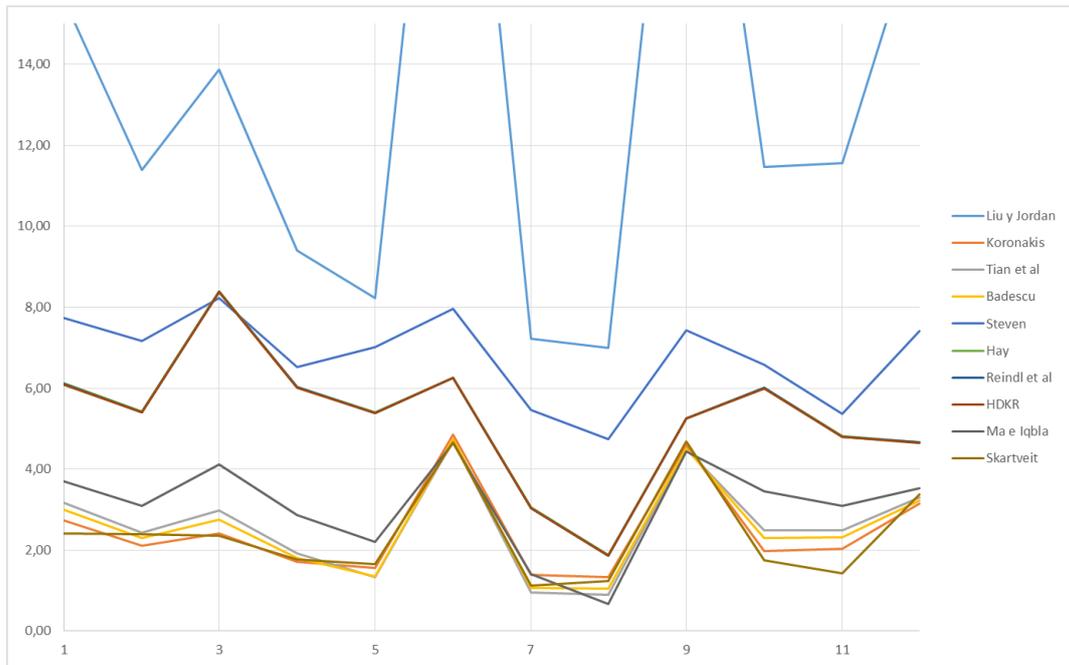


Figura 3.9 rmse (%) para la estimación de la radiación global diaria sobre el plano inclinado año 2013 Villacidaler.

rmse 2014

Mes	Liu y Jordan	Koronakis	Tian et al	Badescu	Steven	Hay	Reindl et al	HDKR	Ma e Iqbla	Skartveit
1	3,51	3,41	4,00	3,78	9,45	8,05	8,03	8,02	4,76	2,94
2	2,33	2,24	2,80	2,59	8,14	7,05	7,03	7,03	3,74	2,16
3	1,36	1,42	1,21	1,25	6,12	3,60	3,60	3,59	1,42	2,03
4										
5										
6										
7	18,73	18,94	17,84	18,21	26,52	12,80	12,82	12,83	14,92	18,38
8	18,62	18,81	17,77	18,12	26,27	12,96	12,99	12,99	15,11	18,58
9	17,95	18,16	17,00	17,39	27,89	12,22	12,25	12,26	14,48	19,17
10	16,80	17,00	15,93	16,29	27,50	12,20	12,23	12,24	14,08	19,06
11	13,32	13,57	12,23	12,68	30,27	9,29	9,32	9,33	10,67	17,14
12	13,67	13,85	12,89	13,21	26,90	10,46	10,49	10,50	11,95	17,30
Media	11,81	11,93	11,30	11,50	21,01	9,85	9,86	9,87	10,12	12,97

Tabla 3.3 rmse (%) para la estimación de la radiación global diaria sobre el plano inclinado año 2014 Villacidaler.

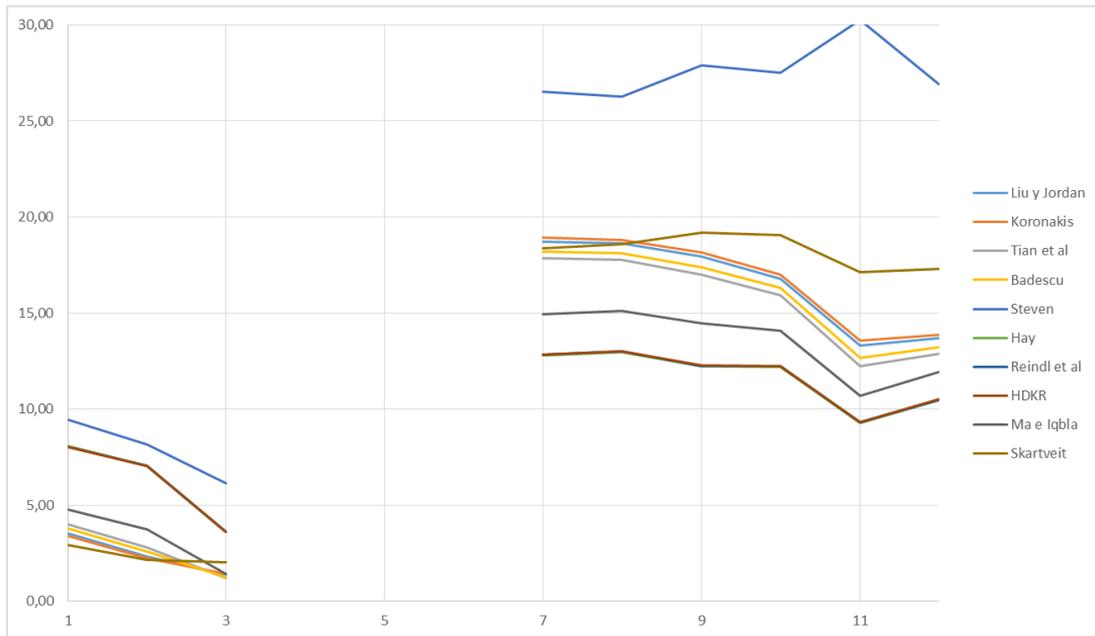


Figura 3.10 rmse (%) para la estimación de la radiación global diaria sobre el plano inclinado año 2014 Villacidaler.

Atendiendo a los valores hay una diferencia apreciable entre los valores de 2013 y 2014; si bien para 2013 se aprecia que los modelos propuestos por Skartveit, Koronakis, Badescu y Tian et al proporcionan un error menor, para el año 2014 los modelos que mejor se ajustan son los propuestos por HDKR y Hay sin descartar los anteriores que también proporcionan unos resultados no muy dispares de los mencionados.

Para arrojar un poco más de luz a este asunto se procede a representar el siguiente estadístico calculado (mean bias error, mbe) operando de igual forma que hasta ahora, mostrando primero la tabla de valores para representar posteriormente el gráfico correspondiente.

mbe 2013

Mes	Liu y Jordan	Koronakis	Tian et al	Badescu	Steven	Hay	Reindl et al	HDKR	Ma e Iqbla	Skartveit
1	-7,97	-0,23	-0,37	-0,32	1,30	-1,00	-1,00	-0,99	-0,48	0,13
2	-4,42	-0,13	-0,27	-0,22	1,24	-0,93	-0,93	-0,92	-0,46	0,17
3	-6,05	-0,16	-0,35	-0,28	1,40	-1,40	-1,40	-1,40	-0,60	0,13
4	-0,24	0,02	-0,13	-0,08	1,15	-0,98	-0,98	-0,98	-0,42	0,15
5	3,81	0,15	-0,01	0,05	1,21	-0,88	-0,88	-0,88	-0,33	0,19
6	9,65	0,35	0,21	0,26	1,24	-0,56	-0,55	-0,55	-0,11	0,33
7	6,06	0,22	0,10	0,14	0,96	-0,48	-0,48	-0,48	-0,20	0,15
8	6,65	0,23	0,14	0,17	0,83	-0,28	-0,28	-0,28	-0,09	0,21
9	7,03	0,25	0,15	0,18	1,12	-0,39	-0,38	-0,38	-0,09	0,35
10	-6,36	-0,18	-0,32	-0,27	1,11	-1,01	-1,01	-1,01	-0,50	0,08
11	-8,49	-0,26	-0,37	-0,33	0,93	-0,83	-0,82	-0,82	-0,49	0,04
12	-2,88	-0,07	-0,18	-0,14	1,18	-0,60	-0,60	-0,60	-0,26	0,27
Media	-0,27	0,01	-0,12	-0,07	1,14	-0,78	-0,78	-0,77	-0,34	0,18

Tabla 3.4 mbe (%) para la estimación de la radiación global diaria sobre el plano inclinado año 2013 Villacidaler.

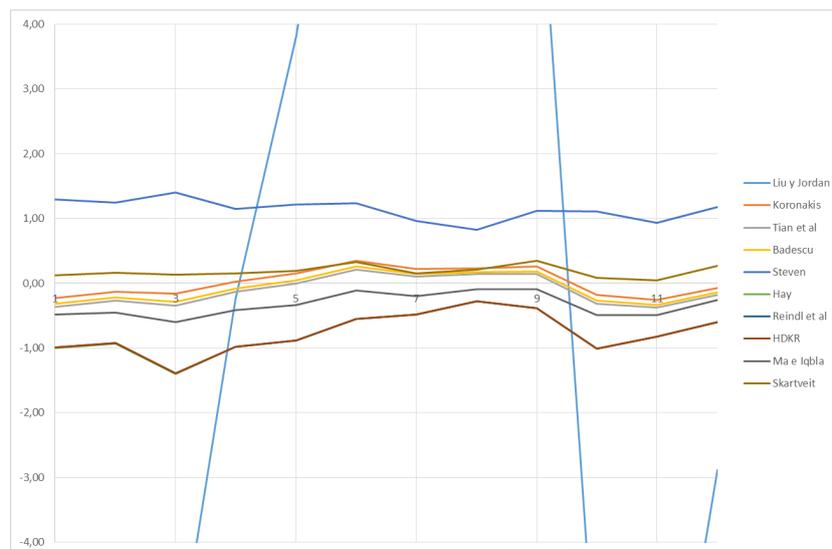


Figura 3.11 mbe (%) para la estimación de la radiación global diaria sobre el plano inclinado año 2013 Villacidaler.

mbe 2014

Mes	Liu y Jordan	Koronakis	Tian et al	Badescu	Steven	Hay	Reindl et al	HDKR	Ma e Iqbla	Skartveit
1	-0,32	-0,29	-0,45	-0,40	1,58	-1,29	-1,29	-1,29	-0,60	0,12
2	-0,22	-0,19	-0,35	-0,30	1,47	-1,21	-1,21	-1,20	-0,56	0,16
3	0,15	0,17	0,06	0,10	1,06	-0,49	-0,48	-0,48	-0,14	0,32
4										
5										
6										
7	3,29	3,33	3,12	3,19	4,75	1,96	1,96	1,96	2,57	3,26
8	3,31	3,35	3,15	3,22	4,71	2,18	2,18	2,19	2,65	3,31
9	3,15	3,19	2,95	3,03	5,07	1,79	1,80	1,80	2,46	3,41
10	2,78	2,82	2,61	2,68	4,80	1,66	1,67	1,67	2,28	3,23
11	1,86	1,91	1,62	1,72	5,11	0,14	0,14	0,15	1,34	2,60
12	2,07	2,10	1,90	1,97	4,62	1,00	1,01	1,01	1,71	2,73
Media	1,78	1,82	1,62	1,69	3,69	0,64	0,64	0,64	1,30	2,13

Tabla 3.5 mbe (%) para la estimación de la radiación global diaria sobre el plano inclinado año 2014 Villacidalder.

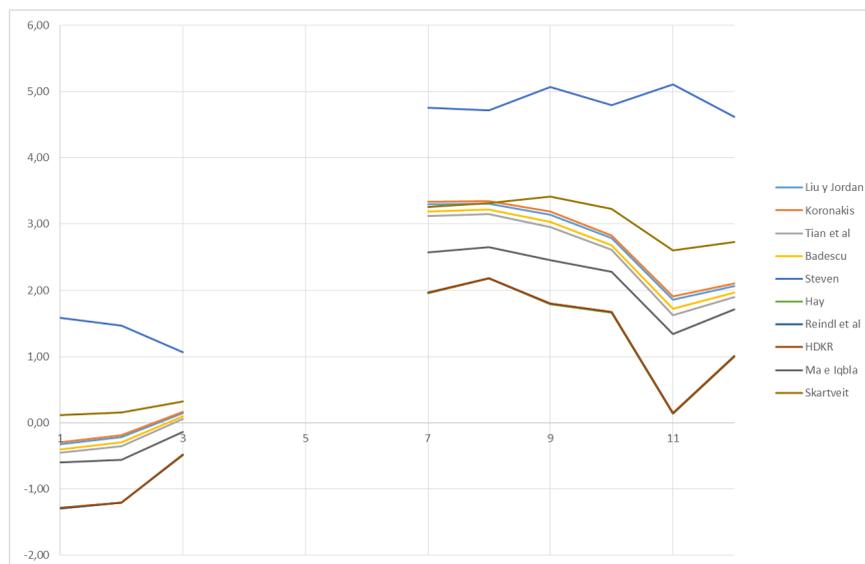


Figura 3.12 mbe (%) para la estimación de la radiación global diaria sobre el plano inclinado año 2014 Villacidalder.

De igual manera que antes se observa que hay diferencia para los valores de 2013 y 2014 obteniendo unos resultados parecidos. Para el año 2013 los modelos que más se ajustan son los propuestos por **Badescu, Koronakis, Tian et al y Skartveit** viendo que son los que más se mueven en el entorno de cero, es decir, para determinados meses subestiman y para otros sobreestiman pero moviéndose en una línea que no supera el uno por ciento en ningún caso. Para el año 2014 se tiene el mismo caso que para el estimador anterior, si bien cabe apuntar que no se cuenta con datos de los meses de abril, mayo y junio, lo cual puede distorsionar los resultados. Se ve que para los primeros meses del año los modelos que cumplen para el año 2013 lo hacen también en este caso, pero para los meses a partir de junio son los modelos propuestos por **HDKR y Hay** los que mejor se ajustan.

No se puede concluir nada todavía hasta no analizar los datos restantes pero ya se ve que algunos modelos tienen una mejor estimación haciéndolos preferibles y otros descartables de todo punto.

3.3.2.2 VALLADOLID

Igual que en el caso anterior se ha elaborado primero una tabla con el valor del estimador **rmse** dado en porcentaje para cada mes del año y para cada correlación estudiada, seguido de un gráfico para ayudar a entender la evolución y la diferencia entre los diferentes métodos a lo largo del periodo estudiado. Seguidamente se ha procedido de la misma manera con el estimador **mbe** para aclarar un poco mejor la cuestión. Estas tablas y gráficos se incluyen en el **Anexo II** por razones de espacio.

A la vista de los resultados se ve que los indicios que se apuntaban para los anteriores datos procedentes de Villacidaler se confirman aquí y las correlaciones propuestas por Badescu, Koronakis, Reindl et al y Skartveit se destacan de las otras como las mejores en la estimación, sin embargo, se detallará igual que para el caso anterior el estimador mbe para confirmar los resultados.

Para el estadístico que se analiza en este caso (mbe), de forma casi unánime la correlación propuesta por Skartveit es la que arroja los mejores resultados, subestimando prácticamente en la totalidad de los mismos pero con un error inferior al 0,5% en la mayoría de los puntos.

3.3.2.3 CONCLUSIONES

Pudiendo ahora ya analizar todos los resultados y teniendo en cuenta que la cantidad de datos analizados es grande, se puede ya dar una respuesta a la cuestión que nos ocupa que es decidir cuál es la mejor correlación para determinar la radiación sobre un plano inclinado.

Si con los datos analizados para la instalación de Villacidaler no se tenían datos suficientes y no de muy buena calidad ya que para los meses centrales del año 2014 no se dispone de datos, con los datos para la instalación de Valladolid se tiene la capacidad suficiente para decidir.

Analizados los resultados la correlación que más ajusta los resultados a la realidad es la propuesta por **Skartveit** y será esta la que se utilice para desarrollar el trabajo en los puntos que sea necesario.

Cabe también destacar que algunas correlaciones que tienen una forma de proceder mucho más simple proporcionan resultados no muy alejados de ésta, de forma que para una aproximación rápida o la utilización de un cálculo no informatizado sería bueno utilizar alguna de estas formas más simplificadas con la finalidad de simplificar los cálculos; algunas de estas correlaciones son las propuestas por Badescu, Reindl et al, Koronakis o Tian et al.

4 EFICIENCIA DE LAS INSTALACIONES UTILIZANDO DATOS MEDIOS DIARIOS

En esta parte del trabajo se desarrolla el fin último del mismo que es comparar la eficiencia real obtenida por las instalaciones con la que se esperaba que tuviesen. En los capítulos anteriores se han desarrollado técnicas y métodos que nos permiten en éste actuar con facilidad una vez que se tienen los datos suficientes.

Anteriormente se vio como trasladar los datos desde las diferentes estaciones meteorológicas hasta las instalaciones de producción, se separaron las diferentes componentes de la radiación aplicables a este trabajo y por último se determinó la radiación incidente sobre la inclinación de los paneles con sus diferentes componentes.

Como ya se ha venido diciendo desde un principio, para este trabajo se cuenta con datos de los años 2009 a 2014 ambos incluidos, de modo que este será el periodo de tiempo que se considerará para determinar la eficiencia.

Ya se ha comentado cuales van a ser algunas de las instalaciones con las que se va a trabajar pero a continuación se detallan algunos de sus datos. Todas estas instalaciones han sido instaladas por la empresa Cenit Solar que ha sido la encargada de facilitar los datos necesarios para el desarrollo del trabajo. Todas estas instalaciones están destinadas a la producción masiva de electricidad para su inyección a la red de distribución.

Denominación	Localidad	Provincia	Latitud (°)	Longitud (°)	Altitud (m)
Instalación 1	Villacidaler	Palencia	42,221	-4,977	795
Instalación 2	Alija del Infantado	León	42,139	-5,834	734
Instalación 3	Valladolid	Valladolid	41,652	-4,725	690
Instalación 4	Boecillo	Valladolid	41,541	-4,700	721
Instalación 5	Fresno el viejo	Valladolid	41,198	-5,145	759
Instalación 6	Villanubla	Valladolid	41,699	-4,841	842
Instalación 7	Torrecilla de la Torre	Valladolid	41,666	-5,050	752
Instalación 8	Arévalo	Ávila	41,058	-4,718	820
Instalación 9	Mojados	Valladolid	41,431	-4,665	714
Instalación 10	Valladolid	Valladolid	41,652	-4,725	690
Instalación 11	Torrecilla de la Orden	Valladolid	41,218	-5,225	782

Tabla 4.1 Datos de las instalaciones.

En la tabla se muestra la denominación utilizada en el trabajo, la localidad en la que se encuentra situada la instalación, la provincia de dicha localidad, la latitud, longitud y altitud de la localidad donde se sitúa la instalación.

Algunas características de cada una de las plantas se irán detallando a medida que se avance en el desarrollo. Podemos enumerar algunos parámetros generales de las instalaciones como son las potencias pico que varían desde 11,25 kWp en la instalación de Torrecilla de la Orden hasta los 110 kWp en la instalación de Boecillo. Todos los paneles son fijos y presentan una inclinación sur que varía desde los 6° hasta los 30°, siendo esta la inclinación más común.

Se tienen varias marcas y modelos de panel en las diferentes instalaciones, en el trabajo no se hace mención a ninguna marca comercial por razones de confidencialidad, únicamente se han utilizado algunos datos del fabricante necesarios para el desarrollo del trabajo, los cuales serán reseñados llegado el caso.

Al igual que con los paneles fotovoltaicos se cuenta con varias marcas de inversores que tampoco se nombrarán por la misma razón y solo se indicarán los parámetros que sean necesarios para el desarrollo.

4.1 SECUENCIA DE OPERACIONES

En este apartado se recogen las operaciones a realizar hasta llegar a la finalidad que se desea que es calcular la eficiencia de las instalaciones, si bien algunas operaciones ya se han detallado suficiente, aquí se nombrarán con la finalidad de dejar presente una secuencia que clarifique la manera de entender el trabajo desde el punto de vista del lector con un menor esfuerzo.

- Los primeros datos de los que se dispone son los correspondientes **meteorológicos** proporcionados por SIAR o bien por Cenit Solar para algunas instalaciones. De estos datos se seleccionan los que interesan para el trabajo: Temperatura media, Temperatura máxima, Humedad media, Humedad máxima, Humedad mínima, Velocidad del viento máxima, Velocidad del viento media y Radiación global diaria. Se decide tomar estos datos debido a la influencia que tienen o pueden tener en las instalaciones; la influencia de la radiación es clara y por lo tanto el más importante de los parámetros, se toman los datos de temperatura y velocidad del viento para determinar las pérdidas por calor de los módulos y los datos de humedad para comprobar si guardan alguna relación con la eficiencia de las instalaciones.
- Una vez que se tienen seleccionados los datos, se estima la **fracción difusa** para cada estación de SIAR, lo que se hace es que mediante las correlaciones anteriormente detalladas Lalas et al (1987) en los meses centrales del año y Muneer et al (1983) en los meses extremos, a partir de la radiación global diaria se calculan las dos componentes de la misma, difusa y directa.
- Obtenidos ahora por fin todos los datos necesarios tras separar las componentes de la radiación, el siguiente paso es **trasladar** los datos desde las citadas estaciones de SIAR hasta las **instalaciones de producción** fotovoltaica; para ello utilizamos dos métodos:
 - Para las instalaciones que dispongan de una estación meteorológica a una distancia inferior a 10km se utiliza el método del vecino más cercano, que como ya se dijo, consiste en aplicar los mismos valores de la estación meteorológica a la instalación.

- Para el resto de estaciones que necesitan interpolación de datos por no contar con una estación en la misma, se utiliza el método de interpolación mediante el inverso de la distancia (IDW) que lo que hace es, tomando un número determinado de estaciones alrededor del punto que se desea calcular, para este caso consideramos las estaciones que se encuentran en un radio de 45km, asigna un peso a cada una de las estaciones que contribuyen en la interpolación y con esos valores interpola hasta determinar un valor de la variable deseada en el punto que se quiere determinar.
- Tras estos pasos ya se tienen los datos necesarios en el punto que se van a utilizar, solo queda acomodar esos datos a las diferentes necesidades de las instalaciones, que en este caso son las diferentes **inclinaciones de panel**; se necesita que la radiación incidente sea la que incide directamente sobre los paneles fotovoltaicos y no la radiación sobre plano horizontal para una mayor precisión en los cálculos. Para tener los datos como datos en el plano inclinado a partir de datos horizontales utilizamos las correlaciones de Liu y Jordan para las componentes directa y de albedo y el modelo de Skartveit para la componente difusa.

Una vez que se tienen los datos en las instalaciones y en las inclinaciones correspondientes solo queda ya **comparar** los datos de radiación incidente con los datos de producción medida en la instalación, tarea que resulta sencilla llegados a este punto puesto que la radiación se ha calculado de la forma anteriormente mencionada y los datos de producción se dispone de ellos gracias a la aportación de Cenit Solar.

Surge un **problema**, y es que por la diferencia entre instalaciones no se pueden comparar directamente, para poder hacerlo se calculará la **eficiencia de la instalación referida a la superficie de las células** y no referida a la superficie de los módulos ya que la diferencia puede ser sustancial y así solo se tiene en cuenta la producción en la superficie fotovoltaica real, despreciando los soportes de los paneles o los espacios entre células. Teniendo esto en cuenta, para el cálculo lo que se ha hecho es, sabiendo el número de células y la superficie de cada una, se ha multiplicado esta superficie por el número de módulos, obteniendo la superficie total de cálculo de cada instalación.

Otro de los problemas que se han presentado es que, aun escogiendo las correlaciones y formas de proceder que proporcionan un error mínimo, se sigue contando con algunos días donde los datos que proporcionan tienen un **error elevado** y por tanto se ve la obligación de **no tratar esos datos** para una mayor precisión en las conclusiones. Estos datos es lo que se conoce como valores atípicos o outliers; para eliminarlos lo que se hace es tener en cuenta las eficiencias máxima y mínima de las instalaciones referidas a la superficie, calculadas de manera teórica, y eliminar los datos que se salen de ese rango.

- **Eficiencia máxima:** este valor se obtendría teóricamente de multiplicar la eficiencia máxima de las células por la eficiencia máxima del inversor. Se sabe hasta aquí que existen otras pérdidas que todavía no se han calculado y lo que se hará será minorar este rendimiento con los datos que hasta ahora se tienen; para la eficiencia del inversor se toma la eficiencia europea o euroeficiencia que es del orden de un 1,5% menor que su eficiencia máxima. Para la eficiencia máxima de las células se toma su eficiencia nominal que aunque no es la máxima, para determinarla se toman

condiciones muy favorables que hacen que en condiciones de uso sea difícil de alcanzar. Sabiendo que estas apreciaciones carecen de sentido físico se ha decidido minorar así el rendimiento con el objetivo de eliminar el mayor número de valores atípicos posible.

- **Eficiencia mínima:** para tener este valor se deberían tener en cuenta los valores de las diferentes pérdidas que todavía no se conocen hasta aquí. Se tomará como valor de la eficiencia mínima el 65% de la eficiencia nominal de las células, basando este factor en el apartado donde se han calculado las pérdidas.

Una vez que ya se tienen filtrados los datos de eficiencia de las instalaciones se encuentra la imposibilidad de mostrar todos los resultados por la abundancia de datos que entran en el cálculo; de modo que se decide graficar los valores de la eficiencia en función de algunas variables para ver el efecto que estas variables tienen sobre la eficiencia.

- Eficiencia (%) y temperatura media ambiente (°C) en función del día.
- Eficiencia (%) y temperatura máxima ambiente (°C) en función del día.
- Eficiencia (%) frente a temperatura media ambiente (°C).
- Eficiencia (%) frente a temperatura máxima ambiente (°C).
- Eficiencia (%) frente a velocidad del viento media (m/s).
- Eficiencia (%) frente a velocidad del viento máxima (m/s).
- Eficiencia (%) frente a producción (kWh).

4.1.1 CÁLCULO DE LA EFICIENCIA DE LAS INSTALACIONES

En este apartado se detallará el cálculo de la eficiencia que se nombró en el apartado anterior. Se calcula la eficiencia para cada uno de los días del año para todos los años que se tienen datos para el estudio.

Se van a detallar primero las características de cada una de las instalaciones para dejar constancia de las diferencias y similitudes entre las mismas. Aquí solo se muestra una tabla y las demás se incluyen en el **Anexo I**.

CARACTERÍSTICAS GENERALES			
Localidad	Villacidaler (Palencia)	Latitud	42°13'19" N
Potencia pico	98,8kWp hasta 30/04/2010	Longitud	4°58'32" O
	108,18kWp desde 01/05/2010	Altitud	795 m
CARACTERÍSTICAS DE LOS MÓDULOS			
Tipo	Policristalino	Superficie del módulo	1,592x1,323m ²
Número	380,40*	Numero de células por módulo	120
Inclinación	30º	Dimensiones de la célula	0,125x0,125m ²
Eficiencia módulo	12,34% 12,72%*	Coeficiente de disminución de la potencia con la temperatura	0,47%/K
Eficiencia células	13,87% 14,29%*		
Potencia nominal	260W, 268W*		
CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR			
Eficiencia máxima	96,20%	Potencia máxima CC	111kW
Euroeficiencia	94,90%	Potencia nominal CA	105kW
DATOS DISPONIBLES			
Producción (kWh)	Real medida	Ta ambiente	Real medida (2013 y 2014)
Ta ambiente	Interpolada SIAR	Ta panel	Real medida (2013 y 2014)
Humedad	Interpolada SIAR	Radiación inclinada	Real medida (2013 y 2014)
Vel Viento	Interpolada SIAR		
Radiacion horiz	Interpolada SIAR		
Radiación inclin	Calculada		

Tabla 4.2 Características Villacidaler

A continuación se presenta una tabla que relaciona cada instalación fotovoltaica con las estaciones de la red de SIAR que se han utilizado para interpolar los datos meteorológicos necesarios para el desarrollo del trabajo. Esta tabla se presenta con el fin de facilitar la comprensión de un solo vistazo de las estaciones necesarias.

		Instalación 1		Villacidaler			
Est.SIAR	Sahagún	Fuentes de Nava	Mayorga	Villoldo	Medina de Rioseco	Villaluenga de la Vega	Santas Martas
d (km)	17,2	21,78	24,34	31,57	37,88	37,89	39,73
		Instalación 2		Alija del Infantado			
Est.SIAR	Quintana del Marco						
d (km)	7,69						
		Instalación 3		Valladolid Sur			
Est.SIAR	Finca Zamadueñas						
d (km)	5,26						
		Instalación 4		Boecillo			
Est.SIAR	Finca Zamadueñas	Tordesillas	Olmedo	Valbuena	Gomezerracín		
d (km)	17,48	24,98	28,16	37,71	41,98		
		Instalación 5		Fresno el Viejo			
Est.SIAR	Torrecilla de la Orden						
d (km)	7,05						
		Instalación 6		Villanubla			
Est.SIAR	Finca Zamadueñas	Medina de Rioseco	Tordesillas	Villamuriel de Cerrato	Fuentes de Nava		
d (km)	10,88	16,58	25,22	37,74	43,52		
		Instalación 7		Torrecilla de la Torre			
Est.SIAR	Tordesillas	Medina de Rioseco	Finca Zamadueñas	Toro	Villalpando		
d (km)	18,57	24,25	28,46	32,48	37,3		
		Instalación 8		Arévalo			
Est.SIAR	Nava de Arévalo						
d (km)	10						
		Instalación 9		Mojados			
Est.SIAR	Olmedo	Tordesillas	Finca Zamadueñas	Gomezerracín	Nava de la Asunción	Valbuena de Duero	
d (km)	15,98	28,75	29,92	32,49	33,89	40,98	
		Instalación 10		Valladolid Norte			
Est.SIAR	Quintana del Marco						
d (km)	5,26						
		Instalación 11		Torrecilla de la Orden			
Est.SIAR	Torrecilla de la Orden						
d (km)	0						

Tabla 4.3 Datos de interpolación para todas las Instalaciones

A continuación se presentan los gráficos de resultados para la Instalación 1 para el año 2009, los gráficos correspondientes a las demás instalaciones y todos los años que engloba el estudio se recogen en el **Anexo III**.

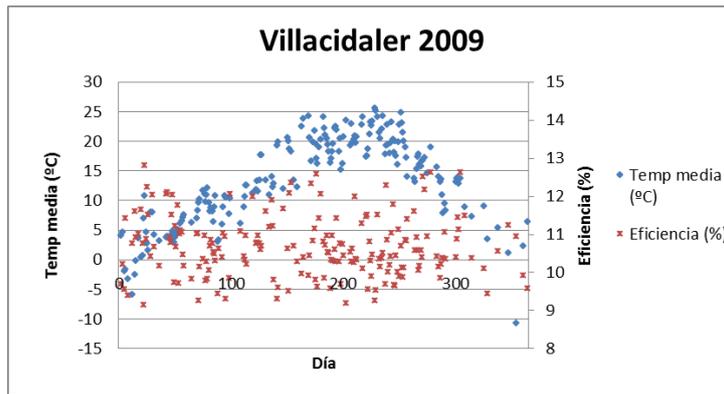


Figura 4.1 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2009 en la instalación 1.

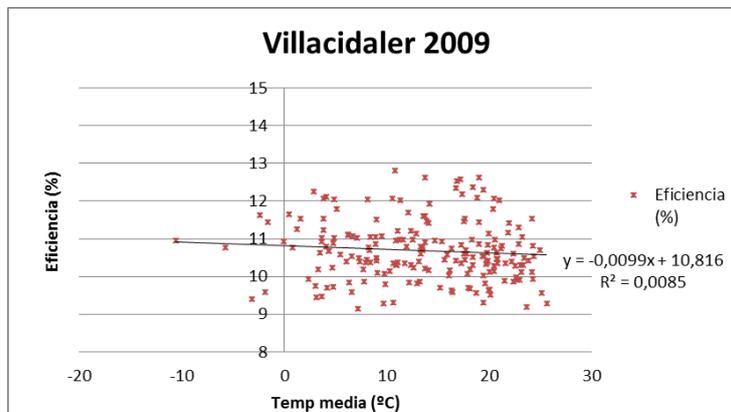
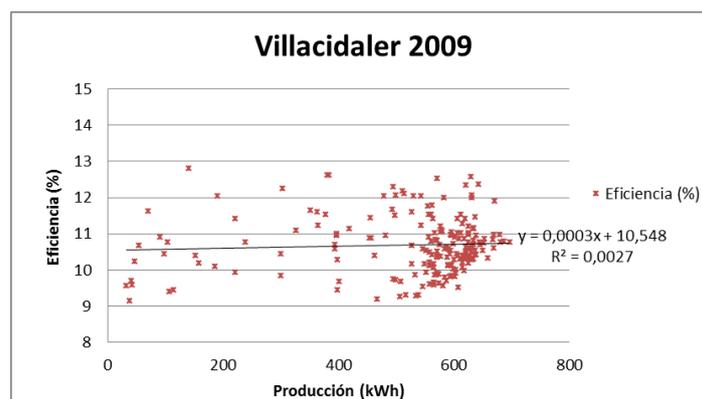


Figura 4.2 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2009 en la instalación 1.



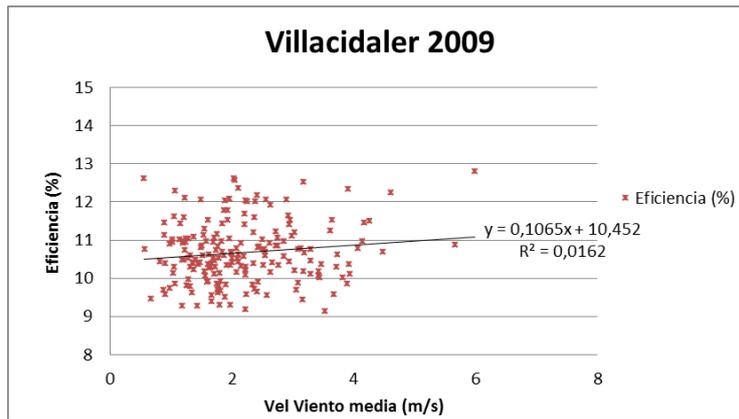


Figura 4.4 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2009 en la instalación 1.

4.2 COMPARACIÓN DE LAS INSTALACIONES MEDIANTE EL PERFORMANCE RATIO

Definimos el **performance ratio (PR)** como el cociente entre la eficiencia de la instalación y la eficiencia nominal de las células.

$$PR = \frac{\eta_{\text{Instalación}}}{\eta_{\text{células}}}$$

El performance ratio (PR) surge ante la **imposibilidad de comparar instalaciones entre sí** al tener estas diferentes modelos de células que tienen diferentes eficiencias nominales, lo que implica que los valores de eficiencia no se puedan comparar directamente.

Con el PR lo que se evalúa es la **diferencia** entre la energía que genera un sistema que se encuentra trabajando en **condiciones reales** y uno considerado ideal; entendiendo por sistema ideal aquel en el que las células siempre trabajasen en **condiciones estándar y sin pérdidas**.

El **PR** es un **factor representativo** de cada instalación y muy importante en la caracterización de la misma, el PR es **independiente de la radiación incidente**. Una característica importante del PR es que una vez conocido, y sabiendo la radiación incidente sobre la instalación, el cálculo de la producción de la instalación es inmediato. La eficiencia de la instalación, en términos de energía diaria, es el cociente entre la producción medida E_D (MJ/d) y la radiación recibida por las células, es decir, H_β (MJ/m²d) por la superficie de las células, S (m²). La eficiencia nominal de las células tratada en términos de potencia será la potencia nominal o pico P_n (kW) dividida entre la radiación incidente sobre la instalación en condiciones nominales o estándar, es decir, $G_{STC}=1\text{kW/m}^2$, multiplicada por la misma superficie S . Introduciendo esto en la definición de PR se tiene:

$$PR = \frac{\frac{E_D}{H_\beta \cdot S}}{\frac{P_n}{G_{STC} \cdot S}}$$

Despejando la producción, que es lo que se busca, queda:

$$E_D = \frac{P_n \cdot PR \cdot H_\beta}{G_{STC}}$$

Es conveniente aclarar que el **PR** puede estar definido en **diferentes puntos de la instalación** en función de donde se haya medido la producción diaria. En este caso esta producción se mide antes del transformador, por lo que se podría decir que este PR se refiere a la zona de baja tensión, incluyendo los paneles, el cableado y el propio inversor.

A continuación se adjuntan las tablas con las diferentes eficiencias medias de las instalaciones según el año y otra con las eficiencias nominales de las células según datos del fabricante.

		Instalación										
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
AÑO	2009	10,7	12,5	11,6	11,8	11,3	15,0	11,1	10,9	15,4	12,6	
	2010	10,9	13,1	11,6	12,1	11,1	15,1	11,3	11,4	16,1	12,3	
	2011	11,0	13,4	11,7	12,0	11,1	15,1	11,3	11,0	15,9	12,1	10,2
	2012	10,8	15,7	11,6	12,0	11,4	14,8	11,4	11,0	15,8	12,5	10,1
	2013	11,2	11,6	12,6	12,5	11,1	16,0	11,9	11,3	16,1	13,0	10,3
	2014	11,0	15,4	12,4	12,1	11,6	16,1	11,5	11,6	15,9	12,1	10,5
	Media	10,9	13,6	11,9	12,1	11,3	15,3	11,4	11,2	15,9	12,4	10,3

Tabla 4.4 Eficiencia (%) media de cada instalación como promedio de las eficiencias diarias en cada año.

		INSTALACIÓN										
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Eficiencia	13,867	14,667	14,844	14,382	14,724	19,556	14,293	13,697	19,957	15,957	13,164	
	14,293											

Tabla 4.5 Eficiencia nominal de las células (%) para las diferentes instalaciones.

Para la instalación 1 se incluyen dos valores de eficiencia de las células porque en 2010 se hizo una ampliación de la instalación con paneles de mayor eficiencia, de modo que cada valor corresponde a un modelo.

Teniendo estas dos tablas y atendiendo a la definición de PR, ya se puede calcular este factor sin nada más que aplicar la definición que se detalló anteriormente. Este cálculo proporciona el PR medio anual de cada instalación como promedio de los PR diarios. Otra alternativa más simplificada para calcular el PR medio anual de cada instalación sería utilizar la producción anual de cada una de ellas, con los valores medios de radiación calcular la eficiencia media anual y comparar ésta con la eficiencia nominal de las células.

Se adjunta una tabla con el PR medio para cada instalación y cada año de aplicación en el trabajo, así como una gráfica que representa la evolución de este factor en las diferentes instalaciones a lo largo de los años que comprenden el estudio.

		INSTALACIÓN										
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
AÑO	2009	75,8701	72,9346	78,3246	82,2525	76,5431	76,7204	77,3457	79,6228	77,3975	78,8580	
	2010	77,5489	77,2848	78,4259	84,0867	75,5208	76,9744	78,8272	83,1241	80,6875	77,1634	
	2011	78,2415	75,9686	78,7391	83,1632	75,4817	77,1389	79,3360	80,0387	79,4497	75,6892	77,4186
	2012	76,6406	74,7456	78,2688	83,1357	77,2499	75,7422	79,9525	80,5074	79,1304	78,4242	76,8769
	2013	79,8304	78,7519	84,6463	87,1184	75,5013	81,5769	83,2141	83,0356	80,6825	81,3268	77,8650
	2014	78,3174	74,1698	83,7420	83,8117	78,9464	82,1268	80,5638	84,7664	79,5744	75,9199	80,0666
Media	77,7415	75,6425	80,3578	83,9280	76,5405	78,3799	79,8732	81,8492	79,4870	77,8969	78,0568	

Tabla 4.6 PR (%) medio para las diferentes instalaciones y para cada año de estudio.

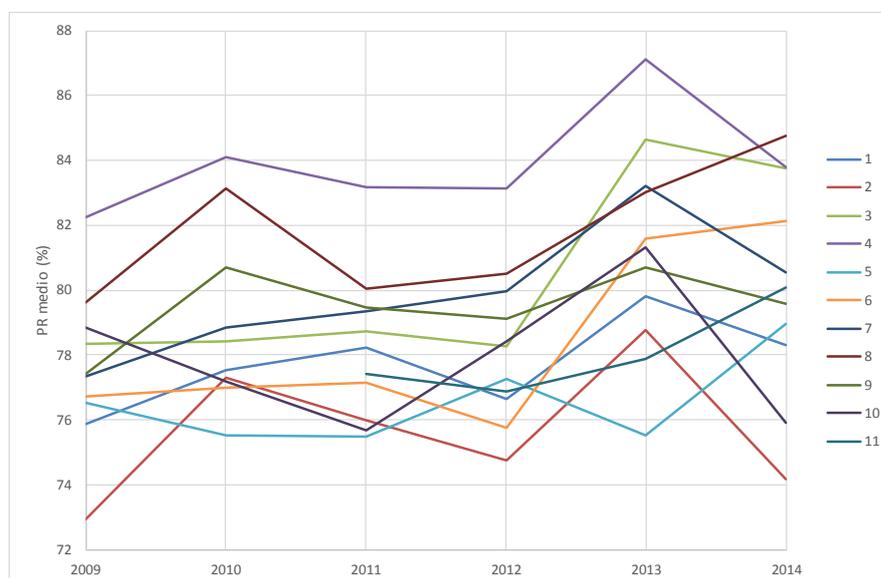


Figura 4.5 Evolución del PR (%) medio para las diferentes instalaciones y para cada año de estudio.

A la vista de los datos se pueden sacar algunas conclusiones sobre el factor que se está analizando.

- Todas las instalaciones presentan un **PR superior al 70%**, valor que analizando algunas publicaciones se considera como bueno, lo que delata un buen diseño de las instalaciones.
- Si bien existen algunas diferencias entre los valores todos se encuentran en un rango relativamente pequeño; desde las instalaciones con menor PR, instalación 2, instalación 5, hasta las instalaciones con mayor PR, instalación 4, instalación 8; **no existe una diferencia superior a 14 puntos porcentuales** entre el valor máximo y el mínimo.

- El **máximo valor** de PR medio se alcanza en la instalación 4 para el año 2013 con un valor de **87,12%**, mientras que el **mínimo de valor** de PR medio se da para la instalación 2 con un valor de **72,93%**.
- No se puede determinar si existe una tendencia de las instalaciones según la evolución del valor del PR medio porque en el primer año todas aumentan el valor del factor para disminuir en el siguiente año; ente los años 2011 y 2012 todas las instalaciones parecen tomar tendencia ascendente en lo que al PR medio se refiere hasta el año 2014, todas excepto la instalación 5, la instalación 6, la instalación 8 y la instalación 11 disminuyeron su valor de PR medio.
- Cabe esperar que con el paso de los años y pudiendo evaluar una serie temporal más larga el **PR medio tienda a bajar a lo largo del tiempo** para todas las instalaciones debido al envejecimiento de las mismas y sus equipos.

Para intentar comparar las instalaciones entre sí y poder sacar alguna conclusión de las diferencias existentes entre los valores de PR se van a comparar los valores de PR medio calculados en el apartado anterior con algunas características de las instalaciones:

- Inclinación de los módulos.
- Marca de los módulos.
- Tipo de módulo según la estructura del Silicio presente: Monocristalino (Mono) o Policristalino (Poli).
- Marca de los inversores
- Número de inversores.
- Provincia de la instalación.
- Fracción difusa diaria: promediada para los años de estudio para determinar qué zonas se caracterizan por cielos nublados o despejados.
- Radiación diaria: promediada para los años de estudio con el fin de caracterizar las zonas que reciben más radiación.

	Instalación										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
PR (%)	77,7415	75,6425	80,3578	83,9280	76,5405	78,3799	79,8732	81,4870	79,4870	77,8969	78,0568
Inclinación módulo (°)	30	30	30	20	30	6	30	30	10	30	30
Marca módulo	A	B	C	D	E	F	A	D	F	G	H
Tipo módulo	Poli	Poli	Poli	Poli	Poli	Mono	Poli	Poli	Mono	Poli	Poli
Marca inversores	A	B	C	A	A	B	A	A	A	C	D
Número inversores	1	1	9	1	1	9	1	1	1	9	1
Provincia	PA	LE	VA	VA	VA	VA	VA	AV	VA	VA	VA
K_d	0,4560	0,4608	0,5066	0,4854	0,4274	0,4814	0,4637	0,4471	0,4739	0,5066	0,4247
H (MJ/m ² -d)	16,3284	16,2680	15,7697	16,0776	17,3368	16,1218	16,4532	16,9040	16,2968	15,7697	17,3368

Tabla 4.7 Variables de caracterización de las instalaciones del estudio.

Se van a ir detallando las tendencias observadas según los parámetros que se han comprobado en la tabla anterior con el fin de concluir alguna correspondencia entre los valores de PR y las características de las instalaciones:

- Atendiendo a la **inclinación de los paneles** no se puede concluir que exista una tendencia clara, solo las instalaciones 4, 6 y 9 no tienen paneles inclinados 30°; y algunas de las que tienen menor inclinación presentan un mayor PR pero no de forma general, ni todas las que tienen la misma inclinación presentan el mismo PR, de modo que no podemos decir que el ángulo de inclinación de panel sea un factor determinante en el PR, si bien, si se contase con más instalaciones y diferentes ángulos de inclinación de panel pudiera ser que existiese alguna relación entre el ángulo y el PR.
- Atendiendo a la **marca de los módulos**; se cuenta con siete marcas comerciales diferentes para las once instalaciones, ya solo con eso resulta bastante difícil comparar de alguna manera los valores del PR con la marca comercial de los módulos, no obstante se puede decir que, los mayores valores del PR se dan para las instalaciones 3, 4 y 8 que tienen montados paneles de las marcas C y D; se podría decir que para las instalaciones que competen a este estudio las marcas C y D se comportan mejor que las demás. En el otro extremo, los menores valores se dan en las instalaciones 2, 5, 1 y 10 que tienen módulos de las marcas A, B, E y G; la marca A se repite en la instalación 7 que cuenta con un PR mejor de forma que no se puede concluir nada respecto a esta marca, sin embargo para las otras, no se repiten en más instalaciones de forma que se podría decir que para las instalaciones del estudio las marcas comerciales B, E y G son peores, siempre con la salvedad de que si se contase con un mayor número de instalaciones con diferentes tipos de panel la tendencia pudiera ser otra, pero así resulta imposible comparar.
- Según el **tipo de Silicio** presente en la estructura de los módulos, las instalaciones 1, 2, 3, 4, 5, 7, 8, 10 y 11 cuentan con paneles de silicio policristalino, mientras que las instalaciones 6 y 9 tienen paneles de silicio monocristalino; existe diversidad en los resultados, es decir, que hay instalaciones que teniendo paneles de silicio policristalino tienen un mayor PR que otras con paneles de silicio monocristalino y viceversa, al igual que con las características que se analizaron ya, no se puede dar una conclusión contundente, lo que sí se puede decir teniendo en cuenta solo los datos con los que se cuenta, es que la diferencia de precio existente entre los módulos de silicio policristalino y monocristalino, más caros los segundos, no está justificada ya que existe disparidad en los resultados encontrándose todos en el mismo rango sin presentar diferencias claras.
- Según la **marca de los inversores** utilizados en la instalación; se cuenta con cuatro marcas comerciales diferentes de inversores en las instalaciones, al igual que se hizo con el análisis de la relación entre PR y marca de módulo, se detallará que pasa con los valores extremos. Los mayores valores de PR se dan en las instalaciones 3, 4 y 8, la instalación 3 tiene inversores de la marca C mientras que las instalaciones 4 y 8 cuentan con inversores de la marca A, no se puede asegurar que la marca A sea la mejor, pero si decir que para algunas de las instalaciones que ocupan este estudio se comporta bien. En el otro extremo tenemos los mínimos valores de PR en las

instalaciones 2, 5, 1 y 10 la instalación 2 tiene inversores de la marca B, la instalación 10 tiene inversores de la marca C; estas dos marcas comerciales no se repiten de modo que se puede decir, siempre teniendo en cuenta que solo se dispone de estos datos, que estas dos marcas no se comportan de una manera muy favorable para estas instalaciones. Las instalaciones 5 y 1 tienen inversores de la marca A que contraponiendo a cuando se analizaron los valores máximos ahora proporcionan valores mínimos, resultando así inconcluyente el análisis ya que se necesitaría un mayor número de valores para poder concluir algo.

- Analizando el **número de inversores** presentes en cada instalación, todas las instalaciones cuentan con un solo inversor, excepto las instalaciones 3, 6 y 10 que tienen 9 inversores cada una, tampoco este factor resulta concluyente ya que la instalación 3 se encuentra en el grupo de tres que se considera que tienen unos valores de PR máximos mientras que la instalación 10 se encuentra en el grupo de los valores considerados como mínimos.
- Según la **provincia** en la que se encuentra la instalación; todas las instalaciones se encuentran en la provincia de **Valladolid**, excepto las instalaciones 1, 2 y 8 que se encuentran en **Palencia, León y Ávila** respectivamente. La instalación 8 se encuentra en el grupo de tres que se ha considerado como valores máximos de PR de forma que se podría decir que la provincia de Ávila presenta buenas características para instalaciones de producción fotovoltaica; la instalación 1 situada en Palencia se encuentra en el grupo de los valores mínimos concluyendo así que no es el mejor emplazamiento posible; la instalación 2 situada en León tiene un valor de PR que se encuentra también en el grupo de las consideradas con un PR menor, siendo la que menor valor de PR proporciona. Así pues tras analizar el emplazamiento de las diferentes instalaciones se puede concluir que la instalación situada en Ávila destaca por un buen valor de PR mientras que las situadas en Palencia y León destacan por bajos valores de PR y en cuanto a las situadas en la provincia de Valladolid existe variedad de resultados encontrándose todas las que proporcionan valores medios y algunos máximos aunque se encuentra también uno de los que hemos considerado como mínimos. Atendiendo a este parámetro característico de la instalación que es la localización, no se puede concluir algo exacto ya que como se ha dicho antes no se cuenta con datos suficientes para que se pudiese desarrollar una serie de tendencia.
- Atendiendo a **la relación existente entre la fracción difusa de la radiación y la radiación incidente** los mayores valores de este coeficiente proporcionan altos valores de PR excepto la instalación 10 que cuenta con un elevado valor de K_d y un valor de los que se han considerado mínimos de PR. En este caso sí que se podría decir que existe una relación entre la fracción difusa de la radiación y el valor de PR teniendo en cuenta esa excepción mencionada y repitiendo que sería necesario contar con un mayor número de datos para llegar a concluir algo con mayor rotundidad.
- Según la **radiación media diaria incidente sobre la superficie horizontal** en las instalaciones, se observa que al contrario de lo que se podría pensar, bajos valores de radiación proporcionan altos valores de PR. Esto podría deberse al efecto negativo de la temperatura. También se cumple que las instalaciones con un mayor valor de

radiación media diaria incidente sobre la superficie horizontal proporcionan un valor de PR menor. El efecto de la temperatura se verá más adelante pudiendo confirmar entonces este análisis.

Los valores que hasta aquí se han analizado son los que caracterizan a las instalaciones, es decir, parámetros que están presentes en las instalaciones y permiten distinguir unas de otras.

En adelante se van a analizar algunos **factores** que **no** son **característicos** como los anteriores pero sí son interesantes de analizar ya que constituyen el motivo por el cual se construyen las instalaciones de producción fotovoltaica.

Los factores que se van a comparar se van a considerar de igual manera que antes, enfrentándolos a los valores de PR medio para cada año y cada instalación.

Los factores a analizar serán:

- Producción de las instalaciones relativa a la potencia pico de las mismas.
- Velocidad del viento media; se comparará este factor debido a la disipación de calor por convección.
- Humedad.
- Rendimiento de las instalaciones.

Al igual que en el caso anterior se presentan los datos en formato tabla y se analizan posteriormente.

	INSTALACIÓN										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
PR (%)	77,7415	75,6425	80,3578	83,9280	76,5405	78,3799	79,8732	81,8492	79,4870	77,8969	78,0568
E_D/P_n (kWh/Kw)	4,2648	3,9531	4,1736	4,1425	4,3717	1,5295	4,1716	4,4388	3,8039	3,9877	4,2555
Vw (m/s)	1,9769	1,5877	2,1419	2,0230	2,4409	2,0655	1,8634	2,3309	2,1282	2,1419	2,4409
HR (%)	70,7552	72,7630	69,0118	68,2171	67,1494	69,4867	69,0641	68,5068	67,3550	69,0118	89,6587
η (%)	10,9460	11,0945	11,9283	12,0705	11,2698	15,3280	11,4163	11,2109	15,8632	12,4300	10,2754

Tabla 4.8 Variables interesantes para el estudio de producción fotovoltaica.

- Atendiendo a la **relación entre producción diaria y potencia pico**, se tiene un valor anormalmente bajo para la instalación 6, correspondiéndose con una instalación con paneles de silicio monocristalino, el siguiente valor más bajo correspondiente a la instalación 9 pertenece también a una instalación con paneles de silicio monocristalino, con estos datos se puede afirmar que el silicio monocristalino produce resultados peores que el silicio policristalino. Centrándonos en la relación entre la producción y el PR no se puede afirmar que exista una relación directa porque no los valores mayores de producción producen mayores valores de PR ni viceversa.
- Considerando la **relación del PR con la velocidad media del viento**, este factor se ha considerado ya que contribuye a evacuar calor por convección forzada, lo que favorece la refrigeración de los módulos, disminuyendo así las pérdidas por calor. No

se observa ninguna relación apreciable, ya que como en el caso de la producción, los mayores valores de velocidad no producen mayores valores de PR ni viceversa. Sí que es cierto que en las instalaciones en las que se dan los valores de PR máximo, como son las instalaciones 4, 8 y 3, los valores de velocidad del viento también son los mayores registrados, pero desde el punto de vista opuesto, también algunas instalaciones con velocidad de viento grande no tienen un valor de PR alto sino todo lo contrario.

- Considerando la **relación del PR con la humedad relativa media**, de forma general se observa que los mayores valores de humedad relativa media proporcionan valores de PR mínimos, mientras que los valores de humedad relativa mínimos se encuentran en las estaciones con un valor de PR máximo, hay que destacar una excepción, que es la instalación 9 donde se da uno de los menores valores de humedad relativa media y su PR no es de los mayores valores existentes.
- Relacionando el **valor de eficiencia media de las células con el valor de PR** de cada instalación no se puede concluir nada ya que valores de eficiencia de las células bajos proporcionan valores de PR altos y bajos al mismo tiempo, y en el otro lado, valores de eficiencia altos no proporcionan valores máximos de PR.

4.3 CONCLUSIONES

Respecto a los factores que se han tenido en cuenta, en este punto del apartado se tratará de resumir de la forma lo más clara posible los efectos que estos tienen sobre las instalaciones, se desglosarán estos factores en función de los parámetros a los que afecten.

➤ **Eficiencia diaria de las instalaciones:**

- La eficiencia por definición es la relación entre la energía producida y la radiación recibida por los paneles fotovoltaicos de una instalación. Se ha podido determinar que los días en los que existen unos niveles de radiación elevada no son los que proporcionan una eficiencia mayor, esto puede ser debido a las pérdidas por calor de los módulos. Teniendo en cuenta estas consideraciones se puede decir que las condiciones ideales para la producción fotovoltaica excluyen los días con temperatura excesiva y por supuesto los que tienen pocas horas de luz, haciendo así ideales los días en los que las horas de luz son abundantes y la temperatura no alcanza valores elevados.
- Relacionando la eficiencia con la producción no se obtienen resultados concluyentes, simplemente se puede decir que son variables no relacionadas directamente entre sí, los valores de eficiencia permanecen constantes en el tiempo aun cambiando la producción, esto se debe a la relación existente entre la radiación incidente sobre las instalaciones y la producción que al disminuir una lo hace la otra en una medida similar.

➤ **Performance Ratio:**

- Todas las instalaciones tienen valores superiores al 70% para todos los años que comprenden el estudio, esto quiere decir que todas las instalaciones están bien diseñadas ya que estos valores así lo consideran.
- No se aprecia una tendencia clara a lo largo del tiempo del PR, presumiblemente por falta de valores, si se conociesen datos de un periodo

de tiempo más amplio los resultados seguramente fuesen diferentes. En la gráfica de seguimiento que se presentó anteriormente se observa una ligera tendencia a aumentar el valor cuando lo general sería que a lo largo del tiempo este valor fuese disminuyendo debido al envejecimiento de las instalaciones, pero como ya se ha mencionado contando solo con estos datos no se puede concluir.

- Comparando el PR con diferentes características de las instalaciones se llega a algunas conclusiones; tiene una relación con los valores de radiación recibidos por las instalaciones en tanto que los valores más pequeños de radiación incidente proporcionan mayores valores de PR, posiblemente debido a la temperatura, también relacionando con el coeficiente de radiación difusa K_d se observa que las instalaciones que presentan un valor más alto de este coeficiente proporcionan un mayor valor de PR, comparando con los emplazamientos de las instalaciones se dijo que las situadas en Palencia y León no tenían buenos resultados, contraponiendo la situada en Ávila que tiene uno de los mejores y evaluando las de Valladolid que comprenden algunos de los mejores y los restantes; respecto a las de León, Palencia y Ávila no se puede concluir nada ya que solo se cuenta con datos de una en cada provincia, resultando un número insuficiente. También se comparó con el tipo de silicio presente en los módulos, bien monocristalino o policristalino determinando que las instalaciones con módulos de silicio monocristalino no proporcionan mejores valores de PR, resultando así injustificada su diferencia de precio con la salvedad de que el número de instalaciones analizadas no resulta concluyente. Los demás parámetros comparados, inclinación de los módulos, marca comercial de los módulos, marca de los inversores y número de inversores de cada instalación no arrojaron ninguna relación con el PR bien sea porque el número de instalaciones analizadas es pequeño o porque no la tienen.
- También se comparó el PR con parámetros que no caracterizando a las instalaciones resultan interesantes de analizar. Se comparó con la relación entre la energía producida media y la potencia pico, no obteniendo ninguna conclusión, ya que valores parecidos de esta relación proporcionan valores diferentes de PR. Se comparó también con la velocidad media del viento, dando lugar a ver que los mayores valores de velocidad proporcionan los mayores valores de PR, pudiendo esto ser debido a la transmisión de calor por convección, y considerando que en otras instalaciones se dan valores parecidos de velocidad de viento mientras se tienen valores diferentes de PR. La comparación con los valores de humedad relativa arroja que los menores valores de humedad relativa se dan en las instalaciones con mayores valores de PR y los mayores valores de humedad relativa se dan en las instalaciones con menores valores de PR. El último factor analizado en este punto fue la eficiencia media de las células, el cual no tiene relación apreciable con el PR proporcionando valores diferentes de PR para valores similares de eficiencia.

5 RENDIMIENTO DE UN PANEL. INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA DE PANEL

Llegados a este punto del trabajo, ya se ha podido intuir la importancia de la transmisión de calor en las instalaciones fotovoltaicas, contribuyendo esta transmisión a proporcionar un factor de eficiencia mayor en las instalaciones. A lo largo de este apartado se intentará explicar un **modelo térmico** de un panel fotovoltaico así como desarrollar la validación de determinadas correlaciones para la determinación de la temperatura de panel.

Este punto del trabajo ha sido considerado muy importante puesto que la documentación al respecto no es muy abundante y si la relevancia que tiene en los cálculos técnicos.

5.1 MODELO TÉRMICO DE PANEL

La temperatura juega un papel muy importante en la conversión fotovoltaica, partiendo del concepto de que la **temperatura afecta** a las magnitudes eléctricas básicas como son el voltaje y la intensidad de un generador fotovoltaico. Como consecuencia, la temperatura de operación del módulo, en adelante T_c , representa una variable fundamental que afecta directamente algunos parámetros muy importantes como son la **energía generada** o la **eficiencia del módulo**. Solo en los últimos años la temperatura de operación, T_c , ha sido tenida en cuenta desde este punto de vista tan importante que se merece debido a las variables a las que afecta.

Del análisis de bibliografía se ha conseguido tener una expresión de la disminución de la eficiencia con la temperatura, que sigue una función lineal de la forma siguiente:

$$\eta_{Tp} = \eta_R [1 - \gamma(T_P - T_R)]$$

Donde:

- T_p : es la temperatura de operación del panel.
- T_R : es la llamada temperatura de referencia, que suele venir indicada por el fabricante de los módulos.
- η_{TP} : es la eficiencia a la temperatura de panel que exista en ese instante.
- η_R : es la eficiencia a la temperatura de referencia, generalmente proporcionada por el fabricante del módulo.
- γ : es el coeficiente de disminución de potencia con la temperatura del módulo a una temperatura de referencia.

El problema de esta expresión estriba en la determinación de la temperatura de operación del panel.

Para caracterizar un panel por su modelo térmico se debe partir de un análisis del mismo en estado estacionario considerando las diferentes formas en las que se puede disipar calor procedente del módulo.

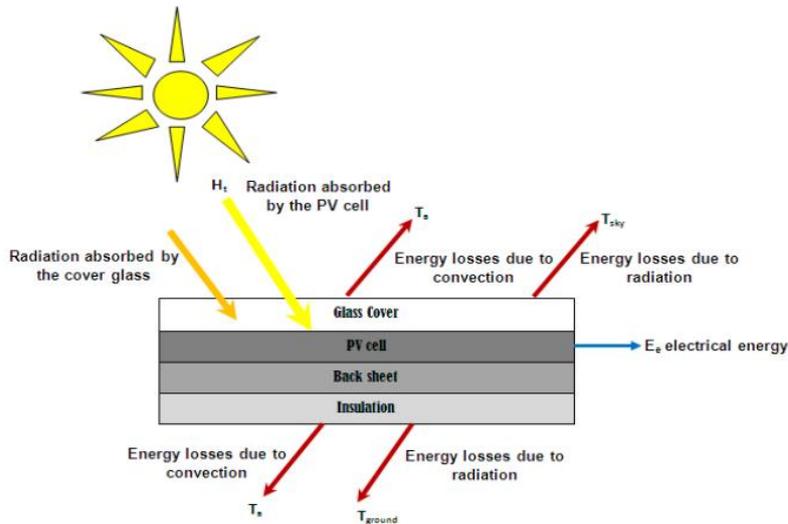


Figura 5.1 Procesos de transmisión de energía presentes en un panel fotovoltaico. Skoplaki Operating Temperature PV Modules Solar Energy 2009

Como se puede ver en la figura un módulo fotovoltaico consta de las siguientes partes; una cobertura de cristal, la célula fotovoltaica propiamente dicha, una placa de soporte inferior y el aislamiento inferior.

Procedente del Sol un panel fotovoltaico recibe una cantidad de radiación, que si se considera que generalmente los paneles que se están tratando tienen una inclinación, se ha llamado H_β , de esta radiación incidente solo una parte se convierte en energía eléctrica aprovechable, E , la diferencia entre la energía incidente en forma de radiación solar y la saliente en forma de energía eléctrica se tiene que perder de alguna forma. Si como volumen de control se considera el módulo fotovoltaico, las pérdidas existentes se deben a la transmisión de calor con el exterior, en este estudio se proponen varias formas de transmisión de calor que se van a analizar con un poco más de detenimiento.

Se sabe que existen tres formas diferentes de transmisión de calor, conducción, convección y radiación.

- Conducción: consiste en la transferencia de calor entre dos puntos de un cuerpo que se encuentran a diferente temperatura sin que se produzca transferencia de materia entre ellos.
- Convección: se basa en la transmisión de calor ayudada por el transporte de un fluido que es el que transporta la energía, puede ser de dos tipos:
 - Forzada: se necesita un elemento que produzca el movimiento del fluido que es el encargado de transmitir el calor.
 - Natural: el fluido se mueve de forma espontánea y autónoma debido a la diferencia de temperaturas existente en el mismo que causa una diferencia de densidades produciendo así el movimiento.
- Radiación: es el calor emitido por un cuerpo debido a su temperatura, en este caso no existe contacto entre los cuerpos, ni fluidos intermedios que transporten el calor,

un cuerpo, A, que se encuentra a una temperatura mayor que un cuerpo, B, transmitirá calor por radiación a B por el simple hecho de existir aun sin tener un medio por el que propagar la energía.

El calor disipado por conducción no se considera de aplicación en este estudio ya que la superficie de contacto del panel con el soporte es pequeña y se considera despreciable, si bien es cierto que existe.

Se consideran cuatro formas de pérdidas por calor; en la parte superior se tiene un flujo de pérdidas por calor debido a la convección que se produce por la diferencia de temperaturas entre el panel, T_c , y el ambiente, T_a , y otro flujo de pérdidas de calor por radiación debido a la diferencia de temperatura entre el panel, T_c , y el cielo, T_{sky} ; por la parte inferior, de forma análoga se tienen dos flujos de pérdidas por calor, el primero flujo de pérdidas de calor por convección debido a la diferencia entre la temperatura de panel, T_c , y la temperatura ambiente, T_a , y un flujo de pérdidas de calor por radiación producido por la diferencia de temperaturas entre el panel, T_c , y el suelo, T_{ground} .

Una aproximación considerada para la temperatura del cielo es $T_{sky} = T_a - 6$, siendo ésta una aproximación empírica.

Presentando el balance de energía considerando como volumen de control el panel fotovoltaico:

$$H_{\beta} = \dot{Q}_{Rad} + \dot{Q}_{Conv} + E$$

Agrupando los flujos de pérdida de calor por radiación con el término, \dot{Q}_{Rad} , y los flujos de pérdida de calor por convección con el término, \dot{Q}_{Conv} , y siendo E , la energía eléctrica producida.

$$\begin{aligned}\dot{Q}_{Rad} &= h_{Rad} (T_c^4 - T_a^4) \\ \dot{Q}_{Conv} &= h_{Conv} (T_c - T_a)\end{aligned}$$

Donde:

- h_{Rad} : es el coeficiente de transmisión de calor por radiación que responde a la siguiente expresión; $h_{Rad} = \varepsilon \cdot \sigma$
 - Donde:
 - ε : es la emisividad del material.
 - σ : es la constante de Stefan Boltzman que tiene un valor de $5,67 \cdot 10^{-8} \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}^4$
- h_{Conv} : es el coeficiente de transmisión de calor por convección que para el aire oscila entre 5 y 25 $\text{W/m}^2 \cdot \text{k}$ para convección natural y entre 20 y 300 $\text{W/m}^2 \cdot \text{k}$ para la convección forzada.

Se considerará un coeficiente de transmisión de calor global con comprenderá los dos anteriores.

$$U = h_{Conv} + h_{Rad}$$

El problema que aparece es que las condiciones ambientales cambian y la dificultad de encontrar una temperatura de panel que sea de aplicación para aplicar en las ecuaciones.

5.2 CORRELACIONES PARA LA DETERMINACIÓN DE LA TEMPERATURA DE OPERACIÓN DE PANEL

Ante la dificultad de calcular la temperatura a la que opera un panel se ha recurrido a correlaciones numéricas encontradas mediante revisión bibliográfica.

Existen **dos tipos de correlaciones**: las consideradas implícitas y las explícitas, las correlaciones llamadas implícitas son las que a ambos lados de la igualdad existe la misma variable a despejar aunque no sea de forma directa, en este caso es la temperatura de operación del panel T_c , que suele aparecer en términos de eficiencia. Las correlaciones llamadas explícitas son las que ya tienen despejada en un solo lado de la igualdad la variable buscada, T_c .

5.2.1 CORRELACIONES IMPLÍCITAS

Algunas de las correlaciones implícitas son:

- $$T_c = \frac{T_a + [(\alpha - \eta)G_T + (a + bT_a)]}{17,8 + 2,1V_w}$$
 - Schott T. (1985) Siendo a y b coeficientes empíricos.
- $$T_c = T_a + \alpha G_T (1 + \beta T_a) (1 - \gamma V_w) (1 - 1,053 \eta_c)$$
 - Servant JM. (1985) $\alpha = 0,0138$; $\beta = 0,031$; $\gamma = 0,042$
- $$T_c = T_a + G_T \left(\frac{\tau \alpha}{U_L} \right) \left[1 - \frac{\eta_c}{\tau \alpha} \right]$$
 - Duffie JA., Beckman WA. (1991)
- $$T_c = T_a + \left(\frac{\tau \alpha - \eta_c}{U_L} \right) G_T$$
 - Hove T. (2000)
- $$T_c = T_a + \frac{G_T}{G_{NOCT}} (T_{c,NOCT} - T_a) \left(1 - \frac{\eta_c}{\tau \alpha} \right)$$
 - Kou Q., Klein SA., Beckman WA. (1998) NOCT=Nominal Operating Cell Temperature
- $$T_c = T_a + \left(\frac{G_T}{G_{NOCT}} \right) \left(\frac{U_{L,NOCT}}{U_L} \right) (T_{NOCT} - T_{a,NOCT}) \left(1 - \frac{\eta_c}{\tau \alpha} \right)$$
 - Duffie JA., Beckman WA. (2006)

Debido a la dificultad que tiene aplicar estas correlaciones en una hoja de cálculo se ha optado por no utilizarlas, para hacerlo habría que utilizar algún método de iteración para que la solución llegase a converger, dando así el resultado de la T_c requerido.

Buscando en la bibliografía existen numerosas correlaciones de este tipo que no se ha considerado conveniente su relación en el trabajo por no ser usadas.

5.2.2 CORRELACIONES EXPLÍCITAS

- $T_C = T_a + 0,028G_T - 1$
 - Autor: Schott T. (1985)
 - Denominación en el trabajo: Schott
 - Consideraciones: Para V_w entre 1 y 1,5m/s T entre 0 y 35 °C
- $T_C = T_a + \alpha G_T (1 + \beta T_a) (1 - \gamma V_w)$
 - Autor: Servant JM. (1985)
 - Denominación en el trabajo: Servant
 - Consideraciones: $\alpha = 0,0138$ $\beta = 0,031$ $\gamma = 0,042$ T en °C
- $T_C = T_a + 0,035G_T$
 - Autores: Ross RG, Smokler M (1986)
 - Denominación en el trabajo: Smokler
- $T_C = 30,006 + 0,0175(G_T - 300) + 1,14(T_a - 25)$
 - Autores: Lasnier F, Ang TG (1990)
 - Denominación en el trabajo: Lasnier
 - Consideraciones: T en °C, recomendada para silicio policristalino
- $T_C = T_a + \frac{G_T}{G_{Tref}} [0,0712V_w^2 - 2,411V_w + 32,96]$
 - Autores: Ishengoma FM, Norum LE (1997)
 - Denominación en el trabajo: Ishengoma
 - Consideraciones: T en °C, $V_w < 18$ m/s
- $T_C = T_a + \frac{G_T}{800} (NOCT - 20)$
 - Autor: Siegel MD. (1999)
 - Denominación en el trabajo: Siegel
- $T_C = 30 + 0,0175(G_T - 150) + 1,14(T_a - 25)$
 - Autores: Tselepis S, Tripanagnostopoulos Y. (2001)
 - Denominación en el trabajo: Tselepis
 - Consideraciones: T en °C, recomendada para silicio amorfo
- $T_C = T_a + 0,031G_T$
 - Autores: Mondol JD, Yohanis YG, Smyth M, Norton B (2005)
 - Denominación en el trabajo: Mondol
- $T_C = T_a + 0,031G_T - 0,058$
 - Autores: Mondol JD, Yohanis YG, Norton B (2007)
 - Denominación en el trabajo: Mondol 2

- $T_C = 0,943T_a + 0,028G_T - 1,52V_w + 4,3$
 - Autores: Chenni R, Makhoulouf M, Kerbache T, Bouzid A (2007)
 - Denominación en el trabajo: Chenni

Estas correlaciones, explícitas, serán las que se van a ir validando en las siguientes páginas, tratando de encontrar la mejor posible para el cometido que nos ocupa que es determinar la temperatura de panel.

5.3 VALIDACIÓN DE LAS CORRELACIONES PROPUESTAS

Para la validación de las correlaciones se cuenta con datos medidos de temperatura de panel procedentes de dos de las instalaciones que intervienen en el estudio, datos proporcionados por Cenit Solar. Estos datos corresponden a las instalaciones 1 y 3 correspondientes a Villacidaler y Valladolid Sur respectivamente.

Se cuenta con varios sensores distribuidos por las plantas que son los que han proporcionado estos valores de temperatura.



Figura 5.1 Sensor radiación inclinada



Figura 5.2 Sensor de temperatura ambiental



Figura 5.3 Sensor de radiación horizontal



Figura 5.4 Sensor de temperatura de panel

Lo que se ha hecho ha sido tomar los datos de temperatura de panel obtenidos como datos de la instalación, y aplicar las correlaciones anteriormente detalladas utilizando los datos de interpolación de variables meteorológicas o reales en el caso que se disponga de estación de seguimiento en la propia instalación.

Se utilizan datos diarios por la imposibilidad de tener alguno de ellos con mayor resolución. Para la evaluación del error cometido se utilizan los dos estadísticos que ya se utilizaron anteriormente.

$$rmse = \frac{100}{\overline{T_p}} \sqrt{\sum_{i=1}^N \frac{\left(\hat{T}_p - T_p\right)^2}{N}}$$

$$mbe = \frac{100}{\overline{T_p}} \sum_{i=1}^N \frac{\left(\hat{T}_p - T_p\right)}{N}$$

Donde:

- N es el número de datos que intervienen en el cálculo del error.
- T_p es el valor real de la temperatura de panel proporcionado por las bases de datos de Cenit Solar.
- \hat{T}_p es el valor estimado según la correlación que corresponda para la temperatura de panel.
- $\overline{T_p}$ es el valor medio de T_p .

5.3.1 RESULTADOS UTILIZANDO DATOS MEDIOS DIARIOS

En este apartado se representarán los valores proporcionados por el cálculo del error en función de la correlación utilizada en cada una de las dos instalaciones que se utilizan para este estudio. Como se hizo en apartados anteriores se indicará la tabla con los valores correspondientes a cada estadístico utilizado para valorar el error y posteriormente se representa su gráfico para dar una información visual que permita tener noción de lo que se está tratando.

En primer lugar se detallan los datos correspondientes a Villacidaler para seguir con los de Valladolid Sur. El orden a seguir será representación del primer estadístico (rmse), análisis del mismo, representación del segundo estadístico (mbe) y su posterior análisis, para concluir con un análisis global decidiendo la mejor correlación para el cometido que se requiere que es la estimación de la temperatura de panel en una instalación fotovoltaica.

5.3.1.1 VILLACIDALER

rmse 2013

Mes	Schott	Smokler	Servant	Lasnier	Ishengoma	Siegel	Tselepis	Mondol	Mondol 2	Chenni
1	1,39	0,92	1,74	2,49	1,12	2,09	1,75	1,06	1,07	1,03
2	1,81	1,16	2,37	3,17	1,52	2,82	2,36	1,37	1,38	1,38
3	2,01	1,37	2,54	3,24	1,75	3,02	2,47	1,58	1,60	1,67
4	3,05	2,19	3,71	4,37	2,74	4,53	3,56	2,51	2,53	2,67
5	3,60	2,69	4,25	4,93	3,20	5,16	4,11	3,03	3,05	2,97
6	3,45	2,53	3,95	4,56	3,09	5,12	3,76	2,88	2,90	3,00
7	3,49	2,54	3,78	4,36	3,10	5,23	3,56	2,91	2,93	3,10
8	4,51	3,55	4,90	5,50	4,12	6,27	4,69	3,93	3,94	4,08
9	3,55	2,71	3,95	4,53	3,15	5,06	3,77	3,02	3,04	3,00
10	2,04	1,39	2,39	2,99	1,67	3,06	2,29	1,62	1,63	1,39
11	1,55	0,96	1,98	2,75	1,24	2,47	1,95	1,14	1,15	1,06
12	0,95	0,54	1,36	2,12	0,69	1,69	1,40	0,65	0,66	0,84
Media	2,62	1,88	3,08	3,75	2,28	3,88	2,97	2,14	2,16	2,18

Tabla 5.1 rmse (%) para la estimación de la temperatura de panel utilizando datos medios diarios año 2013 Villacidaler.

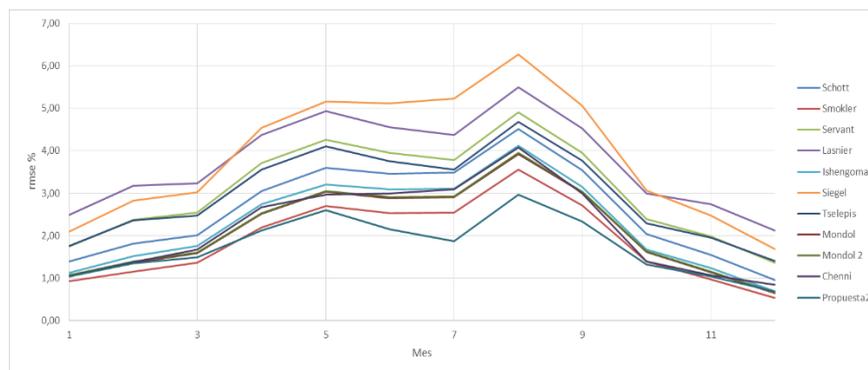


Figura 5.1 rmse (%) para la estimación de la temperatura de panel utilizando datos medios diarios año 2013 Villacidaler.

rmse 2014

Mes	Schott	Smokler	Servant	Lasnier	Ishengoma	Siegel	Tselepis	Mondol	Mondol 2	Chenni
1	1,28	0,88	1,52	2,24	1,08	1,78	1,53	0,99	1,00	1,07
2	1,97	1,37	2,41	3,15	1,73	2,80	2,37	1,56	1,58	1,82
3	2,74	1,89	3,46	4,12	2,41	4,26	3,32	2,21	2,22	2,29
4										
5										
6										
7	3,34	2,38	3,74	4,34	2,99	5,11	3,52	2,76	2,77	2,99
8	2,93	1,98	3,34	3,95	2,52	4,67	3,12	2,34	2,36	2,44
9	2,30	1,55	2,57	3,16	1,88	3,70	2,38	1,81	1,82	1,68
10	1,64	0,90	1,95	2,58	1,20	2,82	1,78	1,15	1,16	0,93
11	0,75	0,52	0,95	1,56	0,61	1,28	0,89	0,56	0,56	0,75
12	0,94	0,58	1,23	2,09	0,66	1,56	1,28	0,65	0,65	1,43
Media	1,99	1,34	2,35	3,02	1,68	3,11	2,24	1,56	1,57	1,71

Tabla 5.2 rmse (%) para la estimación de la temperatura de panel utilizando datos medios diarios año 2014 Villacidaler.

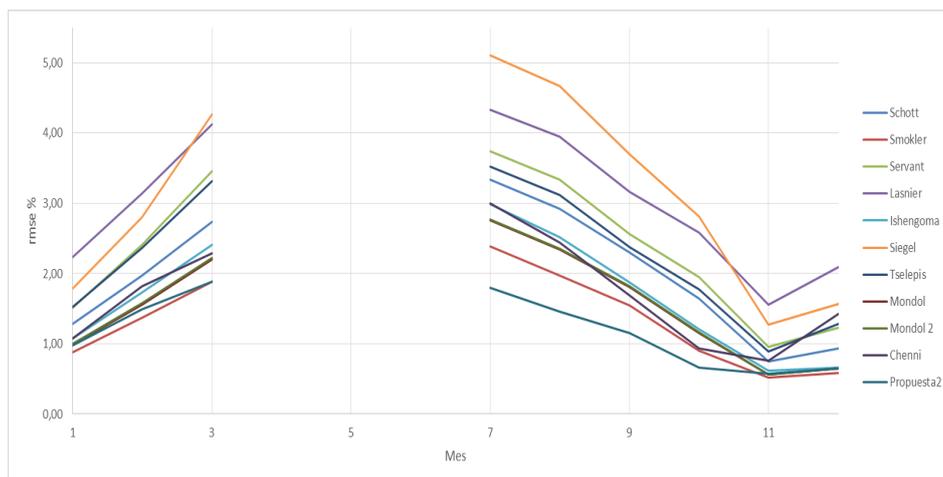


Figura 5.2 rmse (%) para la estimación de la temperatura de panel utilizando datos medios diarios año 2014 Villacidaler.

Para los meses de Abril, Mayo y Junio de 2014 no se cuenta con datos por lo que no se ha representado el error.

Analizando los datos representados hasta el momento se puede decir que en general todas las correlaciones proporcionan errores mayores en los meses centrales del año, es decir, donde las temperaturas son más altas.

Tanto para el año 2013 como para el año 2014 la correlación que mejor se ajusta a la realidad es la propuesta por Smokler, si bien cabe apuntar que todas proporcionan errores inferiores siempre al 6%, siempre teniendo en cuenta que no se cuenta con datos para tres meses del año 2014.

mbe 2013

Mes	Schott	Smokler	Servant	Lasnier	Ishengoma	Siegel	Tselepis	Mondol	Mondol 2	Chenni
1	-0,94	-0,31	-1,15	-2,15	-0,57	-1,46	-1,22	-0,47	-0,49	-0,25
2	-1,49	-0,73	-1,97	-2,91	-1,14	-2,40	-1,99	-0,96	-0,99	-0,91
3	-1,61	-0,87	-2,03	-2,87	-1,30	-2,49	-1,95	-1,09	-1,11	-1,31
4	-2,69	-1,80	-3,31	-4,06	-2,38	-4,06	-3,17	-2,12	-2,14	-2,34
5	-3,36	-2,44	-3,97	-4,70	-2,95	-4,85	-3,82	-2,77	-2,79	-2,68
6	-3,19	-2,25	-3,67	-4,30	-2,82	-4,78	-3,46	-2,60	-2,62	-2,70
7	-3,32	-2,33	-3,63	-4,22	-2,93	-5,08	-3,39	-2,71	-2,73	-2,93
8	-4,37	-3,38	-4,77	-5,37	-3,98	-6,14	-4,53	-3,76	-3,78	-3,95
9	-3,09	-2,21	-3,46	-4,07	-2,67	-4,55	-3,24	-2,53	-2,55	-2,52
10	-1,60	-0,88	-1,81	-2,52	-1,16	-2,42	-1,62	-1,10	-1,12	-0,85
11	-1,24	-0,50	-1,63	-2,50	-0,86	-2,09	-1,58	-0,72	-0,74	-0,56
12	-0,62	-0,06	-0,85	-1,73	-0,26	-1,12	-0,95	-0,21	-0,22	0,15
Media	-2,29	-1,48	-2,69	-3,45	-1,92	-3,45	-2,58	-1,75	-1,77	-1,74

Tabla 5.3 mbe (%) para la estimación de la temperatura de panel utilizando datos medios diarios año 2013 Villacidaler.

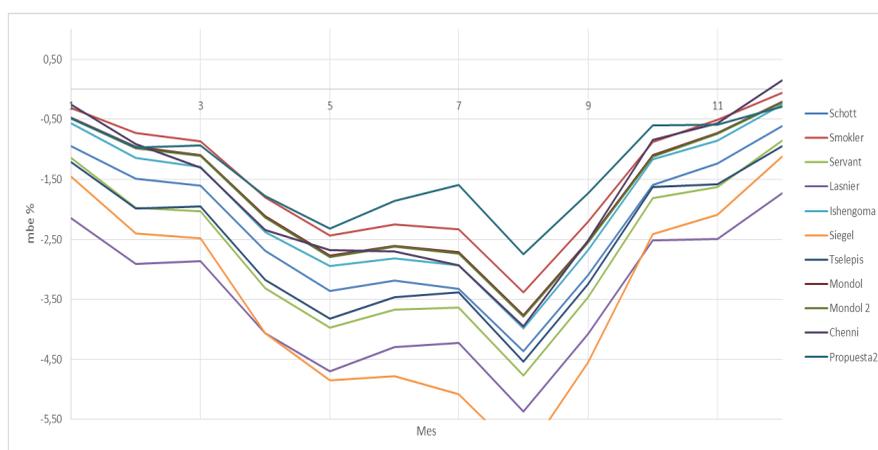


Figura 5.3 mbe (%) para la estimación de la temperatura de panel utilizando datos medios diarios año 2013 Villacidaler.

mbe 2014

Mes	Schott	Smokler	Servant	Lasnier	Ishengoma	Siegel	Tselepis	Mondol	Mondol 2	Chenni
1	-0,86	-0,30	-0,92	-1,90	-0,51	-1,15	-0,97	-0,42	-0,44	-0,41
2	-1,56	-0,88	-1,87	-2,79	-1,26	-2,21	-1,87	-1,07	-1,09	-1,39
3	-2,40	-1,50	-3,05	-3,81	-2,06	-3,79	-2,91	-1,82	-1,84	-2,00
4										
5										
6										
7	-3,17	-2,18	-3,58	-4,19	-2,81	-4,91	-3,34	-2,56	-2,58	-2,81
8	-2,81	-1,81	-3,22	-3,84	-2,40	-4,56	-2,99	-2,20	-2,22	-2,33
9	-1,98	-1,09	-2,29	-2,92	-1,53	-3,41	-2,06	-1,41	-1,43	-1,32
10	-1,49	-0,70	-1,76	-2,43	-1,04	-2,58	-1,55	-0,96	-0,98	-0,77
11	-0,44	0,14	-0,48	-1,34	-0,08	-0,79	-0,42	0,01	-0,01	0,11
12	-0,68	-0,04	-0,87	-1,93	-0,24	-1,19	-0,99	-0,20	-0,22	-0,01
Media	-1,71	-0,93	-2,00	-2,79	-1,32	-2,73	-1,90	-1,18	-1,20	-1,21

Tabla 5.4 mbe (%) para la estimación de la temperatura de panel utilizando datos medios diarios año 2014 Villacidaler.

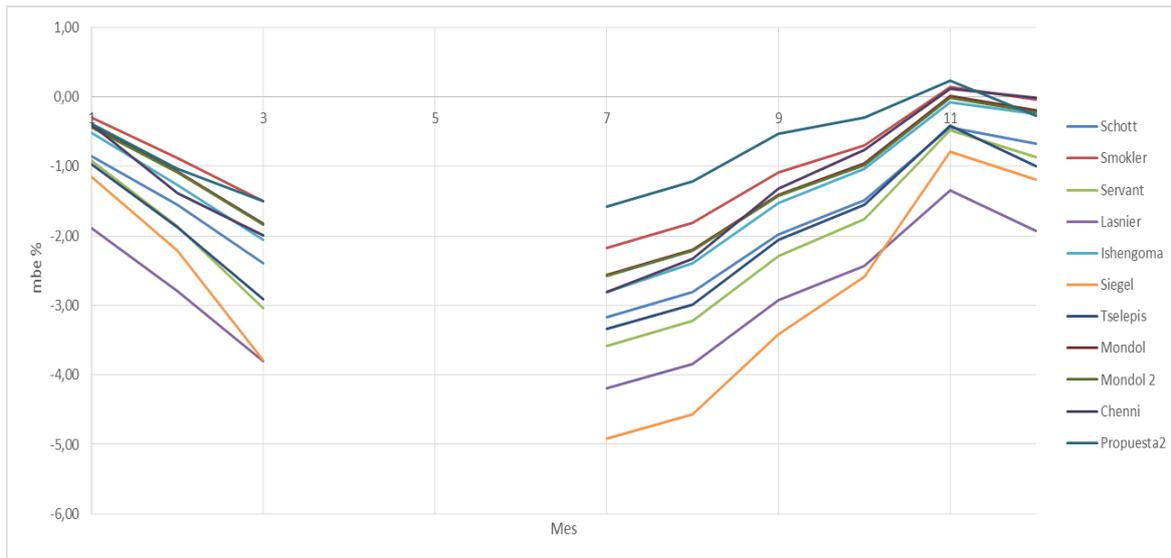


Figura 5.4 mbe (%) para la estimación de la temperatura de panel utilizando datos medios diarios año 2014 Villacidaler.

Analizando el segundo estadístico para **Villacidaler** hay que considerar que igual que para el anterior no se cuenta con datos de los meses de Abril, Mayo y Junio.

Todas las correlaciones sobreestiman el valor de la temperatura de panel no existiendo valores superiores al 6% en el error. Al igual que para el caso analizado de rmse la correlación propuesta por Smokler es la que mejor ajusta sus valores a la realidad, si bien existen otras que sus valores no se distancian mucho como son; **Mondol, Mondol 2 y Chenni**.

A la espera del análisis de un número mayor de datos estas cuatro correlaciones se desmarcan de las otras al proporcionar valores de los errores menores.

5.3.1.2 VALLADOLID

Al igual que para la instalación analizada anteriormente se analizarán primero los valores correspondientes al primer estadístico (rmse) y seguidamente los correspondientes al segundo estadístico (mbe) para terminar analizando el conjunto. Las tablas y gráficos se encuentran en el **Anexo IV**.

Analizando los cuatro años con los que se cuenta para esta instalación se observa que las correlaciones que antes se destacaban ahora lo hacen aún más.

Teniendo en cuenta todas las correlaciones utilizadas no se produce un error mayor del 3%, valor que es muy aceptable teniendo en cuenta el tipo de datos que se están tratando.

A la espera de analizar el siguiente estadístico se puede decir que las mejores correlaciones para estimar la temperatura de un panel fotovoltaico son las propuestas por Smokler, Mondol y Mondol 2.

Una vez que se tienen todos los datos ya se ve con claridad que las mejores correlaciones para estimar la temperatura de panel de una instalación fotovoltaica son las propuestas por Smokler, Mondol y Mondol 2.

Analizando el estadístico, mbe, para Valladolid vemos que la mayoría de las correlaciones subestiman el valor pero las tres mencionadas, generalmente dan valores que rondan el cero, lo que es bueno, ya que quiere decir que subestiman para unos casos y sobreestiman para otros pero nunca alejándose del valor real.

5.3.1.3 RESULTADOS GLOBALES

Con la finalidad de aportar algo más de claridad y poder decidir de una forma más clara se va a representar para las tres correlaciones elegidas como mejores hasta aquí una media de los errores que han proporcionado. Al igual que se hizo en el apartado anterior se representará separando por instalación y por estadístico.

rmse Villacider

Mes	Smokler	Mondol	Mondol 2
1	0,90	1,02	1,03
2	1,26	1,46	1,48
3	1,63	1,89	1,91
4	2,19	2,51	2,53
5	2,69	3,03	3,05
6	2,89	3,17	3,19
7	2,46	2,83	2,85
8	2,77	3,13	3,15
9	2,13	2,42	2,43
10	1,15	1,38	1,40
11	0,74	0,85	0,86
12	0,56	0,65	0,65

Tabla 5.5 rmse (%) medio para la estimación de la temperatura de panel de los años 2013 y 2014 Villacider.

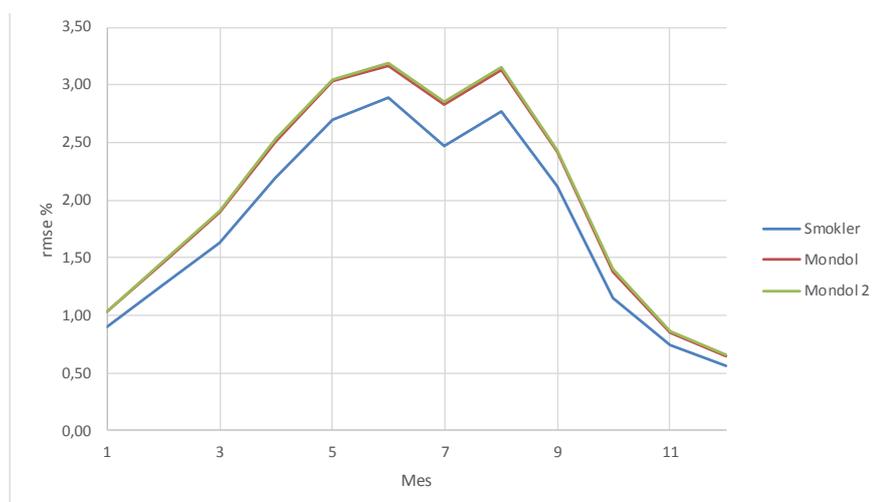


Figura 5.5 rmse (%) medio para la estimación de la temperatura de panel de los años 2013 y 2014 Villacider.

mbe Villacidaler

Mes	Smokler	Mondol	Mondol 2
1	-0,30	-0,44	-0,46
2	-0,81	-1,02	-1,04
3	-1,18	-1,46	-1,48
4	-1,80	-2,12	-2,14
5	-2,44	-2,77	-2,79
6	-2,00	-2,36	-2,38
7	-2,25	-2,64	-2,65
8	-2,60	-2,98	-3,00
9	-1,65	-1,97	-1,99
10	-0,79	-1,03	-1,05
11	-0,18	-0,36	-0,38
12	-0,05	-0,20	-0,22

Tabla 5.6 mbe (%) medio para la estimación de la temperatura de panel de los años 2013 y 2014 Villacidaler.

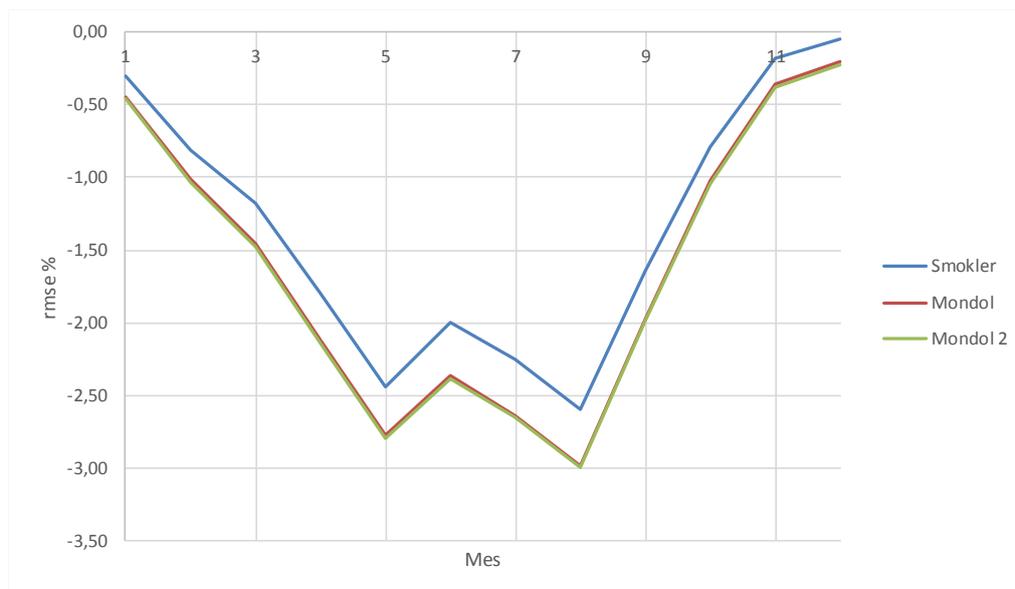


Figura 5.6 mbe (%) medio para la estimación de la temperatura de panel de los años 2013 y 2014 Villacidaler.

rmse Valladolid

Mes	Smokler	Mondol	Mondol 2
1	0,74	0,64	0,64
2	0,89	0,70	0,69
3	0,77	0,58	0,57
4	0,51	0,49	0,49
5	0,54	0,69	0,70
6	0,55	0,68	0,69
7	0,52	0,66	0,67
8	0,56	0,54	0,55
9	0,67	0,48	0,48
10	0,67	0,48	0,47
11	0,67	0,55	0,54
12	0,75	0,63	0,62

Tabla 5.7 rmse (%) medio para la estimación de la temperatura de panel de los años 2011, 2012, 2013 y 2014 Valladolid.

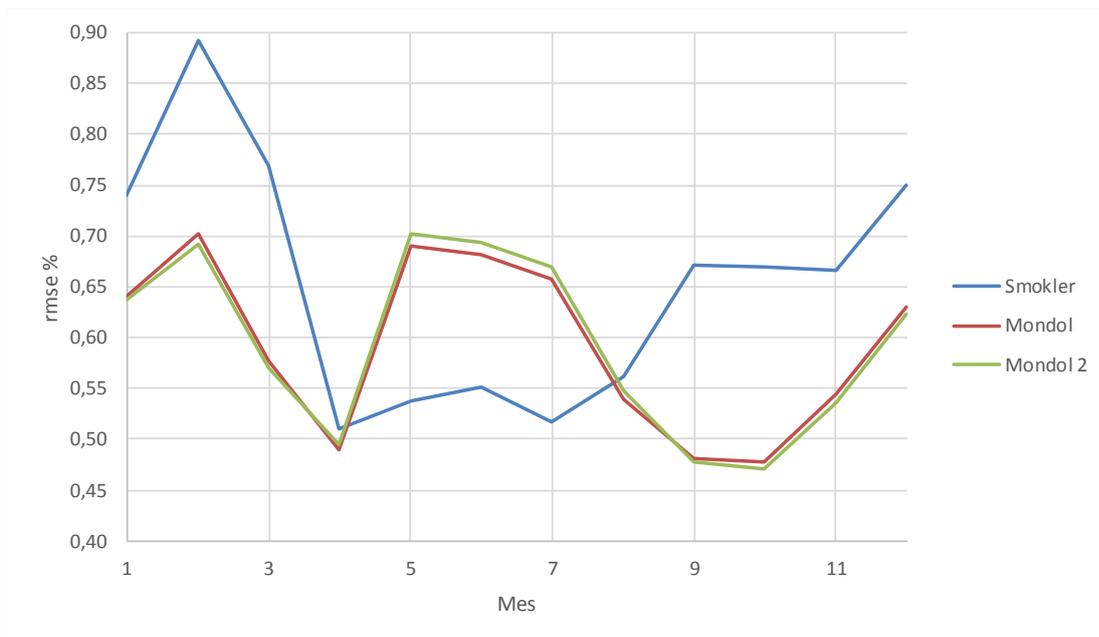


Figura 5.7 rmse (%) medio para la estimación de la temperatura de panel de los años 2011, 2012, 2013 y 2014 Valladolid.

mbe Valladolid

Mes	Smokler	Mondol	Mondol 2
1	0,27	0,15	0,13
2	0,67	0,45	0,43
3	0,54	0,27	0,25
4	0,16	-0,13	-0,15
5	-0,12	-0,47	-0,49
6	-0,07	-0,43	-0,45
7	-0,08	-0,43	-0,45
8	0,17	-0,20	-0,22
9	0,45	0,11	0,09
10	0,50	0,25	0,23
11	0,41	0,27	0,25
12	0,36	0,23	0,21

Tabla 5.8 mbe (%) medio para la estimación de la temperatura de panel de los años 2011, 2012, 2013 y 2014 Valladolid.

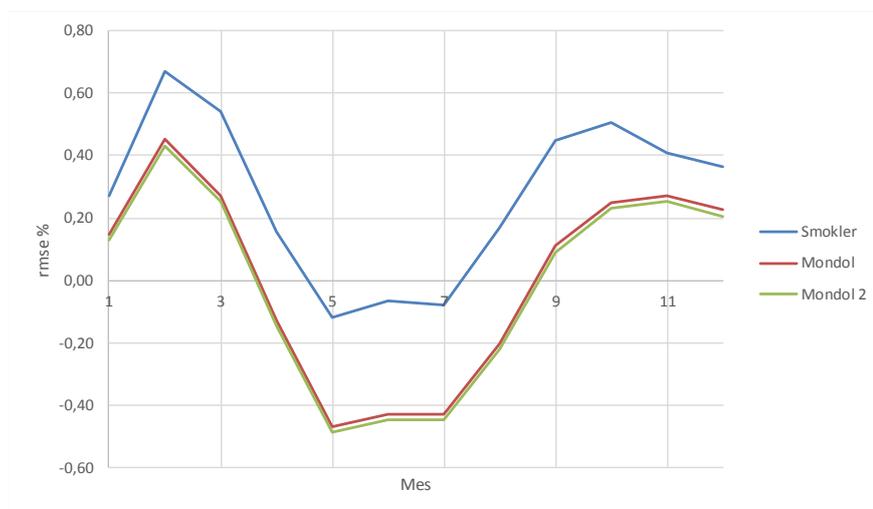


Figura 5.8 mbe (%) medio para la estimación de la temperatura de panel de los años 2011, 2012, 2013 y 2014 Valladolid.

Ahora ya sin ninguna duda se puede afirmar que las correlaciones que mejores resultados proporcionan son las propuestas por **Mondol** y Mondol 2 que proporcionan resultados prácticamente iguales. Ya que la primera es un poco más sencilla de implementar será la que se considere como mejor.

5.3.2 RESULTADOS UTILIZANDO DATOS MEDIOS EN LAS HORAS EN LAS QUE HAY RADIACIÓN

De la misma forma que en el apartado anterior, en este se va a comprobar cuál es la correlación propuesta que mejor ajusta los resultados a la realidad. La única particularidad es que se han tomado datos medios de solo las horas en las que hay radiación.

Para el desarrollo del apartado se va proceder de la misma forma ya que se cuenta con datos de las mismas instalaciones y los mismos años.

5.3.2.1 VILLACIDALER

Se observa que los resultados no son muy diferentes de los que se obtuvieron en el apartado anterior tomando datos de todas las horas del día, todos los valores del error han aumentado su valor pero se han concentrado todas las correlaciones, no tienen tanta dispersión. Al igual que en el apartado anterior las correlación propuestas por Smokler, Mondol y Mondol 2 se postulan como las mejores.

rmse 2013

Mes	Schott	Smokler	Servant	Lasnier	Ishengoma	Siegel	Tselepis	Mondol	Mondol 2	Chenni
1	3,29	2,79	3,42	4,29	3,00	3,96	3,59	2,94	2,95	2,74
2	3,46	2,80	3,64	4,70	3,14	4,41	3,91	3,02	3,03	2,92
3	3,70	3,01	3,88	4,81	3,42	4,66	4,03	3,24	3,25	3,39
4	6,20	5,38	6,36	7,31	5,90	7,62	6,55	5,68	5,70	5,88
5	6,48	5,61	6,62	7,60	6,09	7,98	6,81	5,93	5,95	5,93
6	6,40	5,51	6,54	7,30	6,06	7,98	6,53	5,85	5,87	6,04
7	6,28	5,36	6,41	6,94	5,91	7,96	6,16	5,71	5,73	5,98
8	8,70	7,78	8,83	9,46	8,33	10,36	8,69	8,13	8,15	8,35
9	8,16	7,34	8,29	8,93	7,77	9,59	8,19	7,65	7,67	7,68
10	5,99	5,33	6,13	6,79	5,62	6,97	6,09	5,56	5,57	5,35
11	5,55	4,89	5,72	6,61	5,22	6,45	5,84	5,10	5,12	4,98
12	4,42	3,91	4,51	5,43	4,11	5,04	4,75	4,06	4,08	3,72
Media	5,72	4,97	5,86	6,68	5,38	6,91	5,93	5,24	5,26	5,25

Tabla 5.9 rmse (%) para la estimación de la temperatura de panel utilizando datos medios en las horas de radiación año 2013 Villacidaler.

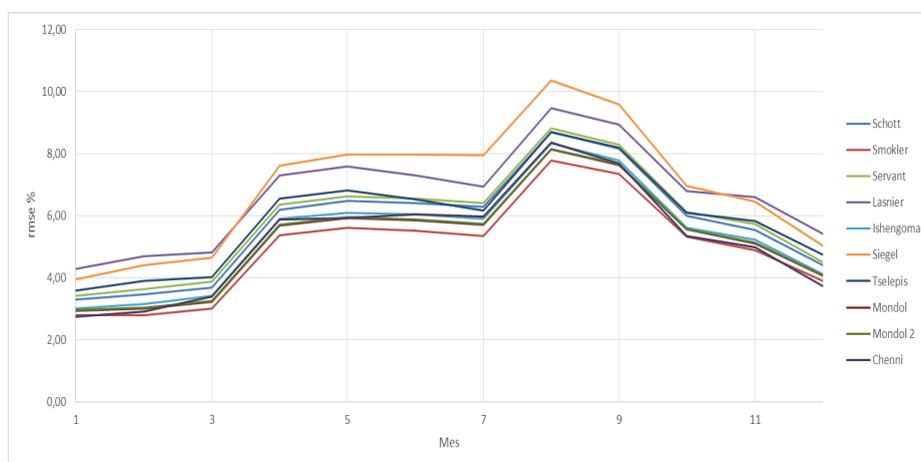


Figura 5.9 rmse (%) para la estimación de la temperatura de panel utilizando datos medios en las horas de radiación año 2013 Villacidaler.

rmse 2014

Mes	Schott	Smokler	Servant	Lasnier	Ishengoma	Siegel	Tselepis	Mondol	Mondol 2	Chenni
1	4,29	3,80	4,39	5,13	4,04	4,77	4,44	3,94	3,95	3,93
2	5,75	5,13	5,92	6,79	5,51	6,55	6,05	5,33	5,34	5,57
3	7,35	6,50	7,50	8,52	7,02	8,80	7,76	6,82	6,84	6,94
4										
5										
6										
7	6,13	5,19	6,25	6,92	5,78	7,83	6,14	5,56	5,57	5,85
8	6,12	5,18	6,25	6,93	5,73	7,80	6,14	5,55	5,56	5,72
9	5,59	4,76	5,72	6,28	5,16	6,98	5,50	5,07	5,09	5,04
10	5,38	4,63	5,53	6,11	4,95	6,50	5,33	4,89	4,91	4,71
11	3,09	2,59	3,20	3,82	2,83	3,63	3,12	2,73	2,75	2,74
12	4,34	3,76	4,45	5,37	3,97	4,99	4,61	3,93	3,95	3,54
Media	5,34	4,62	5,47	6,21	5,00	6,43	5,45	4,87	4,88	4,90

Tabla 5.10 rmse (%) para la estimación de la temperatura de panel utilizando datos medios en las horas de radiación año 2014 Villacidalder.

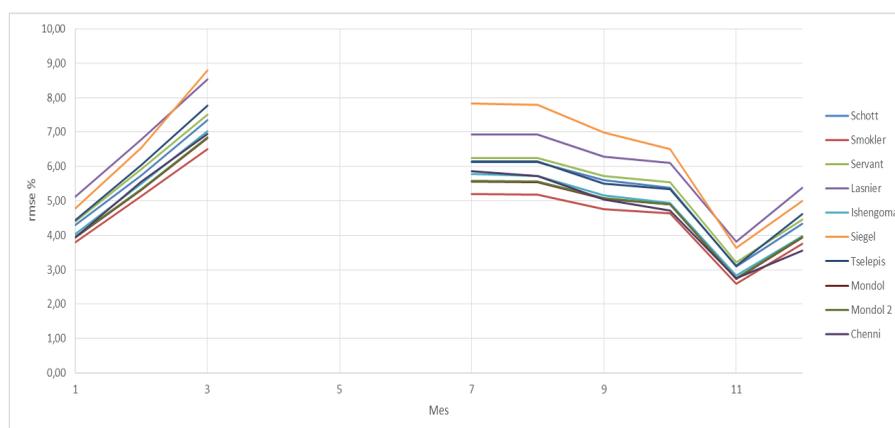


Figura 5.10 rmse (%) para la estimación de la temperatura de panel utilizando datos medios en las horas de radiación año 2014 Villacidalder.

mbe 2013

Mes	Schott	Smokler	Servant	Lasnier	Ishengoma	Siegel	Tselepis	Mondol	Mondol 2	Chenni
1	-2,31	-1,68	-2,36	-3,46	-1,94	-2,82	-2,55	-1,84	-1,86	-1,64
2	-2,87	-2,12	-3,04	-4,22	-2,52	-3,76	-3,31	-2,35	-2,37	-2,32
3	-3,19	-2,47	-3,37	-4,33	-2,89	-4,05	-3,44	-2,69	-2,71	-2,93
4	-5,41	-4,55	-5,60	-6,61	-5,11	-6,73	-5,75	-4,86	-4,87	-5,12
5	-6,03	-5,15	-6,19	-7,16	-5,64	-7,46	-6,31	-5,47	-5,49	-5,45
6	-5,94	-5,05	-6,09	-6,84	-5,59	-7,46	-6,05	-5,38	-5,40	-5,54
7	-6,06	-5,11	-6,21	-6,74	-5,69	-7,75	-5,93	-5,48	-5,50	-5,76
8	-8,46	-7,53	-8,60	-9,23	-8,10	-10,13	-8,44	-7,89	-7,91	-8,13
9	-7,48	-6,65	-7,62	-8,24	-7,08	-8,84	-7,46	-6,95	-6,97	-7,00
10	-4,93	-4,25	-5,01	-5,70	-4,52	-5,72	-4,84	-4,45	-4,47	-4,26
11	-4,81	-4,11	-4,96	-5,91	-4,45	-5,63	-5,03	-4,32	-4,34	-4,21
12	-3,16	-2,62	-3,19	-4,18	-2,81	-3,65	-3,42	-2,76	-2,78	-2,44
Media	-5,05	-4,27	-5,19	-6,05	-4,69	-6,17	-5,21	-4,54	-4,55	-4,57

Tabla 5.11 mbe (%) para la estimación de la temperatura de panel utilizando datos medios en las horas de radiación año 2013 Villacidalder.

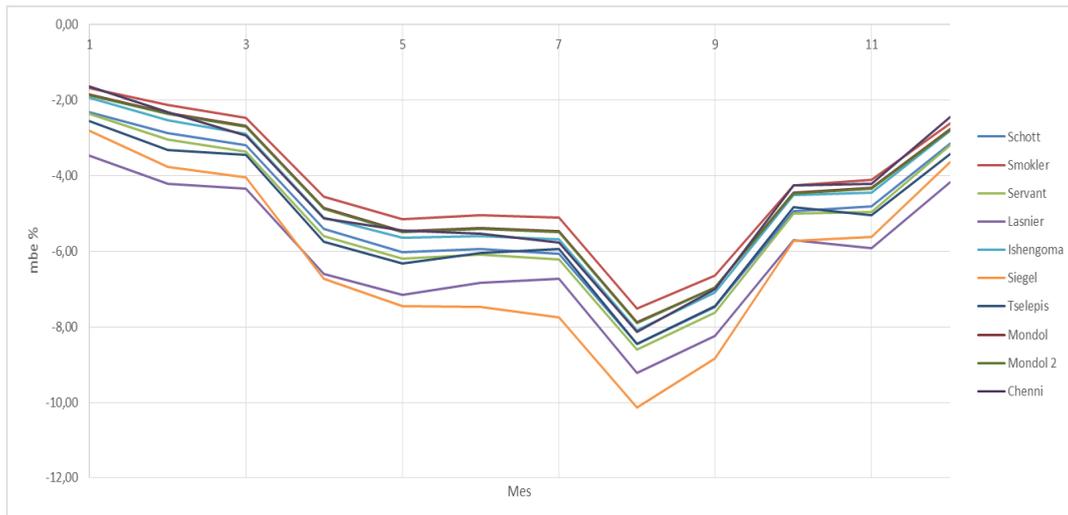


Figura 5.11 mbe (%) para la estimación de la temperatura de panel utilizando datos medios en las horas de radiación año 2013 Villacidaler.

mbe 2014

Mes	Schott	Smokler	Servant	Lasnier	Ishengoma	Siegel	Tselepis	Mondol	Mondol 2	Chenni
1	-3,21	-2,67	-3,20	-4,13	-2,88	-3,50	-3,23	-2,78	-2,80	-2,81
2	-4,75	-4,10	-4,87	-5,84	-4,47	-5,38	-4,96	-4,28	-4,30	-4,63
3	-6,56	-5,71	-6,72	-7,76	-6,24	-7,88	-6,91	-6,01	-6,03	-6,23
4										
5										
6										
7	-5,84	-4,89	-5,99	-6,65	-5,50	-7,52	-5,84	-5,26	-5,28	-5,57
8	-5,96	-5,01	-6,10	-6,76	-5,56	-7,63	-5,95	-5,37	-5,39	-5,57
9	-5,25	-4,40	-5,40	-5,96	-4,82	-6,61	-5,14	-4,71	-4,72	-4,70
10	-4,95	-4,19	-5,09	-5,68	-4,52	-5,99	-4,84	-4,44	-4,46	-4,33
11	-2,36	-1,80	-2,37	-3,14	-2,01	-2,70	-2,24	-1,93	-1,95	-1,87
12	-3,57	-2,96	-3,60	-4,68	-3,16	-4,07	-3,78	-3,11	-3,13	-2,54
Media	-4,72	-3,97	-4,81	-5,62	-4,35	-5,70	-4,77	-4,21	-4,23	-4,25

Tabla 5.12 mbe (%) para la estimación de la temperatura de panel utilizando datos en las horas de radiación diarios año 2014 Villacidaler.

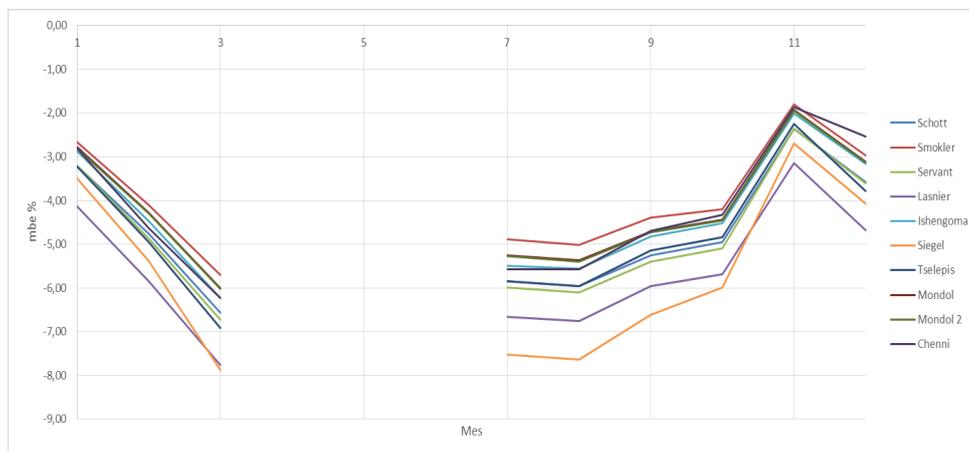


Figura 5.12 mbe (%) para la estimación de la temperatura de panel utilizando datos medios en las horas de radiación año 2014 Villacidaler.

Una vez que tenemos todos los datos correspondientes a esta instalación se ve que las correlaciones que mejor se comportan para ella son las propuestas por Smokler, Mondol y Mondol 2. No se puede generalizar porque cada instalación es diferente pero se va a comprobar lo mismo para la otra instalación de la que se disponen datos.

5.3.2.2 VALLADOLID

Los gráficos y tablas correspondientes a la instalación situada en Valladolid se encuentran en el **Anexo IV**.

Analizados los datos del estadístico primero para la instalación de Valladolid se confirma lo que se apuntaba anteriormente, que las correlaciones de Smokler, Mondol y Mondol 2 son las que mejor ajustan sus resultados a la realidad, no obstante se procede a analizar el segundo estadístico (mbe).

Pudiendo tener en cuenta ya todos los datos disponibles se observa que, al igual que en el caso en que se tenían en cuenta todos las horas del día, las correlaciones de Smokler, Mondol y Mondol 2 arrojan resultados sensiblemente mejores que las demás.

5.3.2 CONCLUSIONES

Una vez analizados todos los datos, teniendo en cuenta que, incluyendo los datos de las dos instalaciones, se tienen datos de seis años, dos para Villacidaler y cuatro para Valladolid, se tienen datos suficientes para poder dar una respuesta a la cuestión que se intentaba resolver en este apartado que es cuál es la mejor correlación para estimar la temperatura de un panel fotovoltaico en operación.

Se observa que para las dos instalaciones los resultados son algo diferentes, esto es debido a que los paneles no son de la misma marca comercial y la sonda de temperatura puede no estar colocada de igual manera en ambas.

Considerando los dos estadísticos que en este trabajo se han utilizado, mbe (mean bias error, desviación media relativa) y rmse (root mean square error, desviación cuadrática media), se llega a la conclusión que la correlación que mejor ajusta los resultados a la realidad es la que en el desarrollo del trabajo se ha llamado Mondol, que ha sido propuesta por Mondol JD, Yohanis YG, Smyth M, Norton B en el año 2007.

Las correlaciones encontradas en la bibliografía, por lo general, no tienen una forma complicada de implementar, lo que facilita el utilizar hojas de cálculo para el análisis de datos.

Como ya se dijo al principio del apartado no se han utilizado correlaciones implícitas por la dificultad de implementación de modo que no se puede asegurar que la que aquí se ha marcado como mejor correlación lo sea de forma absoluta; lo que sí se puede decir es que lo es dentro de su simplicidad y con unos resultados aceptables tratándose de datos meteorológicos, para los cuales las variaciones son espontáneas y muy difíciles de predecir.

El hecho de considerar los datos que incluyen solo las horas en las que hay radiación ha sido para comprobar si los resultados producidos por las correlaciones son mejores que tomando datos diarios. Desde el punto de vista de la predicción hay que tener en cuenta que si se va a

proyectar una instalación se contará con datos diarios que incluyen todas las horas del día y no datos que incluyan solo las horas de radiación; hecho este razonamiento, para este trabajo se utiliza la relación con datos diarios incluyendo todas las horas del día, primero porque tiene más sentido ingenieril aplicarlos así ya que son datos mucho más fáciles de encontrar y manejar y luego porque las correlaciones se comportan ligeramente mejor para estos datos.

5.3.3 CORRELACIÓN PROPIA

Viendo que no todas las correlaciones se ajustan de la manera que se desearía surge la opción de desarrollar una correlación propia que se ajuste mejor a los datos que se están tratando. Para desarrollar este apartado se ha hecho una correlación para cada año de los disponibles en el estudio, 2013 y 2014 para la instalación de Villacider y 2011, 2012, 2013 y 2014 para la instalación de Valladolid.

Para la realización de esta correlación se han tomado un polinomio de la forma siguiente:

$$T_p = T_a + A \cdot H_\beta + B$$

$$T_p = C \cdot T_a + D \cdot H_\beta + E$$

$$T_p = P \cdot T_a + Q \cdot H_\beta + R \cdot H_\beta^2 + S$$

Donde:

- T_p es la temperatura de panel.
- T_a es la temperatura ambiente.
- H_β es la radiación sobre el plano inclinado.
- A, B, C, D, E, P, Q, R y S son las constantes que se calculan.

Los valores de las constantes obtenidos son:

	Villacider		Valladolid				media
	2013	2014	2011	2012	2013	2014	
A	0,8876	0,7122	0,3540	0,7535	0,3956	0,0100	0,5188
B	-4,1234	-2,0259	-0,2033	1,6690	-0,0577	0,1913	-0,7583
R ²	0,9110	0,8815	0,7320	0,8654	0,7921	0,8925	
C	1,0742	1,4983	1,2386	1,0573	1,0124	1,1319	1,1688
D	0,8327	0,2246	0,2459	0,3425	0,3945	0,3059	0,3910
E	-4,1445	-0,3361	-1,2013	-0,1168	0,2979	-0,5778	-1,0131
R ²	0,9718	0,9629	0,9781	0,9642	0,9798	0,9763	
P	1,0633	0,7911	1,2359	1,1816	1,1229	1,1323	1,0879
Q	0,6239	1,3393	0,1646	0,1598	0,3841	0,3651	0,5061
R	0,0071	-0,0162	0,0026	0,0030	-0,0020	-0,0019	-0,0012
S	-2,7843	-2,3379	-0,7351	-0,1772	-0,6723	-0,9014	-1,2680
R ²	0,9727	0,9629	0,9784	0,9645	0,9762	0,9754	

Tabla 5.13 Valores de parámetros para una correlación propuesta.

Tomando los valores medios como valores de los coeficientes del polinomio se tiene:

$$T_p = T_a + 0,5188 \cdot H_\beta - 0,7583$$

$$T_p = 1,1688 \cdot T_a + 0,3910 \cdot H_\beta - 1,0130$$

$$T_p = 1,0878 \cdot T_a + 0,5061 \cdot H_\beta - 0,0012 \cdot H_\beta^2 - 1,2680$$

Para ver el comportamiento de esta correlación se actuará de la misma manera que cuando se decidió que correlación de las propuestas se comportaba mejor, se comparará con las propuestas por Smokler, Mondol y Mondol 2 haciendo una media de los estadísticos para los años de estudio.

rmse Villacidaler

Mes	Smokler	Mondol	Mondol 2	Propuesta1	Prupuesta2	Prupuesta3
1	0,90	1,02	1,03	0,71	1,01	0,82
2	1,26	1,46	1,48	0,97	1,42	1,14
3	1,63	1,89	1,91	1,18	1,68	1,38
4	2,19	2,51	2,53	1,63	2,12	1,83
5	2,69	3,03	3,05	2,09	2,60	2,29
6	2,53	2,88	2,90	1,91	2,14	1,97
7	2,46	2,83	2,85	1,81	1,84	1,77
8	2,77	3,13	3,15	2,11	2,21	2,11
9	2,13	2,42	2,43	1,66	1,74	1,66
10	1,15	1,38	1,40	0,79	0,99	0,84
11	0,74	0,85	0,86	0,59	0,80	0,64
12	0,56	0,65	0,65	0,48	0,67	0,50
Media	1,75	2,01	2,02	1,33	1,60	1,41

Tabla 5.14 rmse (%) medio para la estimación de la temperatura de panel para Villacidaler.

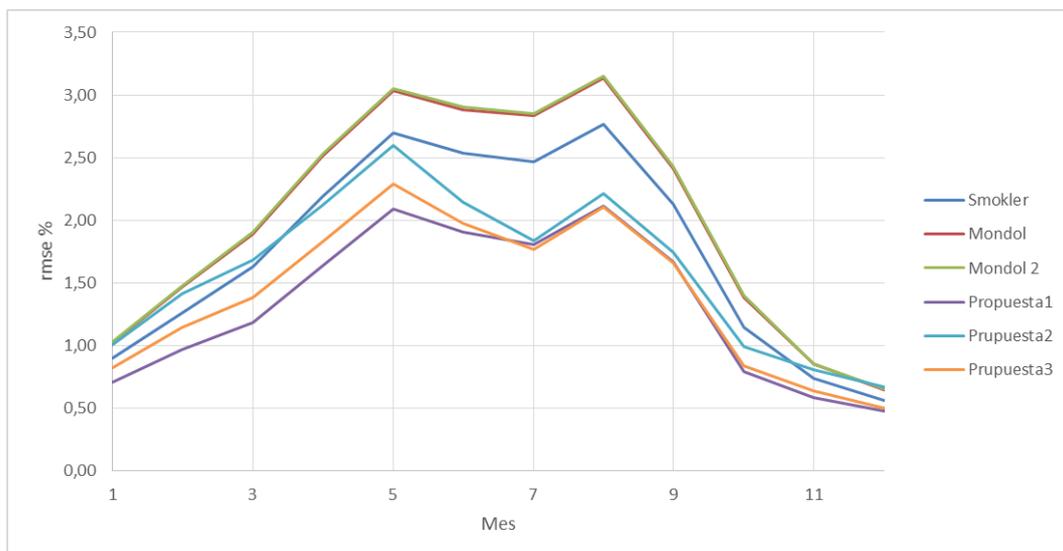


Figura 5.13 rmse (%) medio para la estimación de la temperatura de panel para Villacidaler.

mbe Villacidaler

Mes	Smokler	Mondol	Mondol 2	Propuesta1	Prupuesta2	Prupuesta3
1	-0,30	-0,44	-0,46	-0,23	-0,44	-0,35
2	-0,81	-1,02	-1,04	-0,56	-1,01	-0,77
3	-1,18	-1,46	-1,48	-0,78	-1,22	-0,97
4	-1,80	-2,12	-2,14	-1,29	-1,78	-1,49
5	-2,44	-2,77	-2,79	-1,87	-2,32	-2,04
6	-2,25	-2,60	-2,62	-1,63	-1,85	-1,69
7	-2,25	-2,64	-2,65	-1,56	-1,58	-1,51
8	-2,60	-2,98	-3,00	-1,90	-1,99	-1,88
9	-1,65	-1,97	-1,99	-1,10	-1,13	-1,06
10	-0,79	-1,03	-1,05	-0,46	-0,45	-0,42
11	-0,18	-0,36	-0,38	-0,02	-0,18	-0,09
12	-0,05	-0,20	-0,22	0,08	-0,28	-0,11
Media	-1,36	-1,63	-1,65	-0,94	-1,19	-1,03

Tabla 5.15 mbe (%) medio para la estimación de la temperatura de panel para Villacidaler.

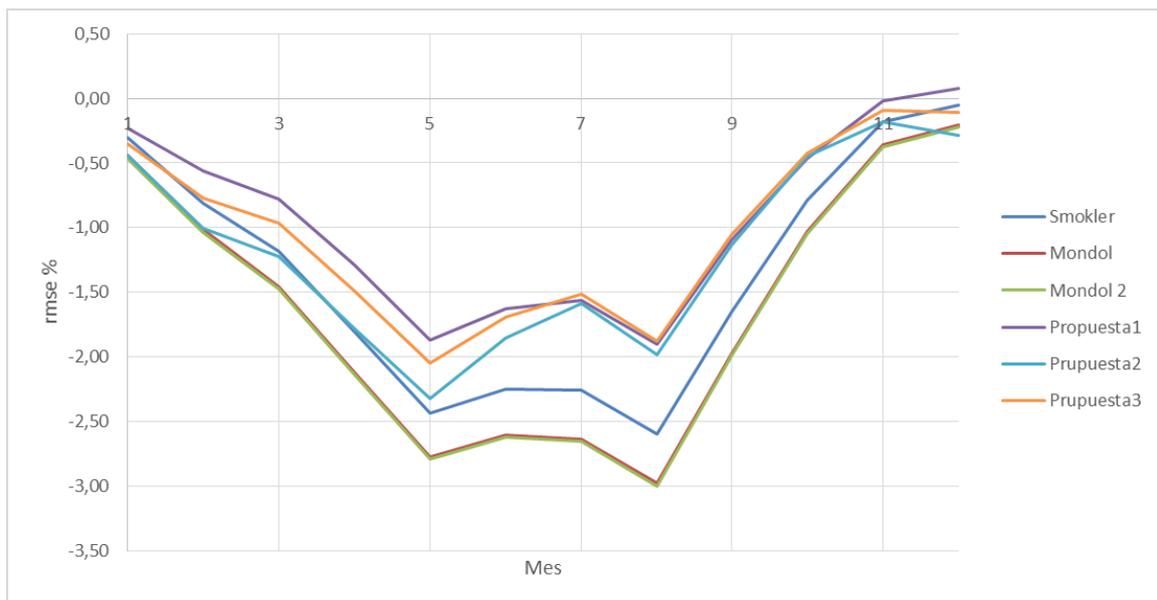


Figura 5.14 mbe (%) medio para la estimación de la temperatura de panel para Villacidaler.

rmse Valladolid

Mes	Smokler	Mondol	Mondol 2	Propuesta1	Prupuesta2	Prupuesta3
1	0,74	0,64	0,64	0,93	0,69	0,83
2	0,89	0,70	0,69	1,23	0,75	1,01
3	0,77	0,58	0,57	1,18	0,80	1,01
4	0,51	0,49	0,49	0,84	0,59	0,74
5	0,54	0,69	0,70	0,76	0,61	0,70
6	0,55	0,68	0,69	0,85	0,74	0,83
7	0,52	0,66	0,67	0,83	0,79	0,85
8	0,56	0,54	0,55	1,05	1,02	1,09
9	0,67	0,48	0,48	1,21	1,13	1,22
10	0,67	0,48	0,47	1,08	0,95	1,05
11	0,67	0,55	0,54	0,84	0,84	0,78
12	0,75	0,63	0,62	0,95	0,76	0,83
Media	0,65	0,59	0,59	0,98	0,81	0,91

Tabla 5.16 rmse (%) medio para la estimación de la temperatura de panel para Valladolid.

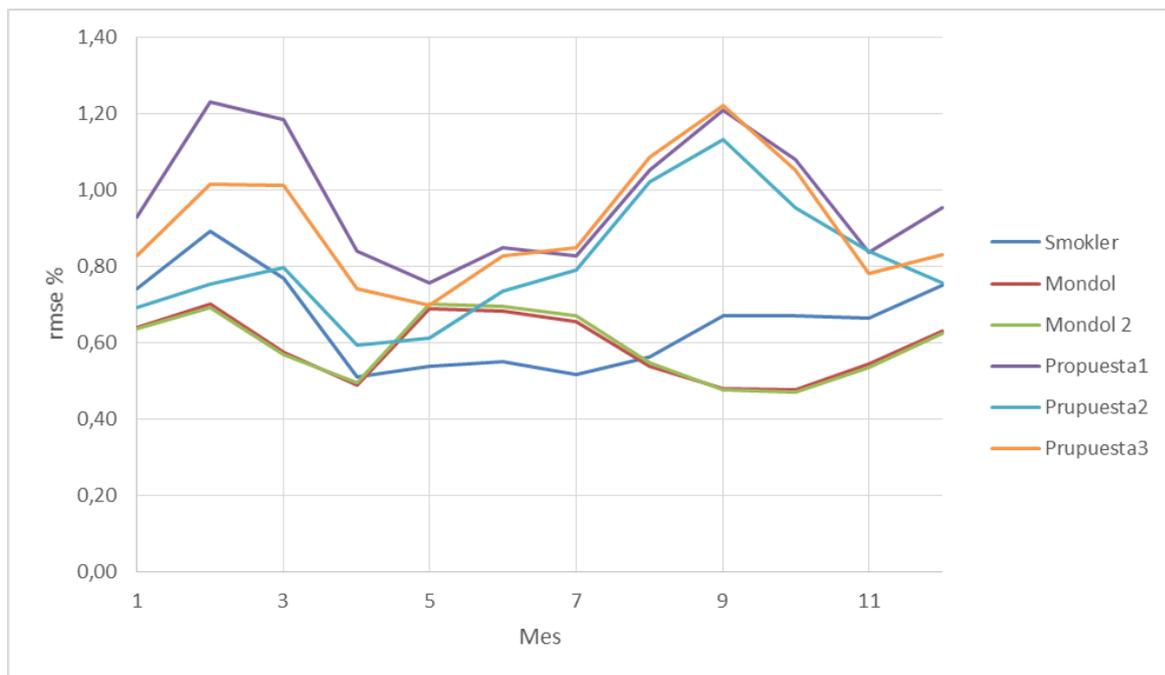


Figura 5.15 rmse (%) medio para la estimación de la temperatura de panel para Valladolid.

mbe Valladolid

Mes	Smokler	Mondol	Mondol 2	Propuesta1	Prupuesta2	Prupuesta3
1	0,27	0,15	0,13	0,30	0,13	0,18
2	0,67	0,45	0,43	0,94	0,50	0,73
3	0,54	0,27	0,25	0,94	0,58	0,79
4	0,16	-0,13	-0,15	0,59	0,37	0,52
5	-0,12	-0,47	-0,49	0,48	0,25	0,42
6	-0,07	-0,43	-0,45	0,57	0,50	0,60
7	-0,08	-0,43	-0,45	0,55	0,58	0,62
8	0,17	-0,20	-0,22	0,84	0,88	0,93
9	0,45	0,11	0,09	1,03	1,02	1,09
10	0,50	0,25	0,23	0,87	0,85	0,90
11	0,41	0,27	0,25	0,49	0,61	0,47
12	0,36	0,23	0,21	0,43	0,38	0,29
Media	0,27	0,01	-0,01	0,67	0,55	0,63

Tabla 5.17 mbe (%) medio para la estimación de la temperatura de panel para Valladolid.

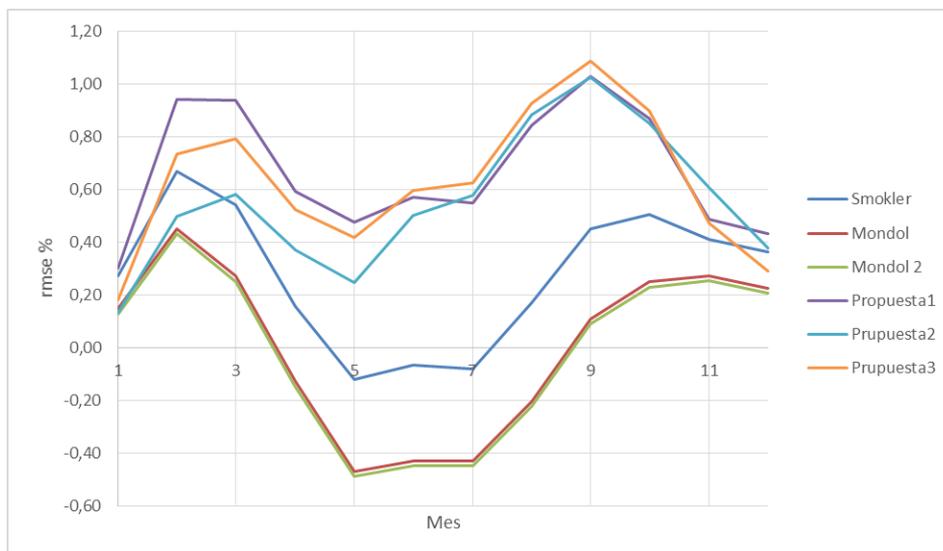


Figura 5.16 mbe (%) medio para la estimación de la temperatura de panel para Valladolid.

Como se puede ver las correlaciones propuestas arrojan **resultados sensiblemente mejores para la estimación en la instalación de Villacidaler pero no es así en la de Valladolid**. La causa de la mejoría puede ser que las correlaciones que se han utilizado en el trabajo están hechas para un clima diferente al que se puede encontrar en la comunidad de Castilla y León o bien para paneles de diferente marca comercial. No obstante **no** es algo que se pueda **generalizar**, lo mismo que esta correlación se comporta bien para estas dos instalaciones puede no hacerlo para otras. Para desarrollar una correlación universal sería necesario tener en cuenta todos los paneles y climas diferentes posibles, tarea que es muy complicada. Así pues cabría la posibilidad de utilizar correlaciones que estimen la temperatura de panel teniendo en cuenta las características de las instalaciones que se quieran estimar, es decir, lugar en el que se va a colocar y tipo de panel a instalar para poder ajustar mejor los resultados.

6 CÁLCULO DE LA EFICIENCIA TEÓRICA DE LAS INSTALACIONES

Lo que se pretende en este apartado es encontrar la forma de calcular la eficiencia de una instalación sin conocer datos de ésta directamente, lo que permitirá poder diseñar instalaciones conociendo únicamente su emplazamiento y algunos datos necesarios.

Una vez que se conocen los datos de eficiencia real, calculados anteriormente, se puede comparar de manera fácil si el método que aquí se va a desarrollar es un buen método o no. Lo que aquí se va a tratar pretende ser un modelo de predicción con el fin de que en fases de proyecto de instalaciones se pueda tener una estimación de la eficiencia de las mismas.

Algunos datos necesarios para este cálculo no están disponibles, como son los correspondientes a algunas causas que hacen disminuir la eficiencia de las que se desconoce en qué medida lo hacen.

6.1 PÉRDIDAS DE UN MÓDULO FOTOVOLTAICO

El desarrollo de este apartado ha sido basado en un trabajo anterior sobre este mismo tema, se ha decidido utilizar este planteamiento por no ser posible mejorarlo gracias a la buena base que establece.

Se van a detallar aquí las posibles pérdidas que pueden afectar a un módulo fotovoltaico; se recogen también valores típicos de cada una de estas formas de pérdida de energía facilitadas por el libro *Instalaciones de Energía Fotovoltaica* de Moreno y García (2010).

- **Tolerancia de la potencia del módulo por la fabricación** (L_{tol}): se considera una pérdida debido a que los métodos de fabricación no producen siempre resultados homogéneos. Los fabricantes no pueden garantizar un valor exacto de potencia sino que esta varía en un rango alrededor del valor de potencia nominal. Para los módulos de las instalaciones que están incluidas en este trabajo el valor oscila entre $\pm 3\%$ y $\pm 5\%$. Desde un punto de vista teórico resulta imposible saber en qué lugar del rango se encuentra un panel, hasta que un panel no se prueba una vez instalado no se puede determinar.
- **Degradación del módulo por el uso** (L_{deg}): al igual que la mayoría de elementos y componentes de una instalación los paneles fotovoltaicos sufren un deterioro en sus cualidades debido al paso del tiempo. Los fabricantes de módulos fotovoltaicos garantizan unos valores de producción durante unos años, después ya no los aseguran. Los módulos de las instalaciones que se incluyen en este trabajo se consideran suficientemente jóvenes como para considerar pérdidas de este tipo.
- **Dispersión de características** (L_{disp}): las características eléctricas de operación de los módulos pueden variar por varios motivos. Dos de los más comunes son:
 - **Mismatch o conexionado**: son pérdidas originadas por la conexión de módulos fotovoltaicos de potencias ligeramente diferentes para formar un generador fotovoltaico. Así, al conectar módulos en serie, el de menor corriente limitará la corriente de la serie, y si se conectan en paralelo el de

menor tensión limitará la tensión de la serie. De esta forma resulta un generador fotovoltaico de potencia inferior a la suma de las potencias de los módulos que lo componen.

- Espectral: se deben a que la radiación no siempre es igual a las indicadas en condiciones de ensayo.

Estas pérdidas suelen tener valores entre un 0,5% y un 0,7%.

- **Polvo y suciedad** (L_{suc}): como se prevé al depositarse suciedad sobre un módulo, este disminuye su superficie útil, lo que provoca pérdidas en la potencia entregada. Si la suciedad depositada es uniforme, se produce una disminución en los valores de tensión y corriente; si la suciedad se encuentra localizada en algún punto lo que se producen son puntos calientes. El valor de esta pérdida oscila entre 0,5% y 5%.
- **Temperatura** (L_{temp}): como todos los componentes eléctricos, los módulos fotovoltaicos presentan una disminución de su eficiencia debida a la disipación de energía en forma de calor, esta disminución se cuantifica con aproximadamente un 4% por cada 10°C que la temperatura sobrepase la temperatura de operación nominal. La temperatura del módulo es un valor que depende de diversos factores como ya se pudo ver en apartados anteriores, radiación sobre los paneles, velocidad del viento y dirección, temperatura ambiente. Estas pérdidas oscilan entre un 3% y un 10%.
- **Sombras** (L_{somb}): a veces resulta inevitable proyectar una instalación sin sombras durante todo el día; estas sombras hacen disminuir la superficie de captación, produciendo una disminución en los valores de tensión y corriente o la formación de puntos calientes. Estas pérdidas se encuentran en valores alrededor del 1%.
- **Rendimiento del inversor** (L_{inv}): los inversores, como todas las máquinas, no son ideales de modo que tienen una eficiencia de funcionamiento; las pérdidas suelen tener un valor que se encuentra comprendido entre un 4% y un 10%. Para este trabajo se utiliza el valor de la euroeficiencia que ya se utilizó anteriormente, que su valor se encuentra alrededor del 95%.
- **Caída de tensión en los cables** (L_{cdt}): tanto en las conexiones de los módulos como en la de estos con el inversor se producen perdidas por efecto Joule en los cables que se pueden minimizar con un dimensionado adecuado de las secciones del cableado. Estas pérdidas también incluyen las pérdidas de tensión en interruptores, conexiones, fusibles, etc. A ambos lados del inversor (en corriente continua y alterna) están comprendidas entre el 0,5% y el 1%.

Conocidas todas las pérdidas ya es posible calcular el factor de rendimiento de la instalación, este factor de rendimiento es lo que se ha llamado Performance Ratio (PR) y se calculará como el producto de todos los rendimientos correspondientes a las pérdidas que se han detallado.

$$PR = \prod_i (1 - L_i)$$

De la práctica totalidad de los valores de pérdidas detalladas anteriormente **no se tiene posibilidad de calcularlas** por desconocimiento de datos e información. Las únicas que se conocen son las pérdidas debidas al inversor, que como ya se dijo, se tomará la euroeficiencia; para las pérdidas por temperatura se utilizará la correlación analizada en el apartado anterior para determinar la temperatura de panel y el posterior cálculo de la eficiencia.

6.1.1 PÉRDIDAS POR TEMPERATURA

Como ya se definió antes debido a la temperatura se producen pérdidas en un panel fotovoltaico que se traducen en una disminución de rendimiento que se expresa de la siguiente forma:

$$\eta_{Tp} = \eta_R [1 - \gamma(T_p - T_R)]$$

Donde:

- T_p : es la temperatura de operación del panel.
- T_R : es la llamada temperatura de referencia, que suele venir indicada por el fabricante de los módulos.
- η_{Tp} : es la eficiencia a la temperatura de panel que exista en ese instante.
- η_R : es la eficiencia a la temperatura de referencia, generalmente proporcionada por el fabricante del módulo.
- γ : es el coeficiente de disminución de potencia con la temperatura del módulo a una temperatura de referencia.

Esta expresión está evaluada para datos instantáneos y lo que aquí se está trabajando son datos medios diarios, de modo que su aplicación no es directa para este trabajo, se hace necesaria una modificación de la expresión para poder utilizarla. No obstante, en este apartado se comparará la diferencia de utilizarla con y sin la modificación.

Para la modificación de la expresión se seguirá un método propuesto por Siegel et al. en 1980 que se utiliza para el cálculo de rendimientos medios mensuales de sistemas fotovoltaicos para optimizar su diseño; como se basa en días representativos de cada mes se hace de aplicación aquí.

Supóngase un módulo solar de superficie S trabajando en condiciones estacionarias. La energía radiante que le llega del sol será SH . De esta radiación $(1-\tau\alpha)SH$ será reflejada al ambiente, donde τ y α son la transmitancia de la cubierta y absorbanza de las células del módulo respectivamente. Las pérdidas de calor al exterior vendrán dadas por $SU_L(T_p - T_a)$, sabiendo que U_L es el coeficiente global de transmisión de calor, T_p la temperatura del módulo y T_a la ambiente. Si este módulo produce una energía eléctrica E el balance de energía se puede escribir como:

$$E = S \cdot H \cdot \tau \cdot \eta = S \cdot H \cdot \tau \cdot \alpha - S \cdot U_L (T_p - T_a)$$

Si de las ecuaciones anteriores se elimina la temperatura de panel y se tiene en cuenta que el coeficiente de transmisión de calor, U_L , es siempre más de un orden de magnitud mayor que $H\tau\eta_R\gamma$ se obtiene una expresión aproximada del rendimiento del panel.

$$\eta = \eta_R \left[1 - \gamma(T_a - T_R) - \frac{\gamma\tau\alpha H}{U_L} \right]$$

El rendimiento medio a lo largo del día viene dado por el cociente entre la energía producida por el panel y la energía recibida en forma de radiación solar:

$$\bar{\eta} = \frac{\int \eta H dt}{\int H dt}$$

La integral del denominador es la radiación procedente del sol recibida sobre el plano inclinado, H_β . Si en la integral del numerador se introduce la expresión del rendimiento calculada antes:

$$\bar{\eta} = \frac{\int \eta H dt}{\int H dt} = \frac{1}{H_\beta} \int H \eta_R \left[1 - \gamma(T_a - T_R) - \frac{\gamma \tau \alpha H}{U_L} \right] dt =$$

$$\frac{\eta_R}{H_\beta} \left[\int H dt - \gamma \int (T_a - T_R) H dt - \frac{\gamma}{U_L} \int \tau \alpha H^2 dt \right]$$

Todas las integrales están extendidas a todo el día.

De nuevo la primera integral es la radiación procedente del sol recibida sobre el plano inclinado, H_β . La segunda es el producto de esta misma por la diferencia entre la temperatura ambiente media a lo largo del día durante las horas en las que hay radiación T_a y la temperatura de referencia T_R . La tercera integral se puede evaluar en términos del producto medio de la transmitancia y la absorbancia $\overline{\tau \alpha}$ y una variable adimensional V definida de la siguiente manera:

$$V = \frac{N \int G^2 dt}{H_\beta^2}$$

Donde N es el número de segundos del día. El valor de V se puede representar por un polinomio que sigue la siguiente expresión:

$$V = aX^2 + bX + c$$

Donde:

$$X = \frac{\frac{R}{R_n}}{(\omega'_s \cdot 1,548 \cdot K_t) + (1 - (\omega_s \cdot 1,548 \cdot K_t))}$$

$$a = 12,16 \cdot K_t^2 - 9,88 \cdot K_t + 0,8$$

$$b = -1,9 \cdot K_t^2 - 9,78 \cdot K_t + 10,15$$

$$c = 2,04 \cdot K_t^2 + 1,23 \cdot K_t - 0,58$$

Los parámetros de la ecuación ya se han definido en apartados anteriores del trabajo; ω_s es el ángulo de amanecer, ω'_s es el ángulo de amanecer para la superficie inclinada en radianes, K_t es el índice de claridad diario, R es la relación entre la radiación global recibida sobre la superficie inclinada y la recibida sobre la superficie horizontal, y R_n es la relación entre la radiación en el amanecer para la superficie inclinada respecto a la horizontal. Para calcular este último parámetro de la ecuación se utiliza la expresión facilitada por Klein (1978):

$$R_n = \left(1 - \frac{r_{d,n}}{r_{\tau,n}} K_d\right) R_{b,n} + \frac{r_{d,n}}{r_{\tau,n}} K_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2}\right) + \rho \left(\frac{1 - \cos \beta}{2}\right)$$

$$r_{d,n} = \frac{\pi}{24} \left(\frac{1 - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \omega_s \cos \omega_s}\right)$$

$$r_{\tau,n} = r_{d,n} \left[1,07 + 0,025 \sin\left(\omega_s - \frac{\pi}{3}\right)\right]$$

$$R_{b,n} = \frac{\cos(\phi - \beta) \cos \delta + \sin(\phi - \beta) \sin \delta}{\cos \phi \cos \delta + \sin \phi \sin \delta}$$

Donde $r_{d,n}$ es la relación de la radiación difusa al mediodía con respecto a la diaria, $r_{\tau,n}$ es la relación de radiación al mediodía con respecto a la diaria, $R_{b,n}$ es la relación entre la radiación directa en la superficie inclinada respecto a la de la superficie horizontal al mediodía, y K_d es la fracción difusa diaria.

Con todas estas ecuaciones finalmente el rendimiento medio diario queda de siguiente forma:

$$\bar{\eta} = \eta_R \left[1 - \gamma(T'_a - T_R) - \frac{\gamma(\overline{\tau\alpha}) V \cdot H_\beta}{N \cdot U_L}\right]$$

Donde:

- γ : es el coeficiente de disminución de potencia con la temperatura del módulo a una temperatura de referencia.
- T'_a : es la temperatura ambiente media diaria durante las horas en las que hay radiación.
- T_R : es la temperatura de referencia del módulo, dada por el fabricante.
- V : es una variable definida por una ecuación anterior.
- H_β : es la radiación global incidente sobre el plano inclinado.
- N : es el número de segundos de un día.
- U_L : es el coeficiente global de transmisión de calor del módulo.

6.2 CÁLCULO DE LA EFICIENCIA TEÓRICA DE LAS INTALACIONES

En este punto lo que se tratará de hacer es calcular la eficiencia de las instalaciones sin disponer de datos reales de las mismas. Como ya se dijo, lo que se utilizará es la valoración de las diferentes pérdidas existentes en una instalación fotovoltaica. Como ya se dijo anteriormente también, no se dispone de información para estimar todas las pérdidas posibles de modo que para algunas se utilizarán valores típicos que ya se describieron al principio de este apartado. El valor típico tomado para las pérdidas desconocidas viene definido por un rango, de modo que parece lo más lógico utilizar unos valores representativos:

$$L_{disp} = 1\% \quad L_{suc} = 2,75\%$$

$$L_{somb} = 2\% \quad L_{cdt} = 0,75\%$$

Para las pérdidas del inversor, como ya se supuso para apartados anteriores, teniendo en cuenta que no se cuenta con la curva de carga del mismo se tomará la eficiencia como constante e igual a la euroeficiencia.

$$L_{inv} = 1 - \eta_{euro}$$

Para las pérdidas por temperatura se utilizará la expresión que se dedujo anteriormente.

$$L_{temp} = \gamma(T'_a - T_R) + \frac{\gamma(\overline{\tau\alpha})V \cdot H_\beta}{N \cdot U_L}$$

Para la aplicación de esta ecuación se hace necesario tomar algunas aproximaciones debido a que algunos parámetros se hacen imposibles de calcular con los datos que se tienen. No se cuenta con valores del coeficiente de transmisión de calor ni del producto de transmitancia y absorbancia. El coeficiente de pérdidas por temperatura utilizado por los autores no ha sido obtenido con la temperatura estándar habitual, 25°C sino a 0°C. Se necesita la temperatura en las horas de radiación y aunque en el artículo se propone utilizar la media de todas las horas del día porque el error cometido no es excesivo, aquí se tiene la posibilidad de calcular una expresión que de la temperatura media de las horas de radiación en función de la temperatura media de todas las horas del día.

Para resolver estos problemas se decide tomar algunos valores típicos de parámetros como:

$$U_L = 20 \frac{W}{m^2 K}$$

$$\overline{\tau\alpha} = 0,95$$

$$\gamma = 0,004^\circ C^{-1}$$

$$T_R = 0^\circ C$$

Para calcular una expresión para la temperatura en las horas de radiación en función de la temperatura de todas las horas del día se han utilizado datos de Villacidaler para los años 2013 y 2014 y Valladolid para los años 2011, 2012, 2013 y 2014.

Se propone una expresión de la forma:

$$T'_a = A \cdot T_a + B$$

Siendo A y B constantes a determinar.

Los resultados han sido:

	Villacidaler		Valladolid				
	2013	2014	2011	2012	2013	2014	media
A	1,17	1,14	1,20	1,20	1,16	1,16	1,17
B	0,89	1,47	1,07	0,80	1,04	1,01	1,05
R ²	0,98	0,99	0,97	0,98	0,98	0,97	

Tabla 6.1 Cálculo de la relación entre la temperatura media en las horas de radiación y la temperatura en todas las horas del día.

Con estos resultados la expresión queda:

$$T'_a = 1,17 \cdot T_a + 1,05$$

Se van a calcular primero las pérdidas temperaturas para comparar las dos formas de estimarlas, con la ecuación desarrollada en este apartado y con la ecuación sin desarrollar. Así pues se calcularán y aquí se presentan en formato tabla para una mejor visualización.

Debido a las ecuaciones de aproximación que se han utilizado en algunos casos los resultados que se obtienen de PR son completamente absurdos de forma que estos se filtran tomando solo los que están comprendidos en un intervalo de (60-110) % se toma un valor superior a 100% porque este valor está basado en la eficiencia de las células que en ocasiones puede ser superada.

Tenidas en cuenta todas estas consideraciones se calcula el PR de la forma que ya se indicó anteriormente.

$$PR = \prod_i (1 - L_i)$$

6.3 COMPARACIÓN CON VALORES REALES DE LAS INSTALACIONES

Como el desarrollo de estos puntos se está orientando a un modelo que permita a partir de datos meteorológicos poder determinar las características necesarias para la ayudar en la decisión en la implantación de una instalación fotovoltaica es conveniente comparar los valores de PR obtenidos de forma teórica con los que se obtuvieron utilizando los datos reales de las instalaciones para ver su relación.

Para calcular el PR teórico se ha procedido de la manera descrita en el punto precedente de forma que no coinciden los días que se han considerado válidos para el PR real con los que se han considerado válidos para el PR teórico pero esto solo se debe a las ecuaciones que se utilizan para poder calcular sobre datos medios diarios; se considera que los valores obtenidos son representativos del mes y de esta forma se utilizarán, comparando mes a mes las instalaciones.

	Instalación 1		Instalación 2		Instalación 3		Instalación 4		Instalación 5		Instalación 6	
	Teórico	Real										
2009	72,32	75,87	73,17	72,93	71,42	78,32	70,70	82,25	70,97	76,54	72,34	76,72
2010	71,64	77,55	71,99	77,28	71,18	78,43	71,10	84,09	70,40	75,52	71,15	76,97
2011	73,53	78,24	72,02	75,97	72,48	78,74	72,11	83,16	71,64	75,48	71,79	77,14
2012	70,84	76,64	71,70	74,75	71,95	78,27	71,21	83,14	71,00	77,25	71,48	75,74
2013	70,35	79,83	70,66	78,75	70,24	84,64	69,34	87,12	70,49	75,50	70,21	81,58
2014	72,21	78,32	71,80	74,17	71,96	83,74	71,31	83,81	70,50	78,95	72,48	82,13
media	71,81	77,74	71,89	75,64	71,54	80,36	70,96	83,93	70,83	76,54	71,57	78,38

Instalación 7		Instalación 8		Instalación 9		Instalación 10		Instalación 11	
Teórico	Real	Teórico	Real	Teórico	Real	Teórico	Real	Teórico	Real
71,42	77,35	71,19	79,62	71,63	77,40	70,67	78,86		
70,79	78,83	69,55	83,12	71,03	80,69	76,76	77,16		
72,14	79,34	71,25	80,04	70,88	79,45	72,48	75,69	75,49	77,42
72,00	79,95	71,44	80,51	71,21	79,13	71,95	78,42	78,09	76,88
70,13	83,21	69,89	83,04	69,26	80,68	70,24	81,33	74,68	77,87
71,30	80,56	70,65	84,77	71,75	79,57	71,96	75,92	71,98	80,07
71,30	79,87	70,66	81,85	70,96	79,49	72,34	77,90	75,06	78,06

Tabla 6.2 Comparativa entre valores teóricos y reales de PR para las diferentes instalaciones.

Analizando los datos de la tabla se ve que para todos los casos los valores teóricos son más pequeños que los reales. No se da ningún caso con un error que supere los 14 puntos porcentuales, valor que se considera aceptable. Las instalaciones 2 y 5 son las que mejor se ha ajustado el valor teórico al real y en el otro extremo las instalaciones 4, 8 y 9 son las que peor se han ajustado los valores teóricos a los reales.

A la vista de los resultados obtenidos se puede considerar que el método empleado es un buen método para una primera aproximación en la fase de buscar una localización para una instalación fotovoltaica.

6.4 CONCLUSIONES

Cabe destacar algunas cosas de lo que se ha desarrollado en este apartado del trabajo tratando de aplicar un desarrollo teórico a datos experimentales:

- Debido a las aproximaciones que se han utilizado y tratándose de datos medios, el método **no es muy preciso**.
- Por el ajuste que se hizo para poder tratar datos diarios se ha tenido que **eliminar** un número importante de **valores** que eran **incoherentes**.
- Después de todos los ajustes y aproximaciones hechos los valores que se desprenden del método tienen la **precisión suficiente** como para hacer una primera aproximación en fase de **diseño** de una instalación fotovoltaica.
- La mayor pérdida se produce debido a la temperatura que alcanza el panel.

6.5 CORRELACIÓN PARA LA PRODUCCIÓN

Con la idea de hacer un modelo de predicción que permita obtener **valores de la instalación antes de ser instalada**, surge la idea de desarrollar una correlación que sea capaz de **estimar los valores de producción** que se van a obtener en la instalación.

Para desarrollar esta idea se han tomado los valores de todas las instalaciones disponibles en el trabajo y se han utilizado los valores meteorológicos disponibles para hacer una regresión que ajuste los valores de producción en función de estos valores de variables meteorológicas.

Al igual que para el resto de los apartados de este trabajo, se han tomado datos con resolución diaria, para los datos meteorológicos se ha utilizado la red de estaciones de SIAR y para la producción los datos medidos proporcionados por Cenit Solar.

La fórmula desarrollada tiene la forma siguiente:

$$\frac{E_p}{S \cdot \eta_p \cdot \eta_I} = A \cdot T_a + B \cdot HR + C \cdot V_w + D \cdot H + E$$

Donde:

E_p : es la energía producida en kWh.

S : es la superficie de las células instaladas.

η_p : es el rendimiento del panel.

η_I : es el rendimiento del inversor.

T_a : es la temperatura ambiente media en °C.

HR : es la humedad relativa media en tanto por ciento.

V_w : es la velocidad del viento media en m/s.

H : es la radiación incidente media, medida sobre el plano horizontal en MJ/m²d.

A, B, C, D, E : son los coeficientes del polinomio.

Analizando todas las instalaciones disponibles para todos los años disponibles se obtienen los siguientes valores para los coeficientes del polinomio:

	Instalacion1	Instalacion2	Instalacion3	Instalacion4	Instalacion5	Instalacion6	Instalacion7	Instalacion8	Instalacion9	Instalacion10	Instalacion11	Media
A	-0,0065	-0,0025	-0,0221	-0,0506	-0,0376	0,0120	-0,0954	-0,0503	-0,0494	-0,0734	-0,0901	-0,0423
B	-0,0504	-0,0361	-0,0341	-0,0074	-0,0443	-0,0083	-0,0264	-0,0453	0,0004	-0,0133	-0,0439	-0,0281
C	-0,0876	-0,2285	-0,1864	-0,0855	-0,0969	-0,0152	-0,1827	-0,1760	-0,0146	-0,0501	-0,0738	-0,1088
D	0,1171	0,1385	0,1771	0,2630	0,1289	0,1896	0,2388	0,1496	0,2491	0,2476	0,1708	0,1882
E	7,0278	5,4617	5,2930	2,0576	6,5962	1,5511	4,4827	6,6849	0,9449	2,6900	6,3719	4,4693
R ²	0,5673	0,5805	0,7046	0,8853	0,6496	0,8003	0,8502	0,6830	0,9388	0,9097	0,7447	0,7558

Tabla 6.3 Valores de cálculo para los coeficientes del polinomio utilizado para la correlación.

Para tomar una correlación única se toma la media de los valores obtenidos de cada uno de los coeficientes en cada instalación.

Para comprobar la validez de esta correlación propuesta se ha aplicado la misma a todas las instalaciones y al igual que con otros valores que ya se han analizado en el trabajo, se utilizarán los estadísticos rmse y mbe para determinar el error.

Los resultados obtenidos para todas las instalaciones del estudio son:

rmse

	Instalacion1	Instalación2	Instalacion3	Instalacion4	Instalacion5	Instalacion6	Instalacion7	Instalacion8	Instalacion9	Instalacion10	Instalacion11
2009	30,1547	29,9541	30,0315	30,0166	29,7047	30,3259	30,2676	29,6904	30,0324	30,1155	
2010	30,2088	30,2456	30,2383	30,3894	29,6173	30,4217	30,0747	30,0810	30,3174	29,9195	
2011	29,9099	30,1140	30,0902	30,2913	29,4920	30,3577	29,5186	29,6795	30,0401	29,6613	29,6296
2012	29,7675	29,6710	29,9699	29,9408	29,5538	30,0822	29,9226	29,5979	30,1637	30,3003	29,6316
2013	30,3759	30,0962	30,2555	30,5915	29,9034	31,2471	30,0513	29,9217	30,2458	30,0908	29,7460
2014	29,7021	30,1632	30,3972	29,7616	29,2414	30,8092	29,6598	29,4966	29,7896	30,0735	29,6067
Media	30,0198	30,0407	30,1638	30,1652	29,5854	30,5406	29,9158	29,7445	30,0982	30,0268	29,6535

Tabla 6.4 rmse (%) para los valores proporcionados por la correlación de estimación de producción.

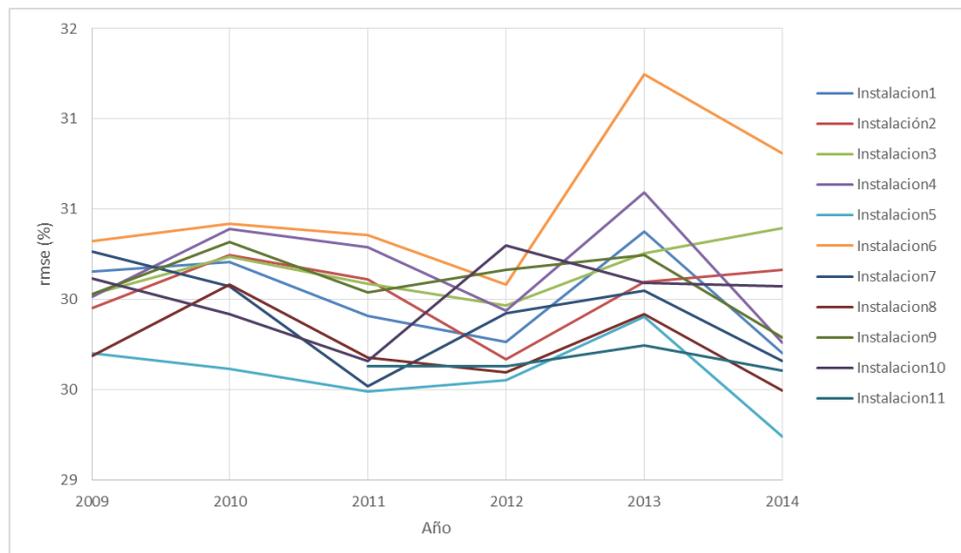


Figura 6.1 rmse (%) para los valores proporcionados por la correlación de estimación de producción.

Analizando los valores del estadístico se ve que los resultados son por lo general aceptables ya que la mayoría de las instalaciones se encuentran en valore del error comprendidos entre un 28% y un 30 %.

mbe

	Instalacion1	Instalación2	Instalacion3	Instalacion4	Instalacion5	Instalacion6	Instalacion7	Instalacion8	Instalacion9	Instalacion10	Instalacion11
2009	-27,3176	-27,2728	-27,3319	-27,3125	-27,3154	-27,2355	-27,3124	-27,2996	-27,2455	-27,3063	
2010	-27,3218	-27,2982	-27,3288	-27,3204	-27,3160	-27,2305	-27,3181	-27,3152	-27,2621	-27,3042	
2011	-27,3387	-27,3080	-27,3360	-27,3202	-27,3125	-27,2333	-27,3330	-27,3262	-27,2531	-27,2940	-27,3021
2012	-27,3293	-27,3008	-27,3340	-27,3260	-27,3223	-27,2022	-27,3251	-27,3235	-27,2509	-27,3066	-27,3112
2013	-27,3372	-27,2970	-27,3566	-27,3383	-27,3110	-27,2473	-27,3392	-27,3252	-27,2696	-27,3078	-27,3066
2014	-27,4237	-27,5014	-27,3412	-27,4128	-27,4045	-27,3236	-27,4114	-27,4134	-27,3439	-27,4044	-27,4056
Media	-27,3447	-27,3297	-27,3381	-27,3384	-27,3303	-27,2454	-27,3399	-27,3338	-27,2708	-27,3205	-27,3314

Tabla 6.5 mbe (%) para los valores proporcionados por la correlación de estimación de producción.

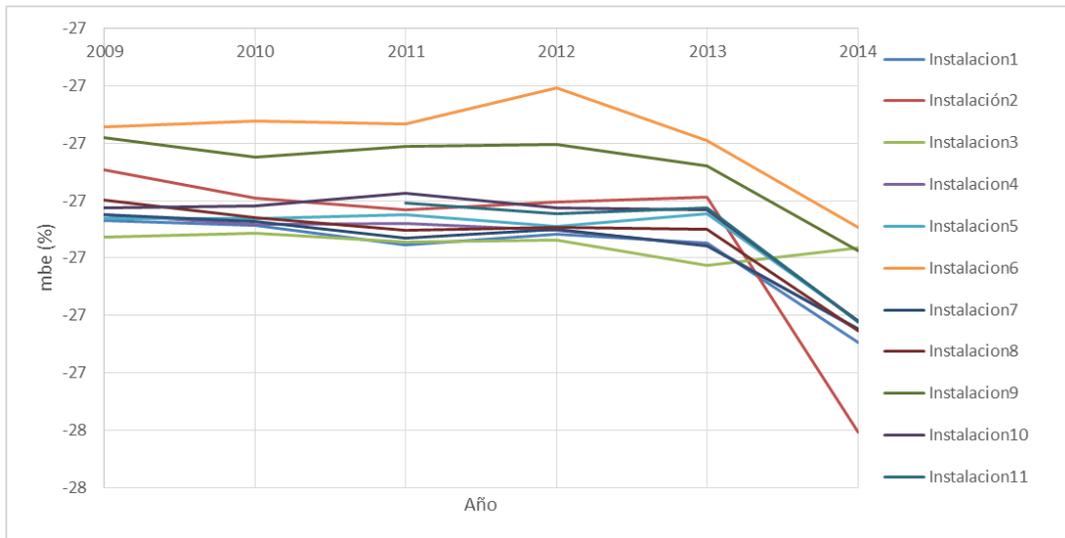


Figura 6.2 mbe (%) para los valores proporcionados por la correlación de estimación de producción.

Analizando los valores del segundo estadístico utilizado, se confirma lo que se anunciaba anteriormente, la correlación propuesta arroja buenos resultados de predicción, encontrándose todas las instalaciones en valores inferiores al 30% de error en valor absoluto.

Sin tener más instalaciones que analizar se puede decir que la correlación propuesta cumple la función para la que ha sido pensada, teniendo en cuenta que se pretende utilizar en fases de aproximación para una primera estimación los resultados son cuando menos aceptables.

Con el fin de desarrollar una correlación que permita decidir sobre las variables que se utilizan se ha decidido hacer otra correlación utilizando las mismas variables que las anteriores y sus cuadrados. Para este desarrollo se ha procedido de la misma manera.

La fórmula desarrollada tiene la forma siguiente:

$$\frac{E_p}{S \cdot \eta_p \cdot \eta_l} = F \cdot T_a + G \cdot T_a^2 + I \cdot HR + J \cdot HR^2 + K \cdot V_w + L \cdot V_w^2 + M \cdot H + N \cdot H^2 + O$$

De la misma forma que para la correlación anterior se han tratado los datos de todas las instalaciones disponibles obteniendo los siguientes resultados.

	Instalacion1	Instalación2	Instalacion3	Instalacion4	Instalacion5	Instalacion6	Instalacion7	Instalacion8	Instalacion9	Instalacion10	Instalacion11	Media
F	0,0029	-0,0330	-0,0090	-0,0217	-0,0060	0,0405	-0,0864	-0,0185	-0,0292	-0,0468	-0,0658	-0,0248
G	0,0001	0,0019	-0,0005	-0,0010	-0,0008	-0,0012	0,0001	-0,0010	-0,0007	-0,0009	-0,0003	-0,0004
I	-0,0024	0,0338	0,0632	0,0128	0,0561	0,0351	-0,0236	0,0521	0,0185	0,0040	0,0130	0,0239
J	-0,0003	-0,0005	-0,0008	-0,0001	-0,0008	-0,0003	0,0001	-0,0008	-0,0001	-0,0001	-0,0004	-0,0004
K	-0,2381	-0,5476	-0,5167	-0,2482	-0,2273	-0,0268	-0,3157	-0,2876	0,0066	-0,1191	-0,2030	-0,2476
L	0,0317	0,0655	0,0501	0,0307	0,0154	-0,0026	0,0355	0,0154	-0,0039	0,0135	0,0195	0,0246
M	0,2423	0,2358	0,2571	0,4228	0,1918	0,1881	0,4998	0,2621	0,3976	0,4676	0,3573	0,3202
N	-0,0037	-0,0033	-0,0030	-0,0047	-0,0024	-0,0002	-0,0075	-0,0036	-0,0044	-0,0066	-0,0053	-0,0041
O	4,5062	3,0600	2,5984	0,3662	3,6371	0,2992	2,3384	3,1970	-0,7011	0,4723	3,1644	2,0853
R^2	0,5833	0,6031	0,7311	0,9067	0,6840	0,8034	0,8993	0,7155	0,9633	0,9517	0,7907	0,7847

Tabla 6.6 Valores de cálculo para los coeficientes del polinomio utilizado para la correlación.

Los valores de los coeficientes que corresponden a las variables elevadas a la segunda potencia son muy próximos a cero, de este modo su peso va a ser muy pequeño en la correlación, pero analizando como antes se verá si mejoran los resultados.

Al igual que anteriormente, se toman los valores medio para aplicar la correlación.

rmse

	Instalacion1	Instalación2	Instalacion3	Instalacion4	Instalacion5	Instalacion6	Instalacion7	Instalacion8	Instalacion9	Instalacion10	Instalacion11
2009	8,0387	7,4380	6,6074	4,0953	7,2913	7,3186	4,3519	7,2181	4,7510	3,2141	
2010	8,3382	7,5816	7,9922	4,3645	7,2171	8,6197	4,2608	4,1367	4,1288	3,2656	
2011	7,2363	7,9123	6,7926	4,7783	6,9969	7,8625	4,5240	6,7836	5,1806	3,2858	4,5517
2012	8,2225	8,3202	8,0382	6,0418	7,7434	10,1498	5,1927	7,8755	4,4276	3,5402	8,0044
2013	9,2591	7,3957	7,2579	4,1745	6,6246	8,9955	4,7235	7,6768	3,8491	3,2858	4,0713
2014	9,2793	11,1504	4,4260	3,5665	3,1214	5,6865	3,8092	3,9655	3,9157	3,6018	4,0769
Media	8,3957	8,2997	6,8524	4,5035	6,4991	8,1054	4,4770	6,2760	4,3755	3,3655	5,1761

Tabla 6.7 rmse (%) para los valores proporcionados por la correlación de estimación de producción.

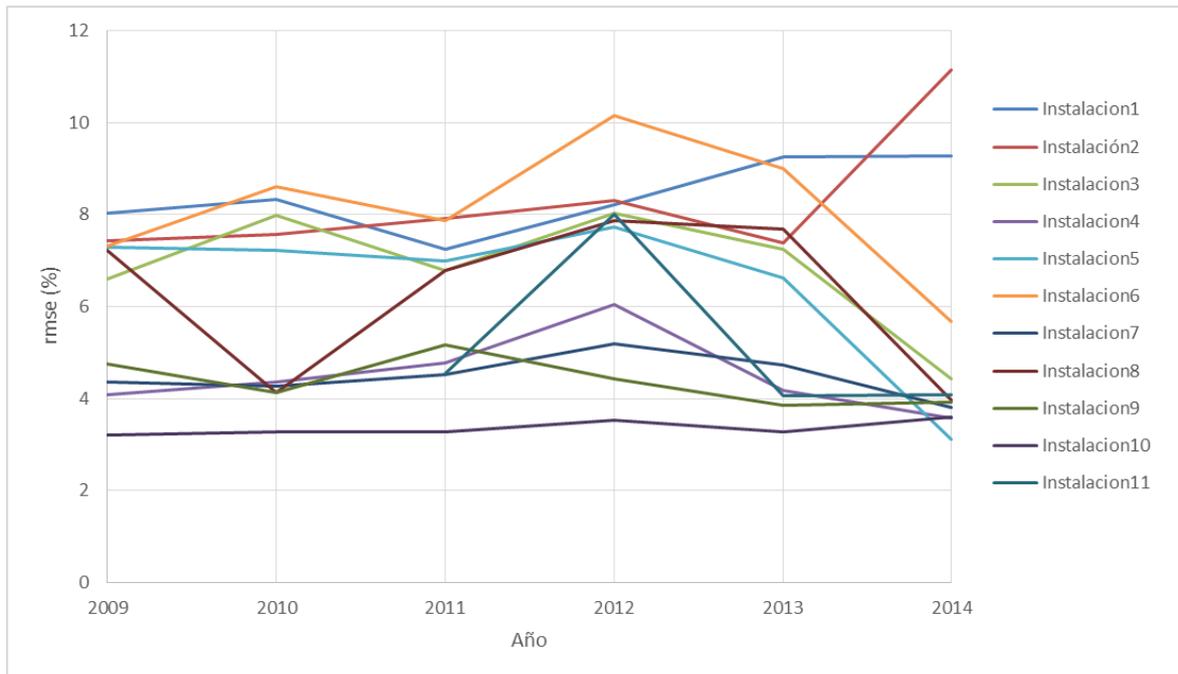


Figura 6.3 rmse (%) para los valores proporcionados por la correlación de estimación de producción.

Interpretando esta última gráfica se puede ver que los valores de los errores producidos por esta correlación tienen valores que se encuentran comprendidos entre un 2% y un 12%.

mbe

	Instalacion1	Instalación2	Instalacion3	Instalacion4	Instalacion5	Instalacion6	Instalacion7	Instalacion8	Instalacion9	Instalacion10	Instalacion11
2009	-0,7869	2,3273	-1,4476	-0,3834	-0,7490	4,1494	-0,6043	0,2484	3,4338	0,0967	
2010	-0,7761	0,8768	-1,0211	-0,5459	-0,4728	4,7928	-0,4700	-0,3403	2,8846	0,4668	
2011	-1,6645	0,4273	-1,4309	-0,5024	-0,5013	4,7334	-1,2480	-1,1239	3,4411	1,0650	0,0920
2012	-1,2977	0,7967	-1,4939	-1,0207	-1,0733	6,3824	-0,9448	-1,1159	3,1704	0,2024	-0,4614
2013	-1,7435	1,1513	-2,4980	-1,5604	-0,6108	3,9540	-1,5987	-0,4629	2,4188	0,4426	-0,2807
2014	-2,2231	2,5397	-1,6640	-0,8343	-0,6005	4,1964	-1,0206	-1,3325	2,9216	2,0943	-0,5275
Media	-1,4153	1,3532	-1,5926	-0,8078	-0,6679	4,7014	-0,9811	-0,6878	3,0451	0,7280	-0,2944

Tabla 6.8 mbe (%) para los valores proporcionados por la correlación de estimación de producción.

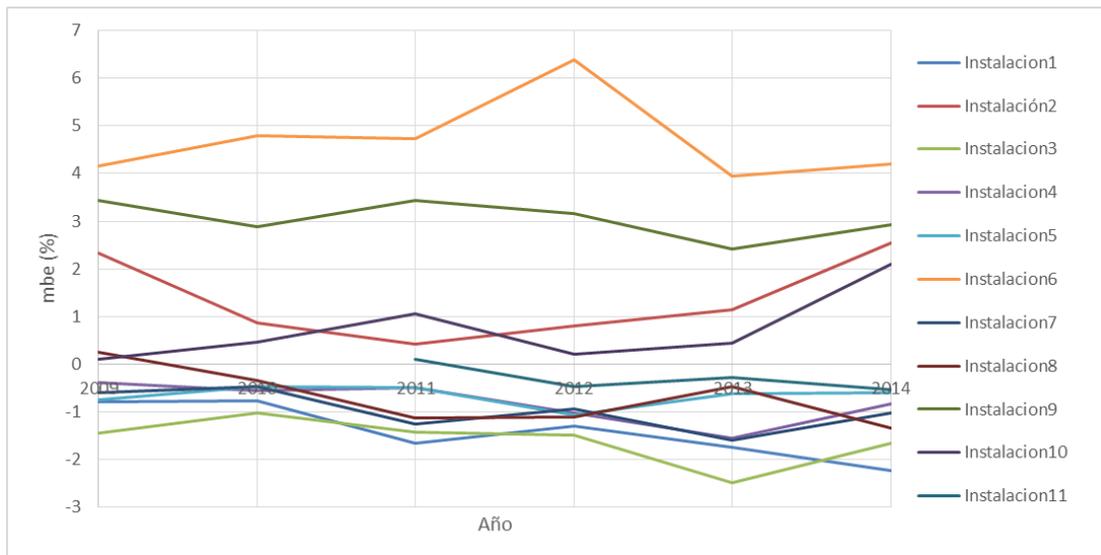


Figura 6.4 mbe (%) para los valores proporcionados por la correlación de estimación de producción.

Al igual que para el estadístico anterior los valores se encuentran muy poco dispersos comprendidos entre un -3% y un 7%.

6.5.1 CONCLUSIONES

A la vista de las correlaciones desarrolladas se puede decir que las dos producen valores de los errores aceptables para los temas que se están tratando. Si bien estas correlaciones no se pueden generalizar para cualquier instalación porque como se ha venido diciendo durante todo el trabajo sería necesario contar con un mayor abanico de instalaciones con el que comparar, ya que cada instalación es distinta. Sí que es verdad que para una fase de aproximación si se podría considerar válida siempre que se tratase de instalaciones de características similares a las analizadas.

7 CONCLUSIONES

Este apartado trata de resumir de a modo de conclusión todo lo desarrollado en el trabajo de forma que sea más fácil su comprensión.

7.1 CONCLUSIONES GENERALES

El trabajo desarrollado ha estado encaminado al estudio de la producción de diferentes instalaciones fotovoltaicas situadas en la comunidad de Castilla y León. Este trabajo ha sido posible debido a que se ha contado en todo momento con la disponibilidad de datos reales de las instalaciones gestionadas todas ellas por la empresa Cénit Solar.

Los datos facilitados por la empresa que gestiona las instalaciones se han limitado a datos de producción y determinadas características de los elementos de las instalaciones. Se hace necesario contar con datos meteorológicos con los que comparar la producción, datos que no están disponibles para el punto exacto de la instalación. Para realizar este trabajo se ha utilizado la red de estaciones meteorológicas de SIAR que cuenta con un amplio número de estaciones repartidas por toda España, incluida Castilla y León. Los datos proporcionados por SIAR se han interpolado para asociarlos a las instalaciones requeridas.

Los datos provenientes de las estaciones meteorológicas de la red de SIAR tienen una resolución diaria, de modo que esa es la que se utiliza para el desarrollo del grueso del trabajo. Si bien es cierto, para algunos datos de producción se cuenta con resolución cuartohoraria, pero no se ha creído oportuno utilizarlos con esta resolución para no cambiar el formato y porque habría que desarrollar los datos meteorológicos introduciendo otro error más.

El trabajo abarca los años comprendidos entre 2009 y 2014 ambos incluidos, los datos anteriores a 2009 no tienen la fiabilidad suficiente o no existen debido a que no se habían implantado todavía las instalaciones, se podría haber incluido la parte de 2015 que ya ha pasado pero no se ha tomado por no dejar un año incompleto.

Para desarrollar algunas partes del trabajo se ha recurrido a bibliografía que ha resultado de gran utilidad, siempre intentando encontrar la que tenga una mayor aplicación en temas que se parezcan lo más posible a los desarrollados en este trabajo.

El objetivo final del trabajo ha sido desarrollar un modelo teórico que permita, a partir de datos meteorológicos, estimar la eficiencia de instalaciones fotovoltaicas; pensando la aplicación en fases de proyecto de instalaciones fotovoltaicas.

7.2 CONCLUSIONES PARTICULARES

7.2.1 INTERPOLACIÓN DE DATOS METEOROLÓGICOS

Surge la necesidad de interpolar datos desde las estaciones de SIAR hasta las instalaciones objeto de estudio. Para realizar esta interpolación se buscan métodos apropiados para tratar datos meteorológicos y finalmente basado en desarrollos pasados del trabajo se deciden utilizar **dos métodos**: interpolación del **vecino más cercano** y el método de interpolación por **inverso de la distancia** (IDW).

Se utiliza el método de interpolación del vecino más cercano siempre que se cuente con una estación meteorológica a menos de 10 km de la instalación y directamente se toman los datos de la estación meteorológica.

Para la interpolación por inverso de la distancia se toman todas las estaciones meteorológicas que se encuentren en un círculo de 45 km de radio tomando como centro la instalación de la que se precisan los datos. El parámetro de potencia elegido es 2 para este método. Por supuesto todos estos valores no se escogen al azar sino que 45 km se considera un valor de distancia representativo ya que toma un número importante de datos y 2 se comprueba que es el mejor posible.

7.2.2 ESTIMACIÓN DE LA FRACCIÓN DIFUSA DIARIA

Una vez que se tienen los datos de radiación asociados a cada instalación se hace necesario separarlos en sus componentes directa y difusa. Para desarrollar esto el trabajo se ha basado en uno anterior que comprobó estos resultados con datos de AEMT utilizando varias correlaciones propuestas y viendo cual es la que mejor ajusta sus resultados a la realidad.

Se utilizan las **correlaciones propuestas por Muneer et al. y Lalas et al.** utilizando la primera para los meses de inicio y final del año y la segunda para los meses centrales ya que es la mejor forma de ajustar los resultados a la realidad.

7.2.3 ESTIMACIÓN DE LA RADIACIÓN EN EL PLANO INCLINADO

Los datos de radiación proporcionados por las instalaciones de SIAR son datos de radiación sobre plano horizontal. Como todos los paneles de las diferentes instalaciones se encuentran inclinados un cierto ángulo, se hace necesario estimar la radiación incidente sobre este plano inclinado. Para llevar a cabo este cometido se procede de manera análoga a otros apartados, se buscan correlaciones propuestas, se verifican estas correlaciones y se aplican al trabajo.

Para validar las correlaciones se cuenta con datos de dos instalaciones comprendiendo un volumen de datos de seis años considerando todos los datos.

Analizados los resultados la correlación que más ajusta los resultados a la realidad es la propuesta por Skartveit y es esta la que se utiliza para desarrollar el trabajo.

Algunas otras correlaciones se comportan de forma no muy diferente como son: Badescu, Reindl et al, Koronakis o Tian et al.

7.2.4 EFICIENCIA DE LAS INSTALACIONES

Con el fin de caracterizar las instalaciones se calcula la eficiencia de estas como el cociente entre la radiación que llega a las células de los módulos y la producción eléctrica de los mismos proporcionada por Cenit Solar y medida después del inversor. Esta eficiencia es representativa de cada instalación pero no sirve para comparar instalaciones entre sí porque tienen diferentes modelos de panel y diferentes modelos de inversor. Para poder comparar unas instalaciones con otras se opta por calcular un factor de rendimiento, el performance ratio (PR) que es la relación entre su eficiencia media anual y la eficiencia nominal de los módulos.

- Considerando la eficiencia diaria de las instalaciones:

Se ve que en los meses donde las temperaturas son más altas los valores de eficiencia disminuyen, presumiblemente debido a las pérdidas de calor; pero es en estos meses en los que se tienen más valores válidos para el estudio porque las condiciones climatológicas son más uniformes que en los meses de principio y final de año.

La conclusión más importante es que eficiencia y producción son variables independientes y que en contra de lo que se puede creer una mayor cantidad de radiación incidente no aumenta la eficiencia sino que puede disminuirla por lo que antes se ha mencionado que son las pérdidas por disipación de calor.

- Respecto al performance ratio (PR):

Todas las instalaciones alcanzan valores elevados de este factor, indicando así, que se han seguido las directrices correctas de diseño.

La instalación que menor factor de rendimiento presenta es la instalación 2 con un valor de 75,64% y en el extremo opuesto la instalación 4 es la que mayor PR presenta con un valor de 83,93%.

Las instalaciones fotovoltaicas, como la mayoría de elementos, presentan un envejecimiento que en este estudio no se manifiesta debido al corto periodo de tiempo que comprende. La mayoría de fabricantes aseguran que sus paneles mantienen un rendimiento aceptable durante un periodo de 20 a 25 años.

- Respecto a los elementos que componen las instalaciones:

Se presentan instalaciones de diferente tipo con características diferentes, lo que hace que la comparación entre ellas sea difícil.

Atendiendo a la inclinación de panel todas las instalaciones excepto tres tienen paneles inclinados 30° pero producen valores de PR diferentes, de forma que no se puede ver una tendencia, se necesitarían mayor número de instalaciones.

Atendiendo a la marca de los paneles, se cuenta con ocho marcas comerciales diferentes para once instalaciones, lo que hace que solo tres se repitan, lo que hace cuando menos difícil su comparación.

Atendiendo al tipo de silicio que constituye las células, se tienen nueve instalaciones con células de silicio policristalino y solo dos con silicio monocristalino, se tienen resultados dispersos para ambos y lo único que se puede concluir es que la diferencia de precio no está justificada al ser más caros los constituidos por silicio monocristalino y no presentar una clara mejoría en los valores de PR.

Atendiendo a la marca comercial de los inversores, se observa que existen cuatro marcas diferentes de inversores y al igual que para componentes anteriores se dan valores dispersos y se necesitarían un mayor número de datos para llegar a una conclusión fiable aunque una de las marcas se comporta un poco mejor que las demás estando presente en algunas de las que mejor PR presentan.

Atendiendo al número de inversores de cada instalación, todas las instalaciones tienen un solo inversor excepto las instalaciones 3, 6 y 10 que tienen 9. Tampoco se puede asegurar nada porque existe dispersión en los valores.

- Atendiendo a las condiciones climáticas de las instalaciones:

Se tienen instalaciones en cuatro provincias diferentes, Ávila, León, Palencia y Valladolid, teniendo ocho instalaciones en Valladolid y una en cada una de las otras. Se ve que la situada en Ávila tiene un valor de PR muy bueno pero contando solo con una no se puede generalizar, lo mismo pasa con las situadas en León y Palencia que producen valores no muy buenos de PR pero tampoco se puede generalizar y de las situadas en Valladolid se tiene dispersión de valores.

Se comportan mejor las instalaciones que se encuentran en zonas de cielos despejados, es decir tienen un valor de K_d elevado.

Atendiendo a la radiación recibida las instalaciones que presentan un mayor valor de radiación incidente producen valores menores de PR, como ya se dijo debido a las pérdidas de calor.

7.2.5 INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA DE PANEL

Como se ha visto en determinados apartados, las pérdidas debidas a la temperatura de panel tienen especial influencia en el rendimiento de las instalaciones. Estimar la temperatura de panel es factor importante para cuantificar estas pérdidas.

El modo de proceder ha sido el mismo que para otras estimaciones, partiendo de bibliografía se han tomado algunas correlaciones propuestas por diversos autores para su posterior validación. Para validar las correlaciones se ha contado con datos facilitados por Cenit Solar de temperatura real de panel medida en las instalaciones 1 y 3.

Se comprueba que las correlaciones de Smokler, Mondol y Mondol 2 se comportan sensiblemente mejor que las otras para la estimación de la temperatura de panel utilizando datos medios diarios. Se decide utilizar la correlación de Mondol por su mayor simplicidad y no incurriendo en un aumento del error.

Una vez que se decide que correlación de las propuestas ajusta mejor sus resultados se decide crear una correlación propia intentando que ajuste mejor los resultados. Para realizarlo se toma una regresión para cada año de los que se cuenta con datos reales y una forma de polinomio para ajustar. Los resultados no son mucho mejores que los que producen las correlaciones propuestas por los diferentes autores.

7.2.6 EFICIENCIA TEÓRICA DE LAS INSTALACIONES

Con este apartado se pretende desarrollar un modelo que permita predecir la eficiencia de las instalaciones antes de ser instaladas. Las pérdidas por temperatura se pueden calcular aunque con varias aproximaciones pero el resto de las pérdidas se decide tomar valores típicos por falta de información. Aun con estas aproximaciones los valores que se obtienen son no muy alejados de los valores reales que se calcularon.

El método subestima los resultados para todas las instalaciones ajustándose mejor en algunos casos que en otros.

Sería conveniente mejorar el método utilizando valores reales de las pérdidas y no valores típicos.

7.3 DESARROLLOS FUTUROS

En este apartado se sugieren los puntos que se han visto con posibilidad de mejorar para producir resultados más fiables en las conclusiones.

Primero de todo sería conveniente contar con un mayor número de instalaciones para poder ver alguna relación entre factores. Como se ha visto en este trabajo, algunas conclusiones no se pueden generalizar por falta de datos, cosa que se solucionaría si se contase con un mayor número de datos.

En cuanto a la interpolación de datos meteorológicos, lo ideal sería contar con datos de la propia instalación, cosa que en algunas será posible ya que en este trabajo para algunos de los valores más actuales ya se contaba con ello. En caso de no tenerlo sería bueno intentar mejorar el método de interpolación todo lo posible para que los resultados se ajustasen más fielmente a la realidad.

Para la estimación de la fracción difusa se puede decir lo mismo, lo ideal sería contar con datos reales medidos en la instalación para validar mejor la idoneidad de las correlaciones.

En el apartado de la temperatura de panel, al igual que en los otros que se utilizan estimaciones, el campo de mejora es claro, se podría buscar correlaciones que ajustasen mejor los resultados a la realidad; siempre considerando la disponibilidad de datos reales. Partiendo de la idea que puede ser necesario predecir la temperatura de panel antes de la realización de la instalación, cabría la posibilidad de considerar diferentes correlaciones por zona geográfica y marca comercial de panel.

Para el modelo de predicción de eficiencia, el margen de mejora es amplio ya que la mayoría de los datos son aproximaciones y no se cuenta con datos de casi ninguna de las pérdidas. Sería conveniente contar con valores reales de las pérdidas y no tener que aproximar las que ya se tienen.

Se espera que este trabajo haya sido una buena continuación de los anteriores y siga sirviendo de base para los posteriores, teniendo en cuenta que las bases estaban bien definidas y se sigue la línea de mejora propuesta.

Referencias

- Bardhi, M., Grandi, G., & Tina, G. (2012). Comparison of PV cell temperature estimation by different thermal power exchange calculation methods. *Int. Conf. on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'12)*. Santiago De Compostela, Spain (28–30 March),
- Capros, P., Mantzos, L., Papandreou, V., & Tasios, N. (2008). European energy and transport-trends to 2030–update 2007. *European Commission–Directorate-General for Energy and Transport*,
- Dubey, S., Sarvaiya, J. N., & Seshadri, B. (2013). Temperature dependent photovoltaic (PV) efficiency and its effect on PV production in the world—a review. *Energy Procedia*, 33, 311-321.
- Eicker, U., & Dalibard, A. (2011). Photovoltaic–thermal collectors for night radiative cooling of buildings. *Solar Energy*, 85(7), 1322-1335.
- Fuentes, M. K. (1987). *A Simplified Thermal Model for Flat-Plate Photovoltaic Arrays*,
- Gillett, W., Hacker, R., & Kaut, W. (2003). *Photovoltaic demonstration projects 2* Routledge.
- González Velasco, J. (2009). *Energías renovables*. Editorial Reverté,
- Guiza, D., Azizi, C., & Bouden, A. (2010). Models of power produced of the photovoltaic module and comparisons.
- Jones, A., & Underwood, C. (2001). A thermal model for photovoltaic systems. *Solar Energy*, 70(4), 349-359.
- Mahjoubi, A., Mechlouch, R. F., Mahdhaoui, B., & Ben Brahim, A. (2014). Real-time analytical model for predicting the cell temperature modules of photovoltaic water pumping systems. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 6(0), 93-104.
doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.seta.2014.01.009>
- Outlook, A. E. (2012). With projection to 2035. *DOE, June*,

Siegel, M. D., Klein, S. A., & Beckman, W. A. (1981). A simplified method for estimating the monthly-average performance of photovoltaic systems. *Solar Energy*, 26(5), 413-418.
doi:[http://dx.doi.org/10.1016/0038-092X\(81\)90220-6](http://dx.doi.org/10.1016/0038-092X(81)90220-6)

Skoplaki, E., Boudouvis, A., & Palyvos, J. (2008). A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 92(11), 1393-1402.

Skoplaki, E., & Palyvos, J. (2009). Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations. *Renewable Energy*, 34(1), 23-29.

Tecnalía, L. (2007). Guía básica de la generación distribuida. *Fund.La Energía La Comunidad Madrid*,

Tofoli, F. L., de Castro Pereira, D., Marinho, F. L., & de Paula, W. J. (2014). Comparison among mathematical models of the photovoltaic cell for computer simulation purposes. *International Journal of Photoenergy*,

ANEXO I

Características de las instalaciones

CARACTERÍSTICAS GENERALES			
Localidad	Villacidaler (Palencia)	Latitud	42°13'19" N
Potencia pico	98,8kWp hasta 30/04/2010 108,18kWp desde 01/05/2010	Longitud	4°58'32" O
		Altitud	795 m
CARACTERÍSTICAS DE LOS MÓDULOS			
Tipo	Policristalino	Superficie del módulo	1,592x1,323m ²
Número	380,40*	Numero de células por módulo	120
Inclinación	30º	Dimensiones de la célula	0,125x0,125m ²
Eficiencia módulo	12,34% 12,72%*	Coefficiente de disminución de la potencia con la temperatura	0,47%/K
Eficiencia células	13,87% 14,29%*		
Potencia nominal	260W, 268W*		
CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR			
Eficiencia máxima	96,20%	Potencia máxima CC	111kW
Euroeficiencia	94,90%	Potencia nominal CA	105kW
DATOS DISPONIBLES			
Producción (kWh)	Real medida	Ta ambiente	Real medida (2013 y 2014)
Ta ambiente	Interpolada SIAR	Ta panel	Real medida (2013 y 2014)
Humedad	Interpolada SIAR	Radiación inclinada	Real medida (2013 y 2014)
Vel Viento	Interpolada SIAR		
Radiación horiz	Interpolada SIAR		
Radiación inclin	Calculada		

Tabla I.1 Características Villacidaler

CARACTERÍSTICAS GENERALES			
Localidad	Alija del Infantado (León)	Latitud	42°08'23" N
Potencia pico	52,8kWp	Longitud	5°49'50" O
		Altitud	734 m
CARACTERÍSTICAS DE LOS MÓDULOS			
Tipo	Policristalino	Superficie del módulo	1,593x0,79m ²
Número	320	Numero de células por módulo	72
Inclinación	30º	Dimensiones de la célula	0,125x0,125m ²
Eficiencia módulo	13,1%	Coefficiente de disminución de la potencia con la temperatura	0,5%/K
Eficiencia células	14,65%		
Potencia nominal	165W		
CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR			
Eficiencia máxima	96,30%	Potencia máxima CC	65kW
Euroeficiencia	94,30%	Potencia nominal CA	50kW
DATOS DISPONIBLES			
Producción (kWh)	Real medida		
Ta ambiente	Interpolada SIAR		
Humedad	Interpolada SIAR		
Vel Viento	Interpolada SIAR		
Radiación horiz	Interpolada SIAR		
Radiación inclin	Calculada		

Tabla I.2 Características Alija del Infantado

CARACTERÍSTICAS GENERALES			
Localidad	Valladolid	Latitud	41°39'08" N
Potencia pico	54,11kWp	Longitud	4°43'24" O
		Altitud	690 m
CARACTERÍSTICAS DE LOS MÓDULOS			
Tipo	Policristalino	Superficie del módulo	1,575x0,826m ²
Número	324	Numero de células por módulo	72
Inclinación	30º	Dimensiones de la célula	0,125x0,125m ²
Eficiencia módulo	12,8%	Coeficiente de disminución de la potencia con la temperatura	
Eficiencia células	14,85%		
Potencia nominal	167W		
CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR			
Eficiencia máxima	96,10%	Potencia máxima CC	56,7kW
Euroeficiencia	95,20%	Potencia nominal CA	54kW
DATOS DISPONIBLES			
Producción (kWh)	Real medida	Ta ambiente	Real medida (2011, 2012, 2013 y 2014)
Ta ambiente	Interpolada SIAR	Ta panel	Real medida (2011, 2012, 2013 y 2014)
Humedad	Interpolada SIAR	Radiación inclir	Real medida (2011, 2012, 2013 y 2014)
Vel Viento	Interpolada SIAR		
Radiacion horiz	Interpolada SIAR		
Radiación inclin	Calculada		

Tabla I.3 Características Valladolid Sur

CARACTERÍSTICAS GENERALES			
Localidad	Boecillo (Valladolid)	Latitud	41°32'25" N
Potencia pico	110,25kWp	Longitud	4°41'57" O
		Altitud	721 m
CARACTERÍSTICAS DE LOS MÓDULOS			
Tipo	Policristalino	Superficie del módulo	1,675x1,001m ²
Número	525	Numero de células por módulo	60
Inclinación	20º	Dimensiones de la célula	0,156x0,156m ²
Eficiencia módulo	12,5%	Coeficiente de disminución de la potencia con la temperatura	
Eficiencia células	14,35%		0,48%/K
Potencia nominal	210W		
CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR			
Eficiencia máxima	96,20%	Potencia máxima CC	111kW
Euroeficiencia	94,90%	Potencia nominal CA	105kW
DATOS DISPONIBLES			
Producción (kWh)	Real medida		
Ta ambiente	Interpolada SIAR		
Humedad	Interpolada SIAR		
Vel Viento	Interpolada SIAR		
Radiacion horiz	Interpolada SIAR		
Radiación inclin	Calculada		

Tabla I.4 Características Boecillo

CARACTERÍSTICAS GENERALES			
Localidad	Fresno el Viejo (Valladolid)	Latitud	41°11'48" N
Potencia pico	99,33kWp	Longitud	5°08'46" O
		Altitud	759 m
CARACTERÍSTICAS DE LOS MÓDULOS			
Tipo	Policristalino	Superficie del módulo	1,660x0,990m ²
Número	462	Numero de células por módulo	60
Inclinación	30º	Dimensiones de la célula	0,156x0,156m ²
Eficiencia módulo	13,1%	Coeficiente de disminución de la potencia con la temperatura	0,43%/K
Eficiencia células	14,74%		
Potencia nominal	215W		
CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR			
Eficiencia máxima	96,20%	Potencia máxima CC	111kW
Euroeficiencia	94,90%	Potencia nominal CA	105kW
DATOS DISPONIBLES			
Producción (kWh)	Real medida		
Ta ambiente	Interpolada SIAR		
Humedad	Interpolada SIAR		
Vel Viento	Interpolada SIAR		
Radiación horiz	Interpolada SIAR		
Radiación inclin	Calculada		

Tabla I.5 Características Fresno el Viejo

CARACTERÍSTICAS GENERALES			
Localidad	Villanubla (Valladolid)	Latitud	41°41'58" N
Potencia pico	45,54kWp	Longitud	4°50'28" O
		Altitud	842 m
CARACTERÍSTICAS DE LOS MÓDULOS			
Tipo	Monocristalino	Superficie del módulo	1,559x0,798m ²
Número	207	Numero de células por módulo	72
Inclinación	6º	Dimensiones de la célula	0,125x0,125m ²
Eficiencia módulo	17,7%	Coeficiente de disminución de la potencia con la temperatura	0,38%/K
Eficiencia células	19,57%		
Potencia nominal	220W		
CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR 1			
Eficiencia máxima	96%	Potencia máxima CC	12,9kW
Euroeficiencia	94,90%	Potencia nominal CA	9,9kW
CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR 2			
Eficiencia máxima	96,10%	Potencia máxima CC	39kW
Euroeficiencia	95,50%	Potencia nominal CA	30kW
DATOS DISPONIBLES			
Producción (kWh)	Real medida		
Ta ambiente	Interpolada SIAR		
Humedad	Interpolada SIAR		
Vel Viento	Interpolada SIAR		
Radiación horiz	Interpolada SIAR		
Radiación inclin	Calculada		

Tabla I.6 Características Villanubla

CARACTERÍSTICAS GENERALES			
Localidad	Torrecilla de la Torre (Valladolid)	Latitud	41°39'55" N
Potencia pico	99,16kWp	Longitud	5°03'00" O
		Altitud	752 m
CARACTERÍSTICAS DE LOS MÓDULOS			
Tipo	Policristalino	Superficie del módulo	1,592x1,323m ²
Número	370	Numero de células por módulo	120
Inclinación	30º	Dimensiones de la célula	0,125x0,125m ²
Eficiencia módulo	12,72%	Coeficiente de disminución de la potencia con la temperatura	0,47%/K
Eficiencia células	14,29%		
Potencia nominal	268W		
CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR			
Eficiencia máxima	96,00%	Potencia máxima CC	111kW
Euroeficiencia	94,90%	Potencia nominal CA	105kW
DATOS DISPONIBLES			
Producción (kWh)	Real medida		
Ta ambiente	Interpolada SIAR		
Humedad	Interpolada SIAR		
Vel Viento	Interpolada SIAR		
Radiacion horiz	Interpolada SIAR		
Radiación inclin	Calculada		

Tabla I.7 Características Torrecilla de la Torre

CARACTERÍSTICAS GENERALES			
Localidad	Arévalo (Ávila)	Latitud	41°03'55" N
Potencia pico	100,8kWp	Longitud	4°43'08" O
		Altitud	820 m
CARACTERÍSTICAS DE LOS MÓDULOS			
Tipo	Policristalino	Superficie del módulo	1,675x1,001m ²
Número	504	Numero de células por módulo	60
Inclinación	30º	Dimensiones de la célula	0,156x0,156m ²
Eficiencia módulo	11,93%	Coeficiente de disminución de la potencia con la temperatura	0,48%/K
Eficiencia células	13,70%		
Potencia nominal	200W		
CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR			
Eficiencia máxima	96,00%	Potencia máxima CC	111kW
Euroeficiencia	94,90%	Potencia nominal CA	105kW
DATOS DISPONIBLES			
Producción (kWh)	Real medida		
Ta ambiente	Interpolada SIAR		
Humedad	Interpolada SIAR		
Vel Viento	Interpolada SIAR		
Radiacion horiz	Interpolada SIAR		
Radiación inclin	Calculada		

Tabla I.8 Características Arévalo

CARACTERÍSTICAS GENERALES			
Localidad	Mojados (Valladolid)	Latitud	41°25'58" N
Potencia pico	74,36kWp	Longitud	4°39'41" O
		Altitud	714 m
CARACTERÍSTICAS DE LOS MÓDULOS			
Tipo	Monocristalino	Superficie del módulo	1,559x0,798m ²
Número	338	Numero de células por módulo	72
Inclinación	10º	Dimensiones de la célula	0,125x0,125m ²
Eficiencia módulo	17,70%	Coeficiente de disminución de la potencia con la temperatura	0,38%/K
Eficiencia células	19,57%		
Potencia nominal	220W		
CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR			
Eficiencia máxima	96,00%	Potencia máxima CC	111kW
Euroeficiencia	94,90%	Potencia nominal CA	105kW
DATOS DISPONIBLES			
Producción (kWh)	Real medida		
Ta ambiente	Interpolada SIAR		
Humedad	Interpolada SIAR		
Vel Viento	Interpolada SIAR		
Radiacion horiz	Interpolada SIAR		
Radiación inclin	Calculada		

Tabla I.9 Características Mojados

CARACTERÍSTICAS GENERALES			
Localidad	Valladolid	Latitud	41°39'08" N
Potencia pico	46,134kWp	Longitud	4°43'24" O
		Altitud	690 m
CARACTERÍSTICAS DE LOS MÓDULOS			
Tipo	Policristalino	Superficie del módulo	1,640x0,955m ²
Número	198	Numero de células por módulo	60
Inclinación	30º	Dimensiones de la célula	0,156x0,156m ²
Eficiencia módulo	14,88%	Coeficiente de disminución de la potencia con la temperatura	0,43%/K
Eficiencia células	15,96%		
Potencia nominal	233W		
CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR			
Eficiencia máxima	96,10%	Potencia máxima CC	51,75kW
Euroeficiencia	95,20%	Potencia nominal CA	45kW
DATOS DISPONIBLES			
Producción (kWh)	Real medida		
Ta ambiente	Interpolada SIAR		
Humedad	Interpolada SIAR		
Vel Viento	Interpolada SIAR		
Radiacion horiz	Interpolada SIAR		
Radiación inclin	Calculada		

Tabla I.10 Características Valladolid Norte

CARACTERÍSTICAS GENERALES			
Localidad	Torrecilla de la Orden (Valladolid)	Latitud	41°13'10" N
Potencia pico	11,25kWp	Longitud	5°13'22" O
		Altitud	782 m
CARACTERÍSTICAS DE LOS MÓDULOS			
Tipo	Policristalino	Superficie del módulo	1,477x0,975m ²
Número	65	Numero de células por módulo	54
Inclinación	30º	Dimensiones de la célula	0,156x0,156m ²
Eficiencia módulo	12,00%	Coeficiente de disminución de la potencia con la temperatura	0,5%/K
Eficiencia células	13,15%		
Potencia nominal	173W		
CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR			
Eficiencia máxima	96,00%	Potencia máxima CC	12kW
Euroeficiencia	95,00%	Potencia nominal CA	10kW
DATOS DISPONIBLES			
Producción (kWh)	Real medida		
Ta ambiente	Interpolada SIAR		
Humedad	Interpolada SIAR		
Vel Viento	Interpolada SIAR		
Radiacion horiz	Interpolada SIAR		
Radiación inclin	Calculada		

Tabla I.11 Características Torrecilla de la Orden

ANEXO II

Comparativa entre datos de radiación en MJ/m².d proporcionados mediante estimación con los métodos IDW y vecino más cercano y aplicación **Photovoltaic Geographical Information System - Interactive Maps**.

Villacidaler

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual
2009	5,5382	12,1308	18,1791	21,2412	26,7905	25,3788	29,2367	25,2123	20,2215	12,5521	6,9537	5,0098	17,3704
2010	5,8646	8,3046	13,4328	21,3031	23,5848	24,4735	28,4399	24,7264	17,5971	11,7574	7,5662	5,1907	16,0201
2011	4,9078	9,7122	12,7728	19,2762	23,8714	27,3827	28,5092	23,6183	20,0168	14,1432	6,2731	5,9122	16,3663
2012	6,5628	12,2148	17,2175	16,1243	25,1295	27,1347	28,7497	24,9418	17,7878	10,7307	6,4747	4,4919	16,4633
2013	5,8288	9,4739	11,0484	18,0836	21,9036	25,4907	27,0912	25,2402	18,6994	9,5159	7,7833	5,7434	15,4919
2014	5,0900	8,4077	15,5307	19,6718	24,9195	27,4542	26,4376	24,1534	17,8748	11,8283	5,6686	5,6450	16,0568
media	5,6320	10,0407	14,6969	19,2834	24,3665	26,2191	28,0774	24,6487	18,6996	11,7546	6,7866	5,3321	16,2948
Aplicación	6,2280	10,3320	15,8040	19,1160	23,2920	26,5320	27,9720	24,2280	18,7200	12,1680	7,6680	5,7960	16,4880

Tabla II.1 comparativa entre aplicación para datos fotovoltaicos y métodos de interpolación usados Villacidaler.

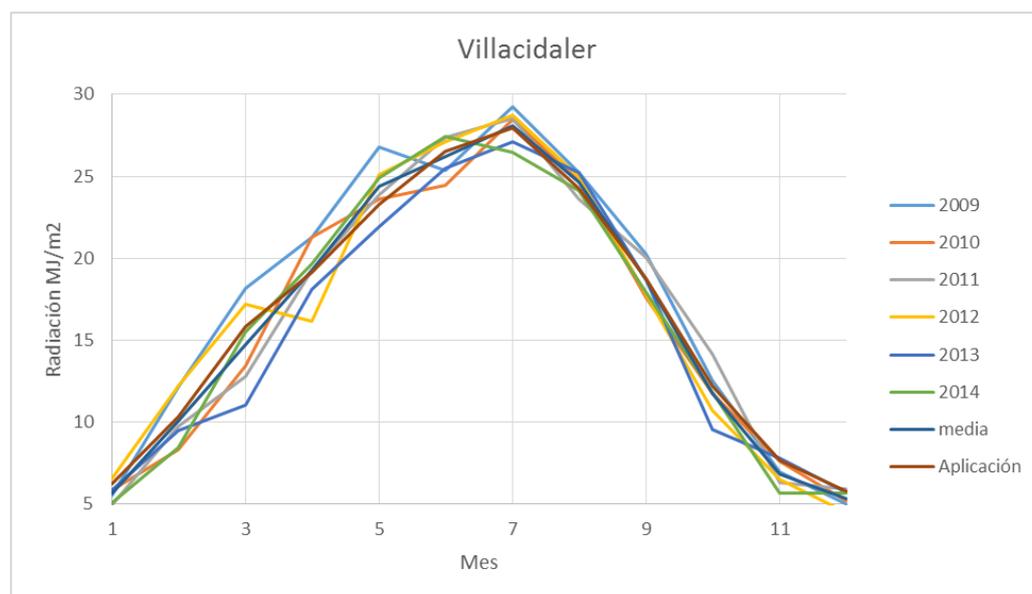


Figura II.1 comparativa entre aplicación para datos fotovoltaicos y métodos de interpolación usados Villacidaler.

Alija del Infantado

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual
2009	5,4416	12,4332	18,3835	21,8877	26,2748	25,4173	28,4935	24,7932	21,1827	13,1348	7,3907	5,8697	17,5586
2010	6,5223	9,7500	14,2613	19,5170	25,1561	24,3727	28,7074	24,6242	16,4047	11,6181	8,2953	4,9994	16,1857
2011	4,9019	10,0125	12,5900	18,8710	22,3781	26,1593	28,7732	23,5306	19,4957	14,2055	6,0583	6,6777	16,1378
2012	7,7448	13,6117	17,3403	14,8657	23,9458	26,2320	28,5577	25,0790	16,3180	10,3626	6,2123	4,9574	16,2690
2013	6,0716	9,1861	11,1397	16,9170	21,7829	26,3537	25,7577	23,7829	18,0637	10,4535	8,4127	5,7110	15,3027
2014	5,8687	8,8068	14,9890	19,3627	24,5935	26,5937	26,3952	23,4639	16,9813	11,6997	5,9047	5,8245	15,8736
media	6,0918	10,6334	14,7840	18,5702	24,0219	25,8548	27,7808	24,2123	18,0743	11,9124	7,0457	5,6733	16,2212
Aplicación	6,5160	10,7640	16,4160	19,7640	23,7960	26,9640	27,6840	24,1200	18,5400	12,2040	7,7760	5,9760	16,7100

Tabla II.2 comparativa entre aplicación para datos fotovoltaicos y métodos de interpolación usados Alija del Infantado.

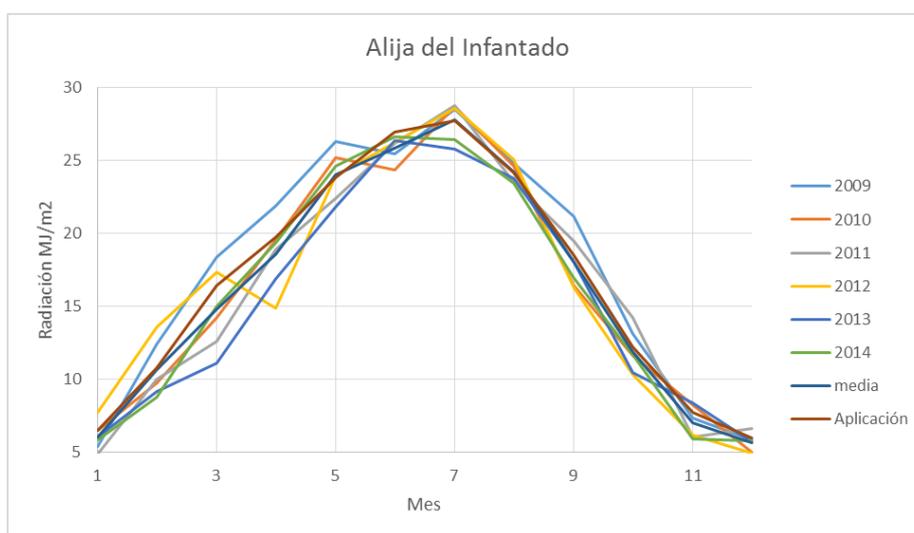


Figura II.2 comparativa entre aplicación para datos fotovoltaicos y métodos de interpolación usados Alija del Infantado.

Valladolid Sur

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual
2009	5,0955	11,6621	17,8687	19,8493	25,6655	25,9890	28,4545	24,8126	19,1123	12,5594	6,8830	4,4716	16,8686
2010	5,6245	7,6689	12,5529	20,2137	23,1068	23,8683	27,5268	24,8432	17,8010	12,2748	7,1623	5,5571	15,6834
2011	5,3294	9,7504	12,8042	19,7837	24,3652	27,0323	27,5171	22,2410	19,6543	14,1026	5,7217	5,9968	16,1915
2012	5,4319	12,3403	17,0865	14,8603	24,6055	25,6823	27,6235	24,2426	17,8167	10,8294	6,3190	4,5916	15,9525
2013	5,1945	7,9736	9,7303	16,2147	19,7084	23,3680	25,3126	23,5806	17,8573	10,1471	7,0160	5,4113	14,2929
2014	4,8539	8,0421	15,0816	18,0840	24,3006	25,9183	24,7839	24,3665	18,1033	11,2823	5,4573	4,7984	15,4227
media	5,2549	9,5729	14,1874	18,1676	23,6253	25,3097	26,8697	24,0144	18,3908	11,8659	6,4266	5,1378	15,7353
Aplicación	6,2280	10,3680	15,6240	18,7200	23,1120	26,6040	28,0080	24,4800	18,6840	12,4560	7,6320	5,8680	16,4820

Tabla II.3 comparativa entre aplicación para datos fotovoltaicos y métodos de interpolación usados Valladolid Sur.

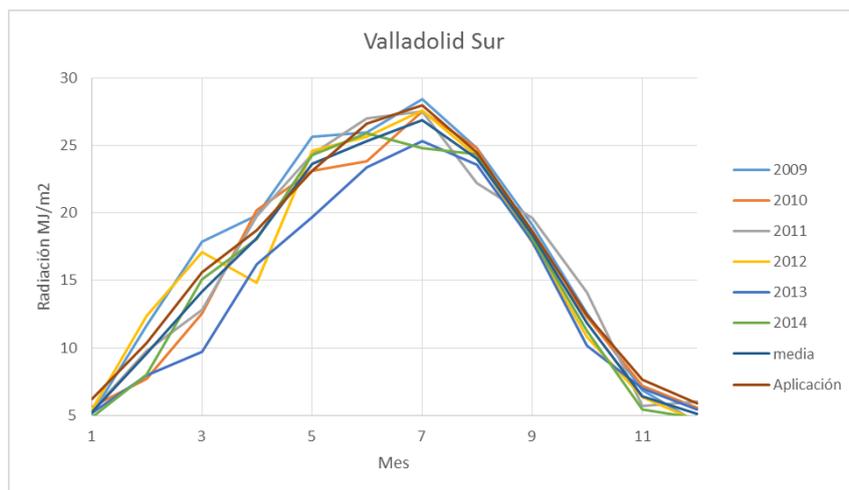


Figura II.3 comparativa entre aplicación para datos fotovoltaicos y métodos de interpolación usados Valladolid Sur.

Boecillo

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual
2009		11,7231	18,9995	20,7086	26,3470	26,8500	29,4412	24,9165	18,7371	12,6430	6,7509	4,4834	18,3273
2010	5,4969	7,7837	12,4414	20,0885	22,9788	23,9210	27,8989	25,1109	17,9832	12,4011	7,0090	5,5093	15,7186
2011	5,2671	10,1239	12,8103	19,9820	24,0248	27,0572	27,9788	23,2872	20,0779	14,3859	5,9800	6,1067	16,4235
2012	5,6287	12,1107	17,1685	14,4286	24,9286	26,1711	28,4316	24,5456	17,6790	10,8593	6,3825	4,7260	16,0884
2013	5,4775	8,6478	10,3643	16,9983	20,5671	24,6897	25,9863	24,2777	18,1454	10,8108	7,2906	5,5236	14,8983
2014	4,9161	8,0972	15,2946	18,8427	25,2164	27,1272	26,0181	24,8791	17,7921	11,9696	5,8566	5,1859	15,9330
media	5,3572	9,7477	14,5131	18,5081	24,0105	25,9694	27,6258	24,5028	18,4025	12,1783	6,5450	5,2558	16,0513
Aplicación	6,0840	10,3680	15,6240	18,9000	23,1120	26,6400	28,0440	24,4800	18,5760	12,3840	7,5600	5,7600	16,4610

Tabla II.4 comparativa entre aplicación para datos fotovoltaicos y métodos de interpolación usados Boecillo.

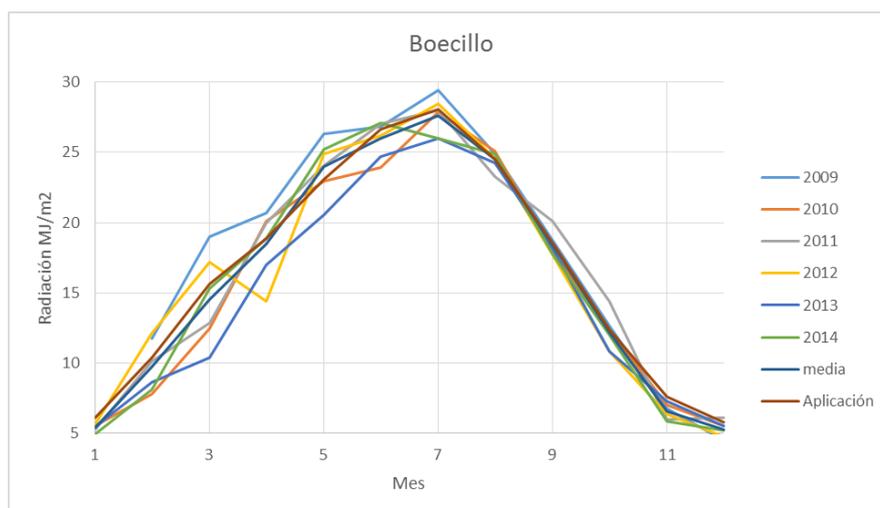


Figura II.4 comparativa entre aplicación para datos fotovoltaicos y métodos de interpolación usados Boecillo.

Fresno el Viejo

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual
2009		11,9261	18,8904	21,3029	25,8073	26,5000	30,2807	26,3729	20,4477	13,3787	7,4742	4,9363	18,8470
2010	6,3606	9,2500	13,6013	20,8470	23,5503	25,5427	28,9461	25,7535	19,4297	13,7816	8,1687	6,6371	16,8224
2011	6,4210	12,5307	14,8955	21,6520	25,6723	29,5677	29,7348	22,6368	20,4250	12,7410	6,8663	6,8510	17,4995
2012	6,1665	12,0717	17,8413	16,3003	26,0345	27,0963	29,3139	25,3519	18,3700	12,1742	7,5253	5,8394	17,0071
2013	7,2735	11,3854	13,1132	20,1193	24,4458	27,9003	29,2216	27,2813	20,3867	13,3039	8,7420	6,1045	17,4398
2014	6,3674	10,0857	16,4994	20,3607	26,1881	28,8013	27,2223	25,2684	17,9310	13,8681	6,7310	6,2697	17,1327
media	6,5178	11,2083	15,8068	20,0970	25,2831	27,5681	29,1199	25,4441	19,4983	13,2079	7,5846	6,1063	17,2869
Aplicación	6,5520	10,6920	15,9480	19,1160	23,2200	26,7840	28,2240	24,6240	18,7920	12,6720	7,8840	6,0840	16,7160

Tabla II.5 comparativa entre aplicación para datos fotovoltaicos y métodos de interpolación usados Fresno el Viejo.

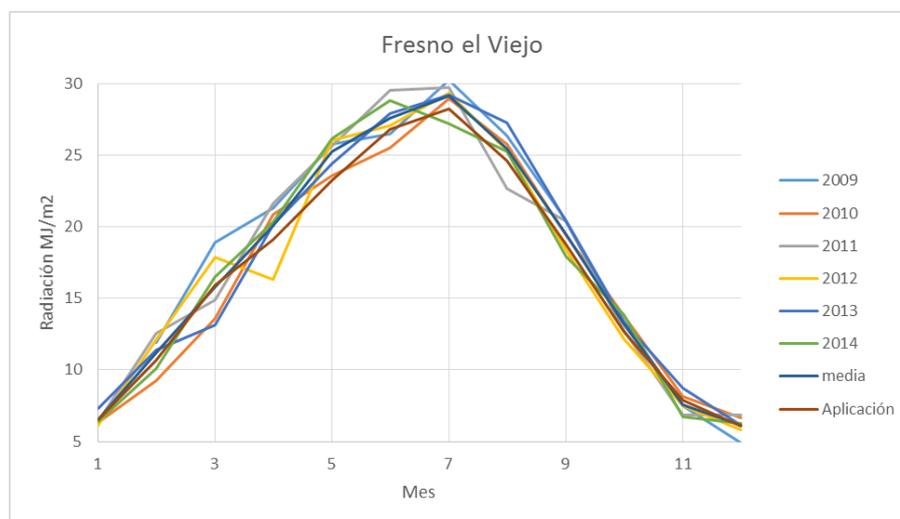


Figura II.5 comparativa entre aplicación para datos fotovoltaicos y métodos de interpolación usados Fresno el Viejo.

Villanubla

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual
2009	5,3457	11,9718	18,2099	20,6234	26,4171	26,5997	29,4427	25,0920	19,7085	12,9070	7,1363	4,7341	17,3490
2010	5,8063	8,0084	12,9879	20,8197	23,6229	24,2788	28,0358	25,0364	17,8725	12,2121	7,1646	5,4187	15,9387
2011	5,2885	9,9033	12,8782	19,8769	24,2463	27,1241	27,9291	22,7162	19,7811	14,1712	5,9306	6,0576	16,3253
2012	5,7299	12,3677	17,1725	15,0115	24,8686	26,0532	27,9084	24,5114	18,0097	10,9688	6,4495	4,7390	16,1492
2013	5,5484	8,7397	10,5217	17,0137	20,8598	24,5033	26,1636	24,2107	18,3180	10,4995	7,2699	5,4933	14,9285
2014	5,0394	8,2569	15,3513	18,6930	24,9141	26,9238	25,6419	24,5949	18,1318	11,6799	5,7152	5,0660	15,8340
media	5,4597	9,8746	14,5202	18,6730	24,1548	25,9138	27,5203	24,3603	18,6369	12,0731	6,6110	5,2515	16,0874
Aplicación	6,1200	10,2960	15,8040	19,0080	23,5080	26,5320	27,6840	24,0120	18,4680	12,3120	7,6320	5,9040	16,4400

Tabla II.6 comparativa entre aplicación para datos fotovoltaicos y métodos de interpolación usados Villanubla.

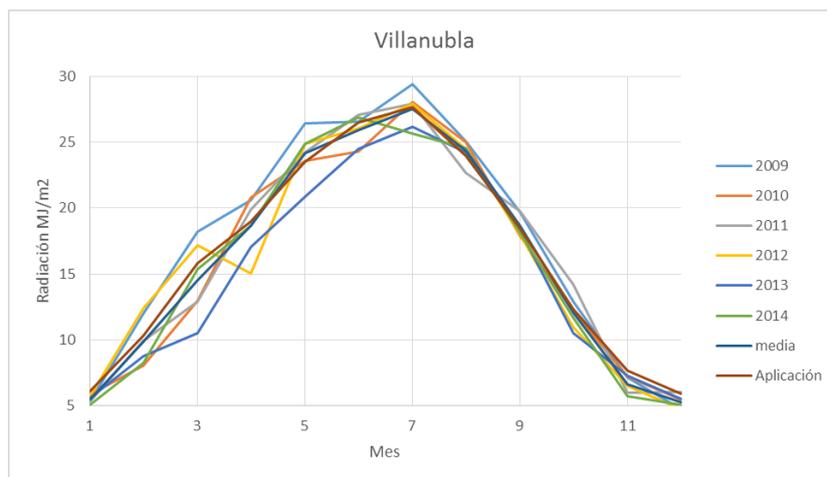


Figura II.6 comparativa entre aplicación para datos fotovoltaicos y métodos de interpolación usados Villanubla.

Torrecilla de la Torre

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual
2009	5,5494	12,2701	18,4966	21,4393	27,2325	27,2870	30,4912	24,9506	19,5257	12,8916	7,1559	4,7295	17,6683
2010	5,8610	8,1679	13,0131	20,7035	23,4288	24,6558	28,7435	25,6171	18,2867	12,5073	7,3828	5,3632	16,1442
2011	5,3873	10,5382	13,4990	20,6078	24,4841	27,6499	28,5123	23,3538	20,0289	14,2823	5,9647	6,1287	16,7031
2012	5,6605	12,3662	17,1822	15,1649	25,1911	26,2660	28,4995	24,7465	17,9706	10,9555	6,5137	4,8661	16,2819
2013	5,6576	9,3486	11,0429	17,3812	21,4970	25,6478	27,0535	24,8771	18,6202	10,8827	7,3944	5,5079	15,4092
2014	5,2105	8,4579	15,6727	19,1597	25,8773	28,1813	26,6807	25,0939	17,8978	12,2358	5,8621	5,3465	16,3064
media	5,5544	10,1915	14,8178	19,0761	24,6185	26,6146	28,3301	24,7732	18,7217	12,2925	6,7123	5,3236	16,4188
Aplicación	6,3000	10,4040	15,8760	18,9720	23,2920	26,7120	28,0080	24,3360	18,6480	12,4560	7,8120	5,9760	16,5660

Tabla II.7 comparativa entre aplicación para datos fotovoltaicos y métodos de interpolación usados Torrecilla de la Torre.

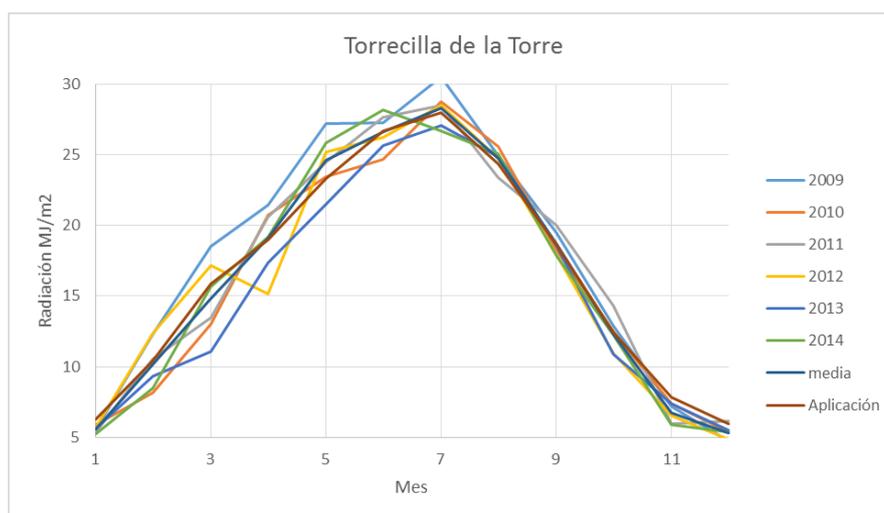


Figura II.7 comparativa entre aplicación para datos fotovoltaicos y métodos de interpolación usados Torrecilla de la Torre.

Arévalo

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual
2009	6,7297	11,8057	18,0190	21,5673	27,0155	27,3703	30,4629	25,7258	19,3810	13,3448	7,7733	5,0806	17,8563
2010	6,0177	9,4536	13,2671	21,5517	23,7197	23,8557	27,6832	24,7542	16,6183	12,6500	7,9057	6,3445	16,1518
2011	5,7455	10,8693	13,1052	20,6353	24,1168	27,1300	29,7294	24,1381	20,5233	15,2658	7,1933	7,2861	17,1448
2012	7,5655	12,1631	17,9503	15,3990	26,2910	27,4467	29,7194	25,3510	18,1677	11,8171	7,0720	5,9200	17,0719
2013	7,0055	10,0264	12,2287	18,8387	22,6471	26,2143	26,8632	25,5226	18,8977	12,5742	7,8333	6,5768	16,2690
2014	5,4803	9,0936	15,4797	20,9860	26,1342	27,6327	27,3839	25,7294	17,2320	13,0794	6,5003	5,8084	16,7116
media	6,4240	10,5686	15,0083	19,8297	24,9874	26,6083	28,6403	25,2035	18,4700	13,1219	7,3797	6,1694	16,8676
Aplicación	6,8400	10,6920	15,9120	19,0080	22,9320	26,6400	28,0080	24,5520	18,6120	12,8520	7,9560	6,3360	16,6950

Tabla II.8 comparativa entre aplicación para datos fotovoltaicos y métodos de interpolación usados Arévalo.

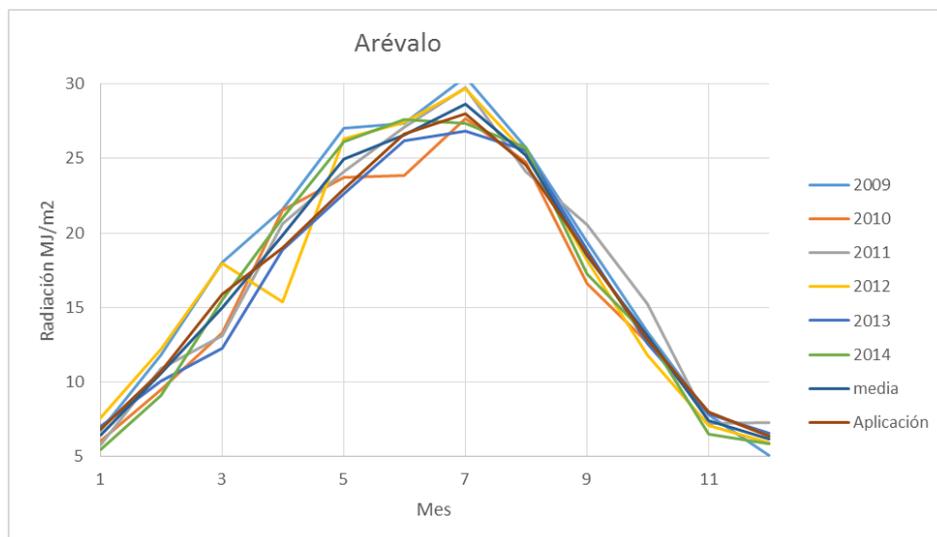


Figura II.8 comparativa entre aplicación para datos fotovoltaicos y métodos de interpolación usados Arévalo.

Mojados

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual
2009		11,9545	19,2792	20,9567	26,8255	26,8580	30,1210	25,3401	18,6619	12,9365	6,7655	4,4533	18,5593
2010	5,4064	8,0163	12,3457	20,1759	22,8845	23,8374	27,6271	24,7694	17,9036	12,3467	6,9236	5,6081	15,6537
2011	5,2250	10,2148	12,5238	19,8483	23,7978	26,9089	28,1991	23,0695	20,3981	14,7035	6,2559	6,3253	16,4558
2012	5,8540	12,0229	17,3731	14,1579	25,3062	26,7002	29,2537	25,0862	17,7836	11,2180	6,5483	4,9431	16,3539
2013	5,8560	9,1620	10,8398	17,6089	21,2474	25,5555	26,3353	24,7579	18,4644	11,4465	7,4949	5,6987	15,3723
2014	5,0687	8,2221	15,3739	19,7289	25,6564	27,7400	26,7698	25,1844	17,7437	12,5154	6,2562	5,4670	16,3106
media	5,4820	9,9321	14,6226	18,7461	24,2863	26,2667	28,0510	24,7012	18,4925	12,5278	6,7074	5,4159	16,2693
Aplicación	6,2280	10,3680	15,4440	18,6120	22,9320	26,5320	27,9360	24,4080	18,5760	12,4200	7,5600	5,8680	16,4070

Tabla II.9 comparativa entre aplicación para datos fotovoltaicos y métodos de interpolación usados Mojados.

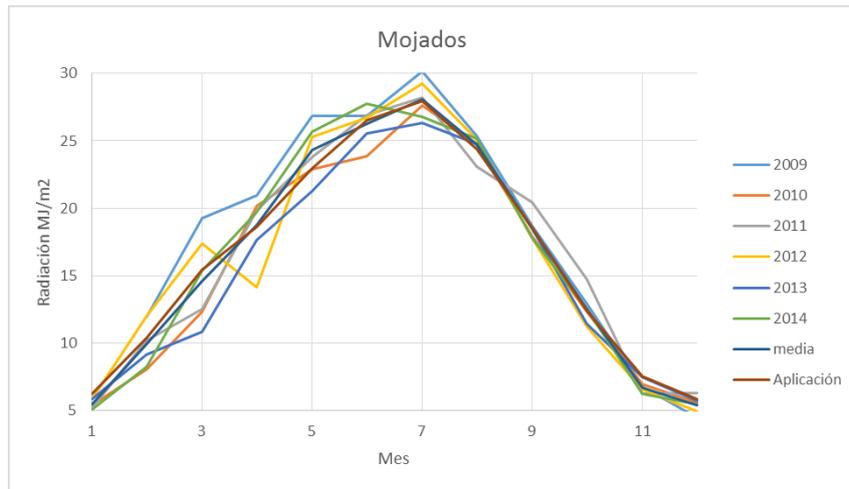


Figura II.9 comparativa entre aplicación para datos fotovoltaicos y métodos de interpolación usados Mojados.

Valladolid Norte

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual
2009					26,0994	28,3643	25,1739	19,7383	12,7884	7,1450	4,7265	2,8200	15,8570
2010	5,6245	7,6689	12,5529	20,2137	23,1068	23,8683	27,5268	24,8432	17,8010	12,2748	7,1623	5,5571	15,6834
2011	5,3294	9,7504	12,8042	19,7837	24,3652	27,0323	27,5171	22,2410	19,6543	14,1026	5,7217	5,9968	16,1915
2012	5,4319	12,3403	17,0865	14,8603	24,6055	25,6823	27,6235	24,2426	17,8167	10,8294	6,3190	4,5916	15,9525
2013	5,1945	7,9736	9,7303	16,2147	19,7084	23,3680	25,3126	23,5806	17,8573	10,1471	7,0160	5,4113	14,2929
2014	4,8539	8,0421	15,0816	18,0840	24,3006	25,9183	24,7839	24,3665	18,1033	11,2823	5,4573	4,7984	15,4227
media	5,2868	9,1551	13,4511	17,8313	23,6976	25,7056	26,3230	23,1687	17,3368	10,9635	6,0671	4,8625	15,3208
Aplicación	6,2280	10,3680	15,6240	18,7200	23,1120	26,6040	28,0080	24,4800	18,6840	12,4560	7,6320	5,8680	16,4820

Tabla II.10 comparativa entre aplicación para datos fotovoltaicos y métodos de interpolación usados Valladolid Norte.

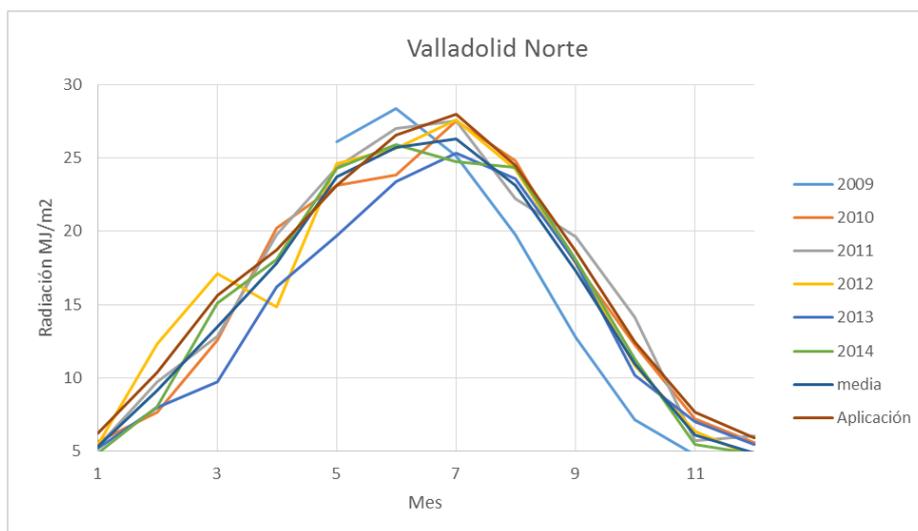


Figura II.10 comparativa entre aplicación para datos fotovoltaicos y métodos de interpolación usados Valladolid Norte.

Torrecilla de la Orden

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual
2011	6,4210	12,5307	14,8955	21,6520	25,6723	29,5677	29,7348	22,6368	20,4250	12,7410	6,8663	6,8510	17,4995
2012	6,1665	12,0717	17,8413	16,3003	26,0345	27,0963	29,3139	25,3519	18,3700	12,1742	7,5253	5,8394	17,0071
2013	7,2735	11,3854	13,1132	20,1193	24,4458	27,9003	29,2216	27,2813	20,3867	13,3039	8,7420	6,1045	17,4398
2014	6,3674	10,0857	16,4994	20,3607	26,1881	28,8013	27,2223	25,2684	17,9310	13,8681	6,7310	6,2697	17,1327
media	6,5571	11,5184	15,5873	19,6081	25,5852	28,3414	28,8731	25,1346	19,2782	13,0218	7,4662	6,2661	17,2698
Aplicación	6,4440	10,5840	15,6960	18,8640	22,9680	26,5320	28,0800	24,3720	18,6480	12,6000	7,8120	6,0120	16,5510

Tabla II.11 comparativa entre aplicación para datos fotovoltaicos y métodos de interpolación usados Torrecilla de la Orden.

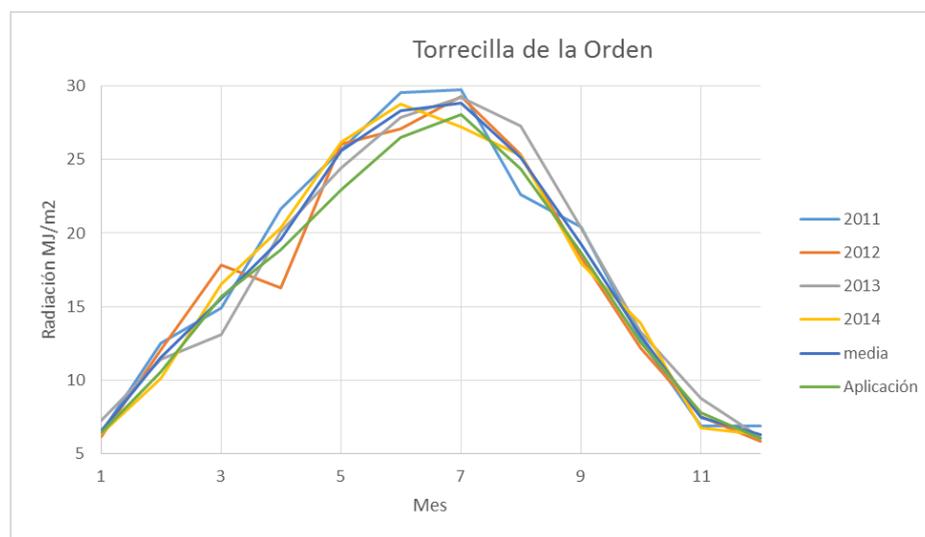


Figura II.11 comparativa entre aplicación para datos fotovoltaicos y métodos de interpolación usados Torrecilla de la Orden.

Error para la estimación de la radiación incidente sobre el plano inclinado.

Villacidaler

rmse 2013

Mes	Liu y Jordan	Koronakis	Tian et al	Badescu	Steven	Hay	Reindl et al	HDKR	Ma e Iqbla	Skartveit
1	15,62	2,74	3,16	3,00	7,74	6,12	6,10	6,09	3,70	2,41
2	11,38	2,11	2,43	2,30	7,16	5,43	5,41	5,40	3,10	2,40
3	13,86	2,41	2,99	2,76	8,23	8,39	8,38	8,37	4,11	2,36
4	9,41	1,71	1,92	1,81	6,52	6,04	6,02	6,02	2,87	1,77
5	8,23	1,56	1,33	1,34	7,02	5,40	5,39	5,38	2,21	1,66
6	26,41	4,86	4,71	4,75	7,97	6,26	6,25	6,25	4,64	4,67
7	7,21	1,39	0,95	1,08	5,46	3,05	3,04	3,04	1,40	1,12
8	7,00	1,34	0,90	1,05	4,73	1,88	1,87	1,86	0,68	1,23
9	25,01	4,59	4,49	4,51	7,43	5,26	5,25	5,25	4,43	4,69
10	11,47	1,98	2,49	2,30	6,58	6,02	6,00	6,00	3,44	1,75
11	11,56	2,03	2,49	2,33	5,37	4,82	4,80	4,80	3,09	1,42
12	17,66	3,15	3,29	3,23	7,41	4,67	4,66	4,65	3,53	3,38
Media	13,73	2,49	2,60	2,54	6,80	5,28	5,26	5,26	3,10	2,41

Tabla II.12 rmse (%) para la estimación de la radiación global diaria sobre el plano inclinado año 2013 Villacidaler.

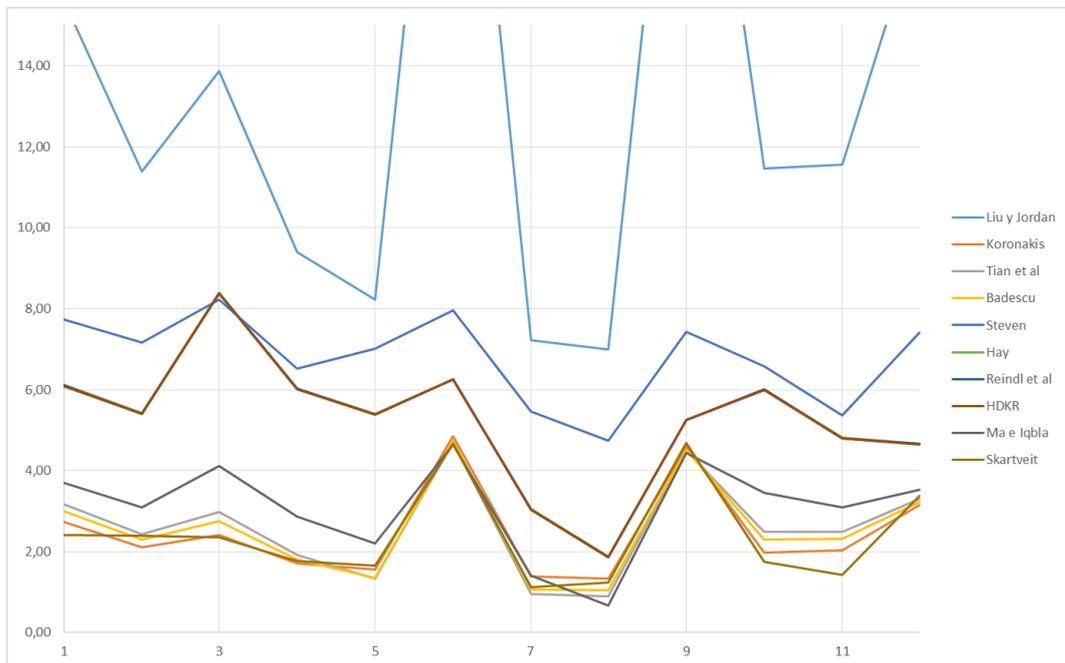


Figura II.12 rmse (%) para la estimación de la radiación global diaria sobre el plano inclinado año 2013 Villacidaler.

rmse 2014

Mes	Liu y Jordan	Koronakis	Tian et al	Badescu	Steven	Hay	Reindl et al	HDKR	Ma e Iqbla	Skartveit
1	3,51	3,41	4,00	3,78	9,45	8,05	8,03	8,02	4,76	2,94
2	2,33	2,24	2,80	2,59	8,14	7,05	7,03	7,03	3,74	2,16
3	1,36	1,42	1,21	1,25	6,12	3,60	3,60	3,59	1,42	2,03
4										
5										
6										
7	18,73	18,94	17,84	18,21	26,52	12,80	12,82	12,83	14,92	18,38
8	18,62	18,81	17,77	18,12	26,27	12,96	12,99	12,99	15,11	18,58
9	17,95	18,16	17,00	17,39	27,89	12,22	12,25	12,26	14,48	19,17
10	16,80	17,00	15,93	16,29	27,50	12,20	12,23	12,24	14,08	19,06
11	13,32	13,57	12,23	12,68	30,27	9,29	9,32	9,33	10,67	17,14
12	13,67	13,85	12,89	13,21	26,90	10,46	10,49	10,50	11,95	17,30
Media	11,81	11,93	11,30	11,50	21,01	9,85	9,86	9,87	10,12	12,97

Tabla II.13 rmse (%) para la estimación de la radiación global diaria sobre el plano inclinado año 2014 Villacidalder.

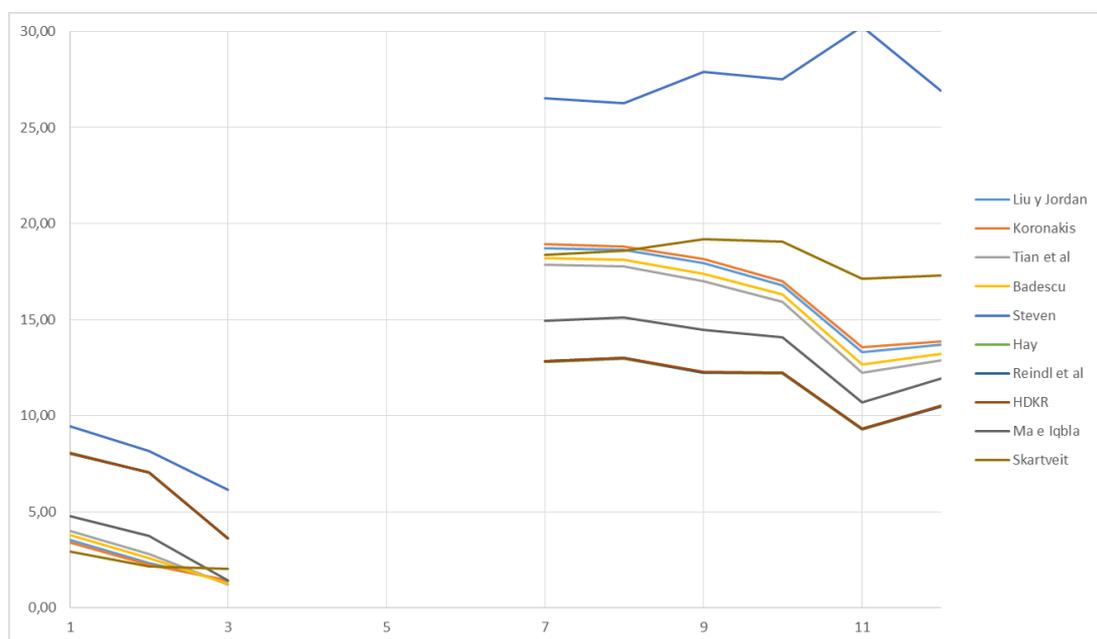


Figura II.13 rmse (%) para la estimación de la radiación global diaria sobre el plano inclinado año 2014 Villacidalder.

mbe 2013

Mes	Liu y Jordan	Koronakis	Tian et al	Badescu	Steven	Hay	Reindl et al	HDKR	Ma e Iqbla	Skartveit
1	-7,97	-0,23	-0,37	-0,32	1,30	-1,00	-1,00	-0,99	-0,48	0,13
2	-4,42	-0,13	-0,27	-0,22	1,24	-0,93	-0,93	-0,92	-0,46	0,17
3	-6,05	-0,16	-0,35	-0,28	1,40	-1,40	-1,40	-1,40	-0,60	0,13
4	-0,24	0,02	-0,13	-0,08	1,15	-0,98	-0,98	-0,98	-0,42	0,15
5	3,81	0,15	-0,01	0,05	1,21	-0,88	-0,88	-0,88	-0,33	0,19
6	9,65	0,35	0,21	0,26	1,24	-0,56	-0,55	-0,55	-0,11	0,33
7	6,06	0,22	0,10	0,14	0,96	-0,48	-0,48	-0,48	-0,20	0,15
8	6,65	0,23	0,14	0,17	0,83	-0,28	-0,28	-0,28	-0,09	0,21
9	7,03	0,25	0,15	0,18	1,12	-0,39	-0,38	-0,38	-0,09	0,35
10	-6,36	-0,18	-0,32	-0,27	1,11	-1,01	-1,01	-1,01	-0,50	0,08
11	-8,49	-0,26	-0,37	-0,33	0,93	-0,83	-0,82	-0,82	-0,49	0,04
12	-2,88	-0,07	-0,18	-0,14	1,18	-0,60	-0,60	-0,60	-0,26	0,27
Media	-0,27	0,01	-0,12	-0,07	1,14	-0,78	-0,78	-0,77	-0,34	0,18

Tabla II.14 mbe (%) para la estimación de la radiación global diaria sobre el plano inclinado año 2013 Villacider. *(Note: The caption text in the image contains a typo 'Villacider' which has been corrected to 'Villacider' based on the context and the table data.)*

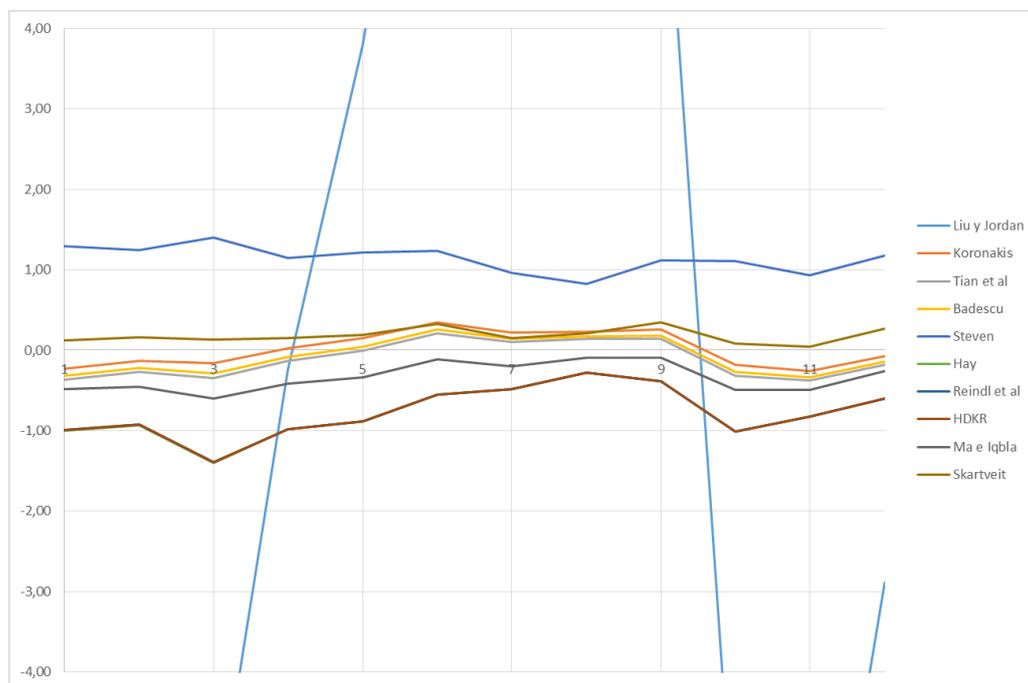


Figura II.14 mbe (%) para la estimación de la radiación global diaria sobre el plano inclinado año 2013 Villacider.

mbe 2014

Mes	Liu y Jordan	Koronakis	Tian et al	Badescu	Steven	Hay	Reindl et al	HDKR	Ma e Iqbla	Skartveit
1	-0,32	-0,29	-0,45	-0,40	1,58	-1,29	-1,29	-1,29	-0,60	0,12
2	-0,22	-0,19	-0,35	-0,30	1,47	-1,21	-1,21	-1,20	-0,56	0,16
3	0,15	0,17	0,06	0,10	1,06	-0,49	-0,48	-0,48	-0,14	0,32
4										
5										
6										
7	3,29	3,33	3,12	3,19	4,75	1,96	1,96	1,96	2,57	3,26
8	3,31	3,35	3,15	3,22	4,71	2,18	2,18	2,19	2,65	3,31
9	3,15	3,19	2,95	3,03	5,07	1,79	1,80	1,80	2,46	3,41
10	2,78	2,82	2,61	2,68	4,80	1,66	1,67	1,67	2,28	3,23
11	1,86	1,91	1,62	1,72	5,11	0,14	0,14	0,15	1,34	2,60
12	2,07	2,10	1,90	1,97	4,62	1,00	1,01	1,01	1,71	2,73
Media	1,78	1,82	1,62	1,69	3,69	0,64	0,64	0,64	1,30	2,13

Tabla II.15 mbe (%) para la estimación de la radiación global diaria sobre el plano inclinado año 2014 Villacideral.

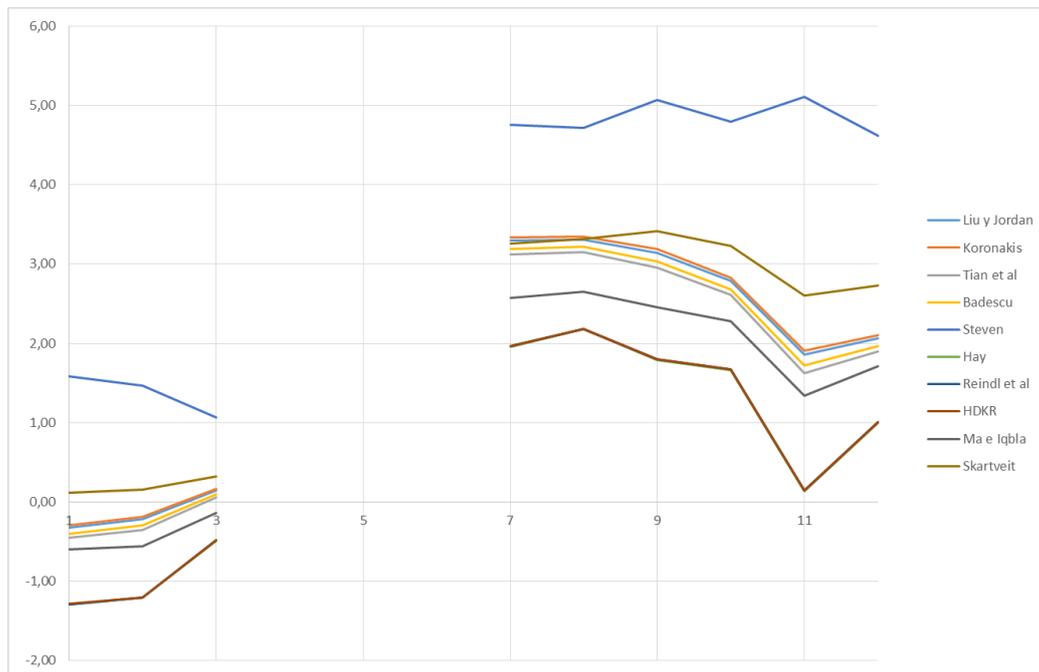


Figura II.15 mbe (%) para la estimación de la radiación global diaria sobre el plano inclinado año 2014 Villacideral.

Valladolid

rmse 2011

Mes	Liu y Jordan	Koronakis	Tian et al	Badescu	Steven	Hay	Reindl et al	HDKR	Ma e Iqbla	Skartveit
1	8,83	8,86	8,59	8,77	15,97	10,87	10,87	10,87	7,13	11,46
2	6,10	6,12	5,81	6,02	12,41	7,27	7,27	7,27	4,79	8,18
3	4,75	4,77	4,46	4,67	10,94	7,50	7,50	7,50	4,08	6,27
4	2,05	2,06	1,98	2,02	6,26	6,00	6,00	6,00	3,25	2,36
5	0,77	0,77	0,89	0,78	4,30	5,04	5,04	5,04	2,93	0,80
6	0,64	0,62	0,90	0,69	3,27	4,66	4,66	4,66	2,91	0,60
7	0,82	0,81	1,00	0,86	2,95	4,04	4,04	4,04	2,78	0,95
8	1,17	1,14	1,46	1,23	3,46	5,37	5,37	5,36	3,51	1,03
9	0,64	0,63	0,80	0,67	3,60	3,83	3,83	3,83	2,41	0,66
10	0,80	0,80	0,85	0,80	3,89	3,36	3,36	3,35	1,83	0,73
11	2,51	2,48	2,98	2,62	7,31	9,66	9,66	9,65	5,04	1,89
12	1,86	1,84	2,16	1,93	5,54	6,17	6,17	6,16	3,56	1,36
Media	2,58	2,58	2,66	2,59	6,66	6,15	6,15	6,14	3,68	3,02

Tabla II.16 rmse (%) para la estimación de la radiación global diaria sobre el plano inclinado año 2011 Valladolid.

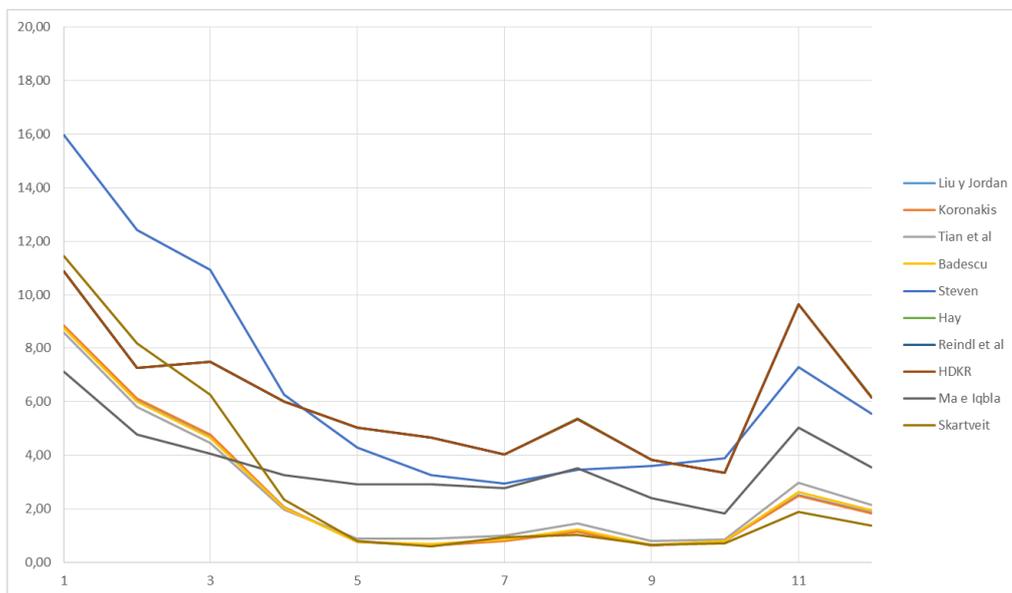


Figura II.16 rmse (%) para la estimación de la radiación global diaria sobre el plano inclinado año 2011 Valladolid.

rmse 2012

Mes	Liu y Jordan	Koronakis	Tian et al	Badescu	Steven	Hay	Reindl et al	HDKR	Ma e Iqbla	Skartveit
1	11,17	1,97	2,43	2,10	7,43	8,80	8,80	8,80	4,28	1,64
2	5,29	1,01	0,97	0,98	4,87	3,61	3,61	3,61	1,86	1,21
3	5,43	0,96	1,19	1,02	3,53	4,46	4,46	4,46	2,61	0,83
4	8,67	1,57	1,84	1,63	7,30	9,31	9,31	9,31	4,26	1,90
5	4,34	0,76	1,03	0,83	3,80	5,16	5,16	5,16	3,07	0,74
6	3,70	0,67	0,87	0,70	4,35	5,35	5,35	5,35	3,15	0,84
7	2,78	0,48	0,73	0,55	2,86	3,84	3,84	3,84	2,57	0,59
8	3,49	0,61	0,87	0,68	2,86	3,87	3,86	3,86	2,65	0,75
9	6,10	1,10	1,29	1,15	4,16	4,92	4,92	4,92	2,98	1,02
10	11,29	2,00	2,37	2,11	4,13	6,58	6,58	6,58	4,29	1,31
11	17,23	3,11	3,57	3,25	5,36	8,87	8,87	8,87	5,64	1,83
12	18,02	3,20	3,68	3,34	6,30	9,40	9,40	9,40	5,58	1,95
Media	8,12	1,45	1,74	1,53	4,75	6,18	6,18	6,18	3,58	1,22

Tabla II.17 rmse (%) para la estimación de la radiación global diaria sobre el plano inclinado año 2012 Valladolid.

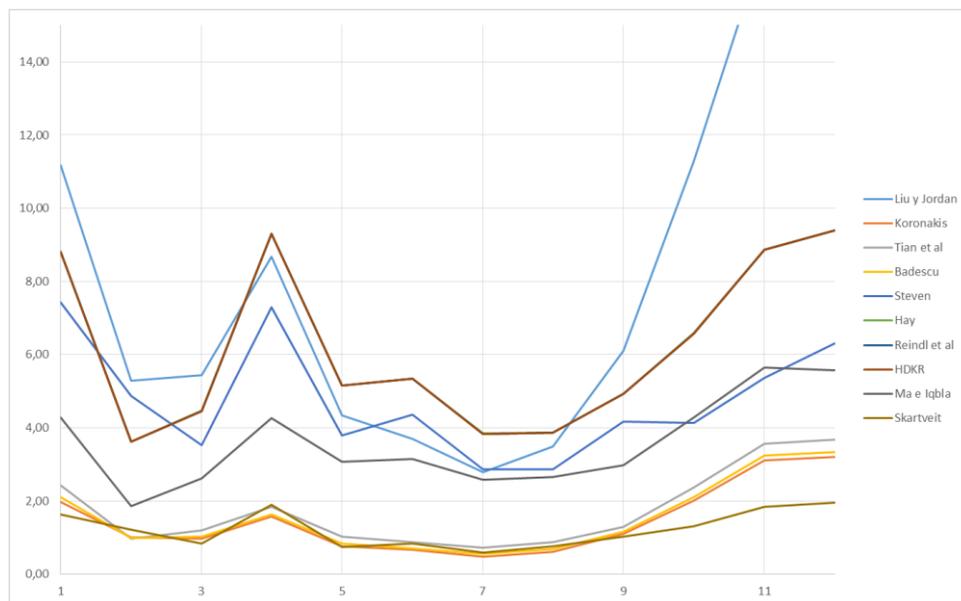


Figura II.17 rmse (%) para la estimación de la radiación global diaria sobre el plano inclinado año 2012 Valladolid.

rmse 2013

Mes	Liu y Jordan	Koronakis	Tian et al	Badescu	Steven	Hay	Reindl et al	HDKR	Ma e Iqbla	Skartveit
1	26,59	4,73	5,26	4,89	3,91	10,90	10,90	10,90	7,50	2,81
2	28,47	5,34	5,88	5,50	3,71	11,88	11,88	11,88	8,56	3,34
3	23,34	4,14	4,76	4,33	4,60	12,25	12,25	12,25	7,78	2,37
4	16,25	2,93	3,44	3,08	3,32	9,22	9,22	9,22	6,22	2,10
5	15,09	2,67	3,17	2,82	3,07	8,81	8,81	8,81	5,99	1,94
6	11,51	2,07	2,49	2,20	2,81	7,24	7,24	7,24	5,02	1,78
7	13,14	2,33	2,70	2,44	1,91	6,50	6,50	6,50	4,82	2,39
8	7,29	1,28	1,60	1,38	2,24	4,85	4,84	4,84	3,45	1,44
9	10,43	1,88	2,23	1,98	2,77	5,96	5,96	5,96	4,30	1,35
10	18,73	3,33	3,78	3,46	3,44	8,46	8,45	8,45	6,04	2,24
11	25,19	4,58	4,87	4,66	6,36	9,11	9,10	9,10	6,55	1,80
12	18,82	3,35	3,72	3,46	5,40	8,08	8,08	8,07	5,34	2,32
Media	17,91	3,22	3,66	3,35	3,63	8,61	8,60	8,60	5,96	2,16

Tabla II.18 rmse (%) para la estimación de la radiación global diaria sobre el plano inclinado año 2013 Valladolid.

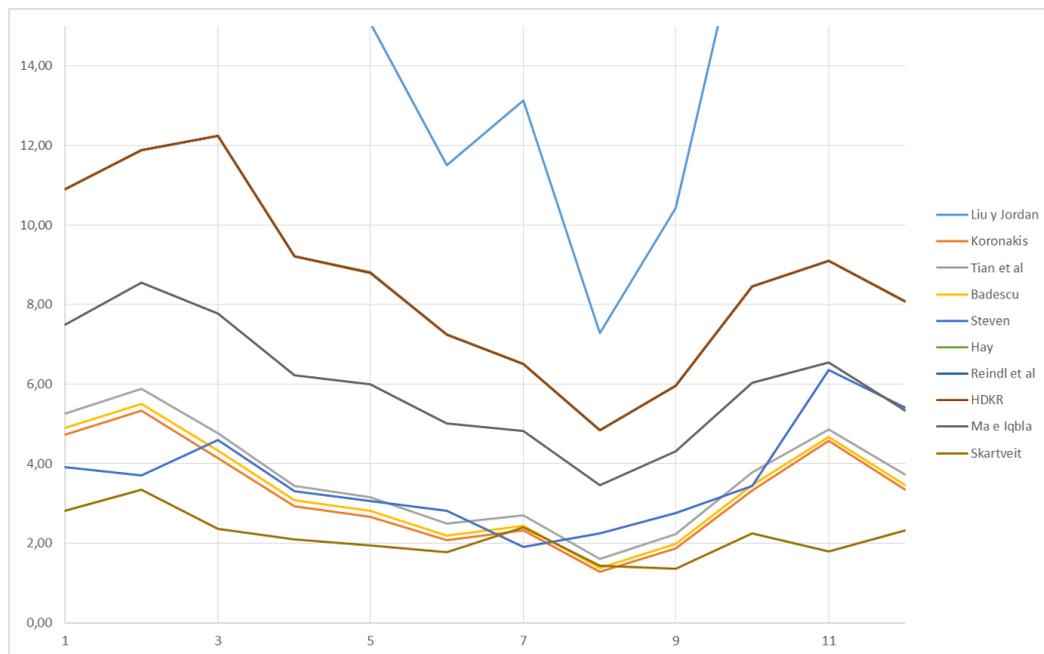


Figura II.18 rmse (%) para la estimación de la radiación global diaria sobre el plano inclinado año 2013 Valladolid.

rmse 2014

Mes	Liu y Jordan	Koronakis	Tian et al	Badescu	Steven	Hay	Reindl et al	HDKR	Ma e Iqbla	Skartveit
1	4,57	4,53	5,04	4,68	7,01	11,61	11,61	11,61	7,87	2,91
2	2,78	2,74	3,28	2,90	5,99	9,82	9,82	9,82	5,69	1,78
3	1,61	1,58	1,93	1,69	3,40	5,93	5,93	5,93	3,74	1,55
4	1,70	1,67	2,14	1,81	4,45	7,78	7,77	7,77	4,77	1,47
5	1,24	1,22	1,57	1,32	3,21	5,66	5,65	5,65	3,77	1,22
6	1,28	1,25	1,62	1,36	3,03	5,69	5,69	5,69	3,96	1,26
7	1,20	1,17	1,51	1,27	3,08	5,50	5,50	5,50	3,65	2,85
8	1,88	1,87	1,99	1,90	3,17	4,53	4,53	4,53	3,38	1,38
9	1,52	1,51	1,75	1,57	4,07	5,48	5,48	5,48	3,55	1,03
10	3,06	3,03	3,42	3,14	3,40	7,66	7,66	7,65	5,83	1,76
11	3,86	3,83	4,34	3,97	7,88	11,53	11,53	11,53	6,60	3,09
12	5,57	5,54	5,95	5,67	6,09	11,01	11,01	11,01	7,73	5,37
Media	2,52	2,49	2,88	2,61	4,56	7,68	7,68	7,68	5,05	2,14

Tabla II.19 rmse (%) para la estimación de la radiación global diaria sobre el plano inclinado año 2014 Valladolid.

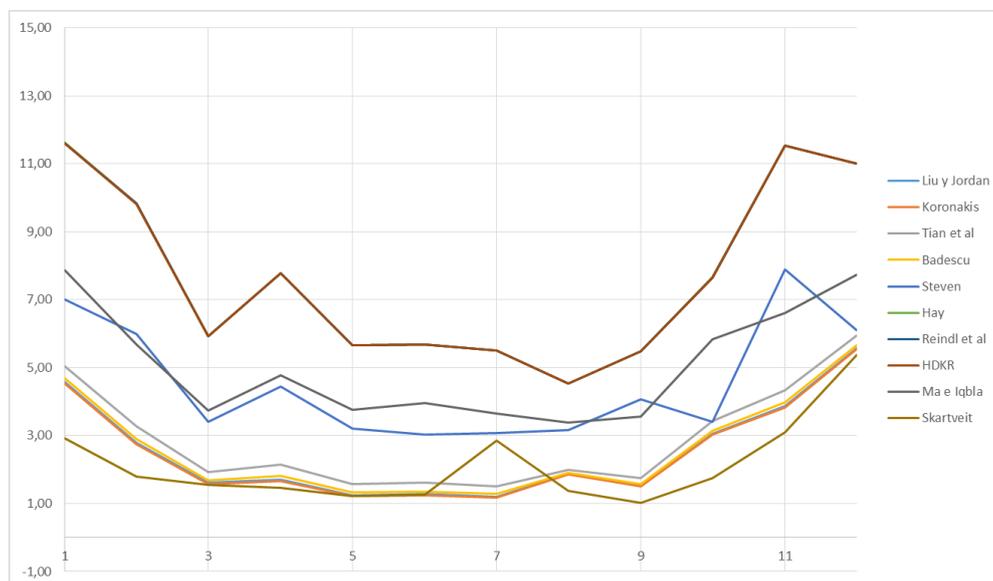


Figura II.19 rmse (%) para la estimación de la radiación global diaria sobre el plano inclinado año 2014 Valladolid.

mbe 2011

Mes	Liu y Jordan	Koronakis	Tian et al	Badescu	Steven	Hay	Reindl et al	HDKR	Ma e Iqbla	Skartveit
1	0,75	0,76	0,63	0,72	2,55	-0,82	-0,82	-0,82	0,11	1,41
2	0,75	0,76	0,64	0,73	2,24	-0,54	-0,54	-0,54	0,01	1,30
3	0,54	0,55	0,43	0,51	1,88	-0,87	-0,87	-0,87	-0,14	0,96
4	0,18	0,19	0,10	0,16	1,12	-0,84	-0,84	-0,84	-0,40	0,38
5	0,00	0,01	-0,07	-0,02	0,74	-0,83	-0,83	-0,83	-0,49	0,05
6	-0,06	-0,06	-0,12	-0,08	0,58	-0,80	-0,80	-0,80	-0,51	-0,08
7	-0,06	-0,06	-0,12	-0,08	0,51	-0,68	-0,68	-0,68	-0,47	-0,11
8	-0,15	-0,15	-0,22	-0,17	0,57	-0,93	-0,93	-0,93	-0,61	-0,12
9	-0,02	-0,02	-0,08	-0,04	0,63	-0,64	-0,64	-0,64	-0,40	-0,01
10	0,02	0,03	-0,03	0,01	0,68	-0,52	-0,52	-0,52	-0,28	0,09
11	-0,31	-0,30	-0,42	-0,34	1,27	-1,68	-1,68	-1,68	-0,79	0,09
12	-0,20	-0,19	-0,27	-0,21	0,94	-1,02	-1,02	-1,01	-0,53	0,05
Media	0,12	0,13	0,04	0,10	1,14	-0,85	-0,85	-0,85	-0,38	0,33

Tabla II.20 mbe (%) para la estimación de la radiación global diaria sobre el plano inclinado año 2011 Valladolid.

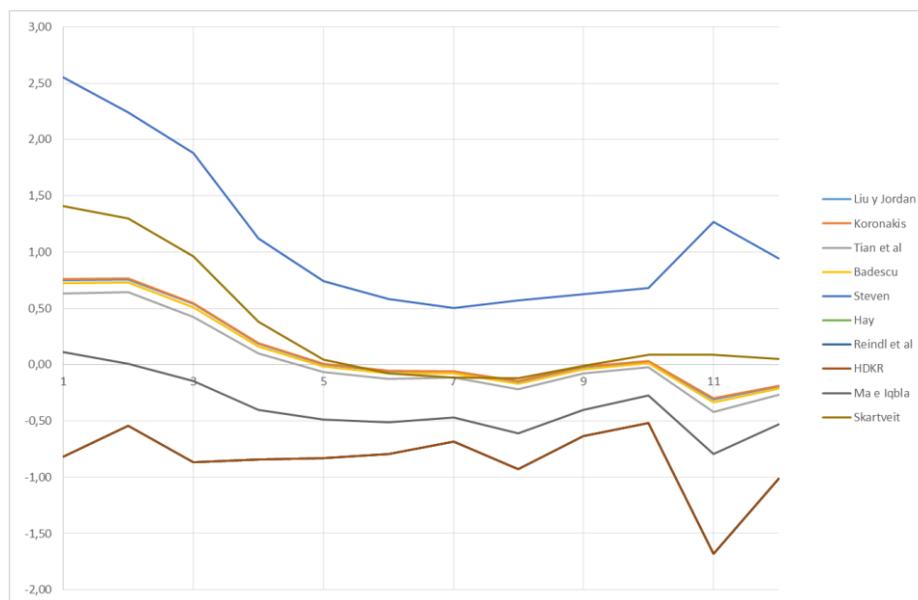


Figura II.20 mbe (%) para la estimación de la radiación global diaria sobre el plano inclinado año 2011 Valladolid.

mbe 2012

Mes	Liu y Jordan	Koronakis	Tian et al	Badescu	Steven	Hay	Reindl et al	HDKR	Ma e Iqbla	Skartveit
1	-7,38	-0,23	-0,34	-0,26	1,29	-1,53	-1,53	-1,53	-0,69	0,14
2	1,32	0,05	-0,01	0,03	0,85	-0,61	-0,61	-0,61	-0,28	0,13
3	-2,38	-0,07	-0,13	-0,09	0,60	-0,72	-0,72	-0,72	-0,42	-0,04
4	-1,91	-0,05	-0,18	-0,09	1,27	-1,63	-1,63	-1,63	-0,69	0,21
5	-1,85	-0,05	-0,13	-0,08	0,65	-0,86	-0,86	-0,86	-0,52	-0,05
6	-1,02	-0,03	-0,11	-0,05	0,75	-0,94	-0,94	-0,94	-0,56	-0,03
7	-1,48	-0,04	-0,10	-0,06	0,50	-0,65	-0,65	-0,65	-0,45	-0,08
8	-2,58	-0,08	-0,14	-0,10	0,49	-0,67	-0,67	-0,67	-0,46	-0,10
9	-1,53	-0,05	-0,12	-0,07	0,72	-0,82	-0,81	-0,81	-0,47	0,02
10	-8,20	-0,26	-0,34	-0,28	0,68	-1,11	-1,11	-1,11	-0,68	-0,06
11	-12,88	-0,42	-0,52	-0,45	0,92	-1,53	-1,53	-1,53	-0,88	-0,08
12	-13,40	-0,42	-0,53	-0,46	1,06	-1,61	-1,61	-1,61	-0,85	-0,04
Media	-4,44	-0,14	-0,22	-0,16	0,82	-1,06	-1,06	-1,06	-0,58	0,00

Tabla II.21 mbe (%) para la estimación de la radiación global diaria sobre el plano inclinado año 2012 Valladolid.

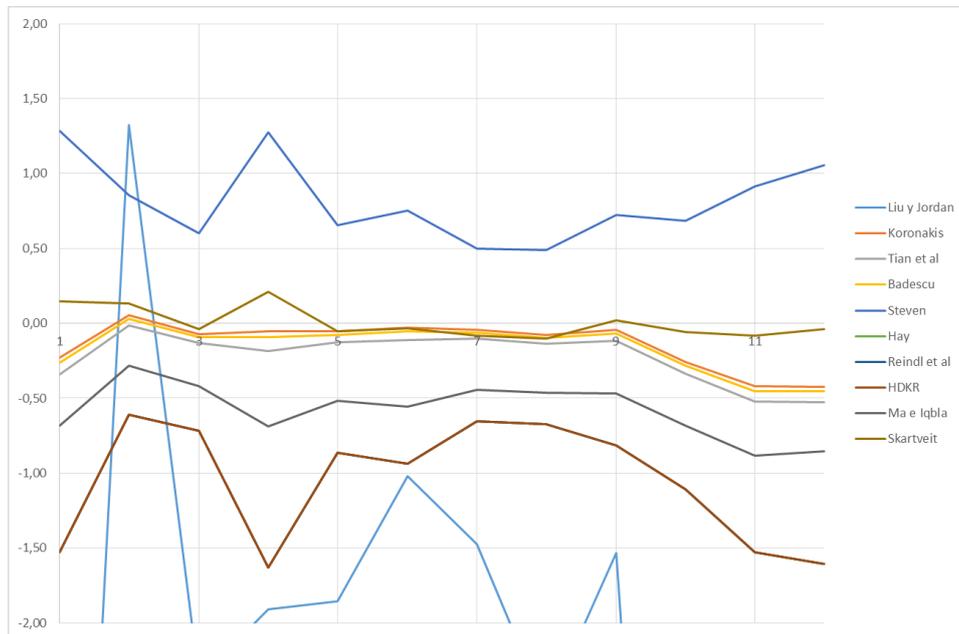


Figura II.21 mbe (%) para la estimación de la radiación global diaria sobre el plano inclinado año 2012 Valladolid

mbe 2013

Mes	Liu y Jordan	Koronakis	Tian et al	Badescu	Steven	Hay	Reindl et al	HDKR	Ma e Iqbla	Skartveit
1	-22,59	-0,72	-0,82	-0,75	0,62	-1,84	-1,84	-1,84	-1,19	-0,33
2	-24,48	-0,87	-0,98	-0,90	0,53	-2,17	-2,17	-2,16	-1,48	-0,44
3	-20,07	-0,64	-0,76	-0,68	0,73	-2,15	-2,15	-2,15	-1,28	-0,20
4	-14,41	-0,47	-0,57	-0,50	0,55	-1,65	-1,65	-1,65	-1,06	-0,21
5	-13,88	-0,44	-0,54	-0,47	0,48	-1,56	-1,56	-1,56	-1,04	-0,23
6	-10,30	-0,34	-0,42	-0,36	0,45	-1,29	-1,29	-1,29	-0,88	-0,23
7	-11,53	-0,37	-0,44	-0,39	0,31	-1,12	-1,12	-1,12	-0,83	-0,39
8	-6,84	-0,22	-0,28	-0,23	0,38	-0,85	-0,85	-0,85	-0,61	-0,23
9	-8,87	-0,29	-0,36	-0,31	0,47	-1,04	-1,04	-1,04	-0,74	-0,19
10	-15,94	-0,51	-0,60	-0,53	0,55	-1,47	-1,47	-1,47	-0,98	-0,25
11	-11,12	-0,36	-0,46	-0,39	0,93	-1,41	-1,41	-1,41	-0,83	-0,14
12	-12,58	-0,40	-0,49	-0,43	0,85	-1,34	-1,34	-1,34	-0,79	-0,08
Media	-14,38	-0,47	-0,56	-0,50	0,57	-1,49	-1,49	-1,49	-0,98	-0,24

Tabla II.22 mbe (%) para la estimación de la radiación global diaria sobre el plano inclinado año 2013 Valladolid.

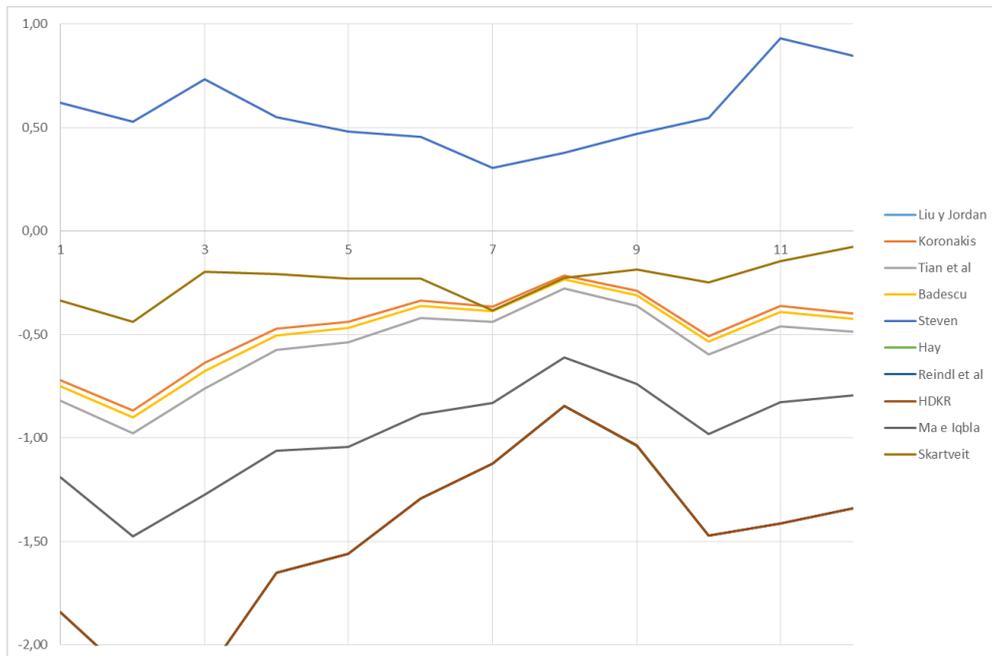


Figura II.22 mbe (%) para la estimación de la radiación global diaria sobre el plano inclinado año 2013 Valladolid.

mbe 2014

Mes	Liu y Jordan	Koronakis	Tian et al	Badescu	Steven	Hay	Reindl et al	HDKR	Ma e Iqbla	Skartveit
1	-0,53	-0,52	-0,64	-0,55	1,11	-1,93	-1,93	-1,93	-1,10	0,00
2	-0,42	-0,41	-0,53	-0,45	1,06	-1,81	-1,81	-1,81	-0,98	-0,03
3	-0,25	-0,25	-0,32	-0,27	0,54	-1,03	-1,03	-1,03	-0,64	-0,13
4	-0,26	-0,26	-0,36	-0,29	0,76	-1,39	-1,39	-1,39	-0,84	-0,08
5	-0,19	-0,18	-0,26	-0,20	0,53	-0,99	-0,99	-0,99	-0,66	-0,16
6	-0,20	-0,19	-0,27	-0,21	0,52	-1,01	-1,01	-1,01	-0,70	-0,18
7	-0,18	-0,17	-0,25	-0,20	0,51	-0,97	-0,97	-0,97	-0,64	-0,21
8	-0,03	-0,03	-0,08	-0,05	0,51	-0,61	-0,61	-0,61	-0,41	-0,03
9	-0,12	-0,11	-0,19	-0,13	0,70	-0,91	-0,91	-0,91	-0,57	-0,05
10	-0,43	-0,42	-0,50	-0,45	0,53	-1,27	-1,27	-1,27	-0,90	-0,20
11	-0,46	-0,45	-0,58	-0,49	1,31	-2,01	-2,01	-2,01	-1,03	0,02
12	-0,63	-0,63	-0,73	-0,66	0,82	-1,78	-1,78	-1,78	-1,04	-0,38
Media	-0,31	-0,30	-0,39	-0,33	0,74	-1,31	-1,31	-1,31	-0,79	-0,12

Tabla II.23 mbe (%) para la estimación de la radiación global diaria sobre el plano inclinado año 2014 Valladolid.

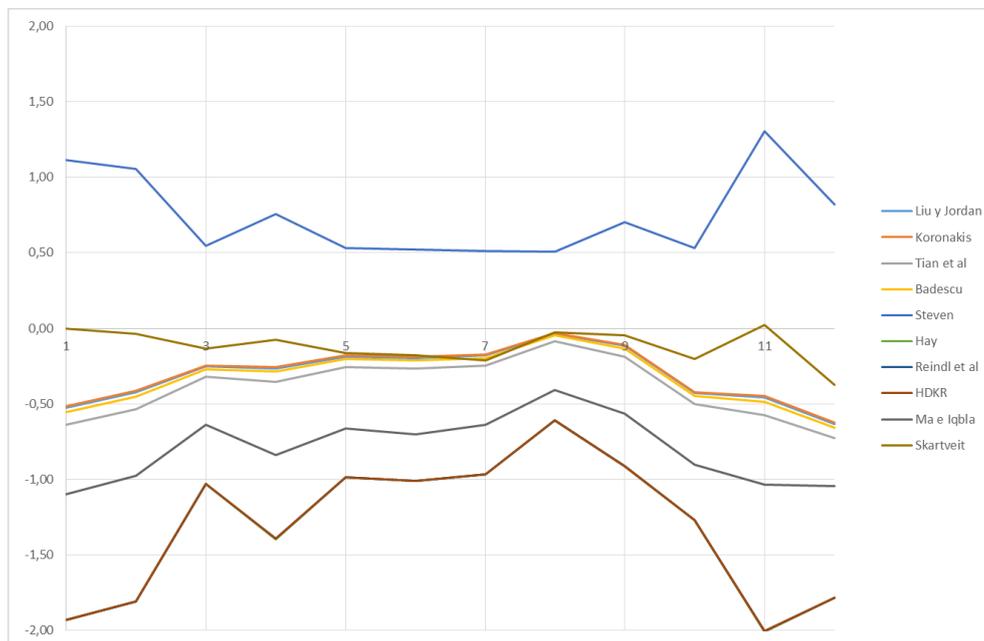


Figura II.23 mbe (%) para la estimación de la radiación global diaria sobre el plano inclinado año 2014 Valladolid.

ANEXO III

En este anexo se encuentran las gráficas que representan la eficiencia en función de algunos valores característicos de cada instalación.

Instalación 1

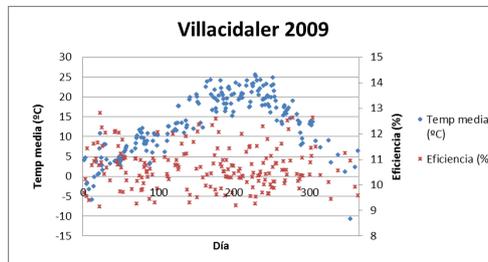


Figura III.1 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2009 en la instalación 1.

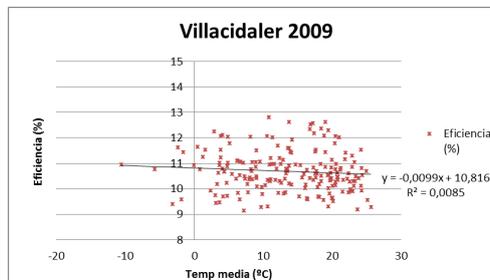


Figura III.2 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2009 en la instalación 1.

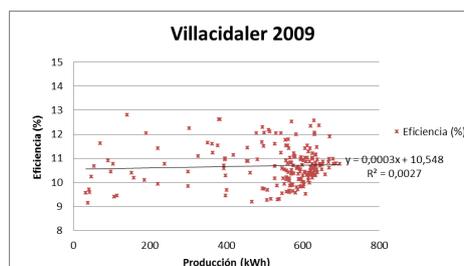


Figura III. 3 Eficiencia en función de la producción en el año 2009 en la instalación 1.

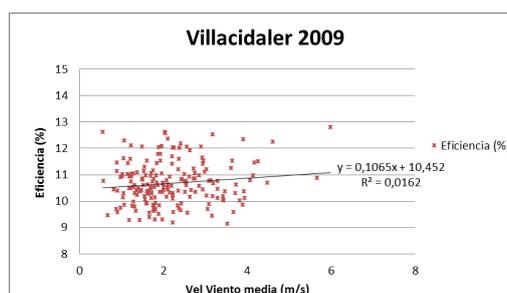


Figura III.4 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2009 en la instalación 1.

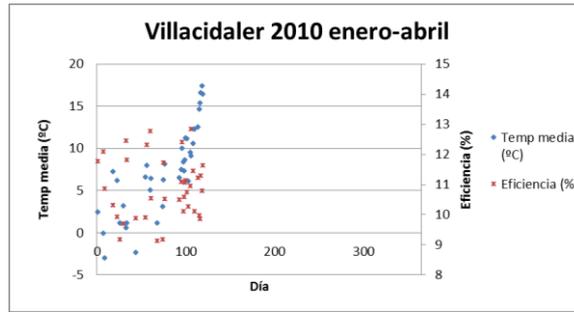


Figura III.5 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2010 Enero a Abril en la instalación 1.

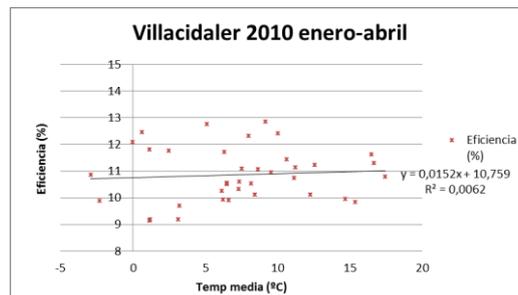


Figura III.6 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2010 Enero a Abril en la instalación 1.

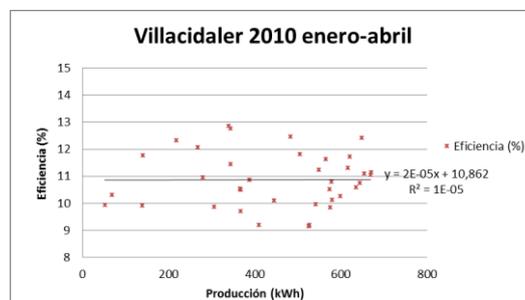


Figura III. 7 Eficiencia en función de la producción en el año 2010 Enero a Abril en la instalación 1.

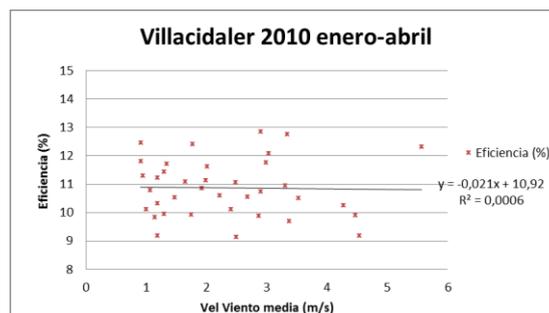


Figura III.8 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2010 Enero a Abril en la instalación 1.

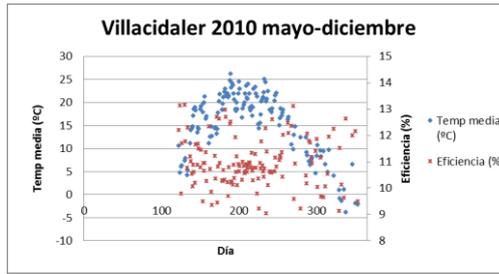


Figura III.9 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2010 Mayo a Diciembre en la instalación 1.

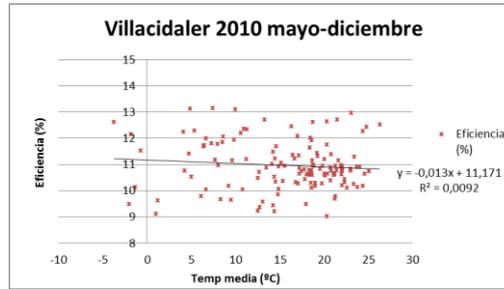


Figura III.10 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2010 Mayo a Diciembre en la instalación 1.

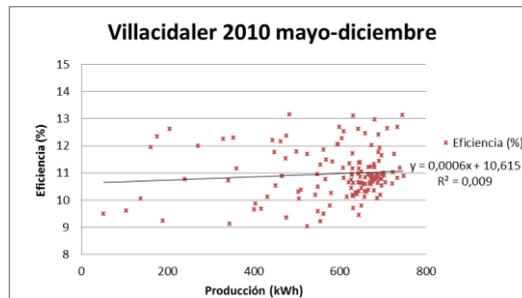


Figura III. 11 Eficiencia en función de la producción en el año 2010 Mayo a Diciembre en la instalación 1.

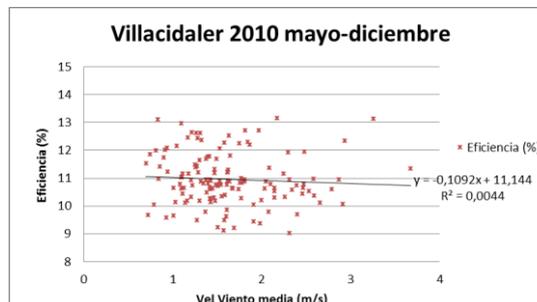


Figura III.12 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2010 Mayo a Diciembre en la instalación 1.

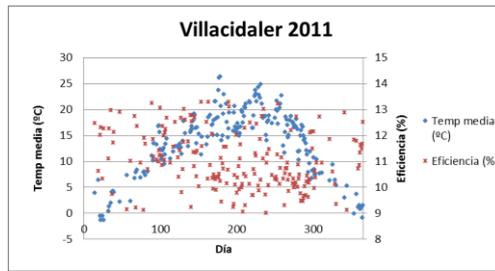


Figura III.13 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2011 en la instalación 1.

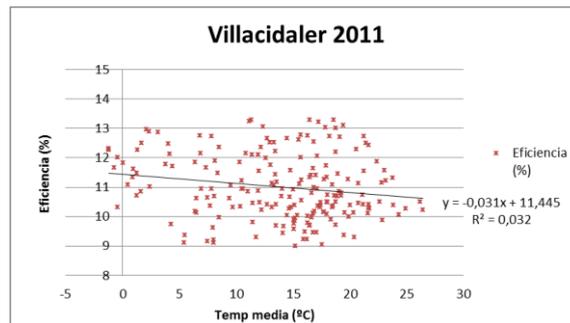


Figura III.14 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2011 en la instalación 1.

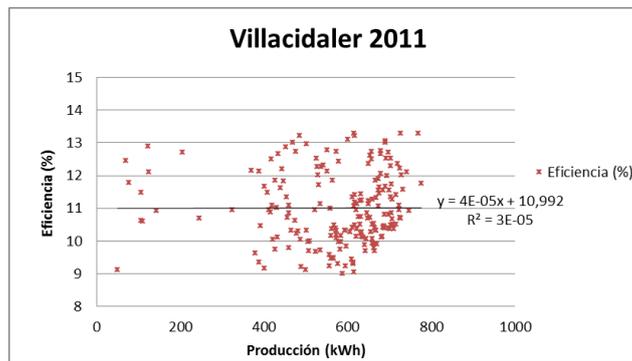


Figura III. 15 Eficiencia en función de la producción en el año 2011 en la instalación 1.

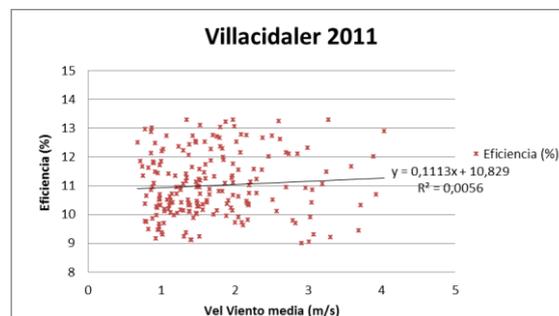


Figura III.16 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2011 en la instalación 1.

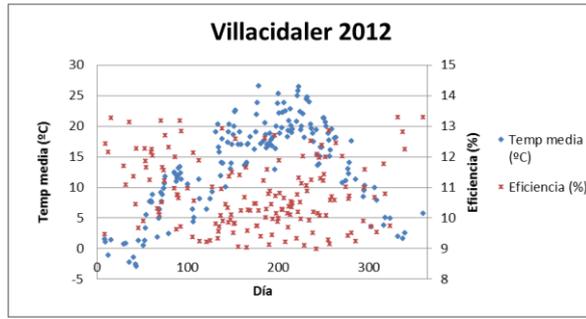


Figura III.17 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2012 en la instalación 1.

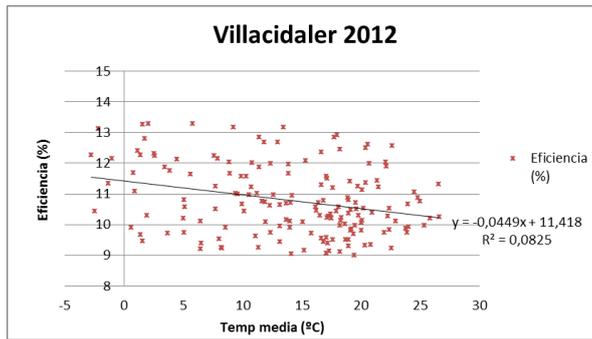


Figura III.18 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2012 en la instalación 1.

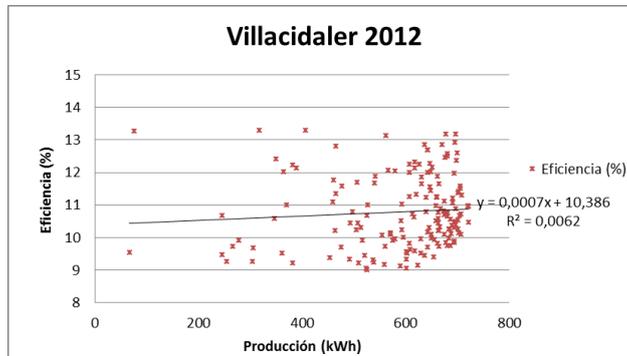


Figura III. 19 Eficiencia en función de la producción en el año 2012 en la instalación 1.

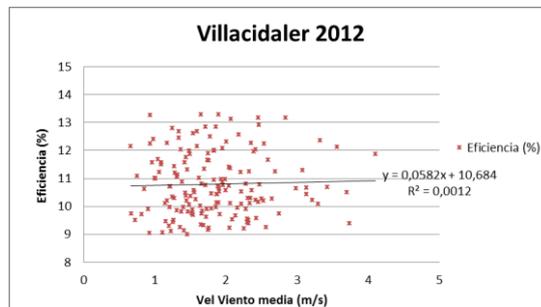


Figura III.20 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2012 en la instalación 1.

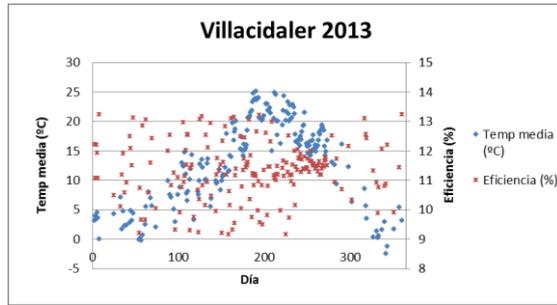


Figura III.21 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2013 en la instalación 1.

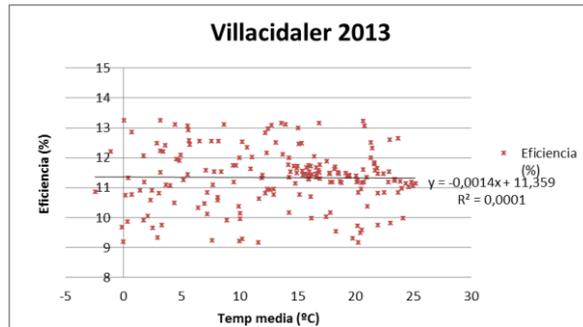


Figura III.22 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2013 en la instalación 1.

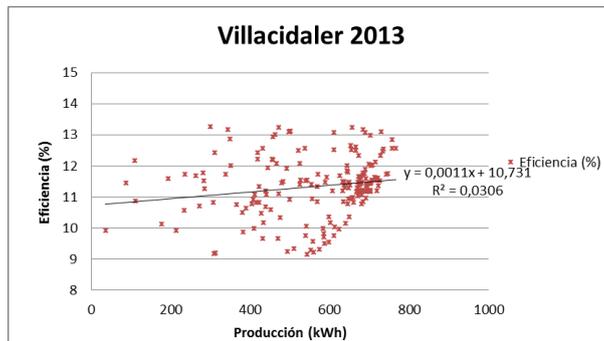


Figura III. 23 Eficiencia en función de la producción en el año 2013 en la instalación 1.

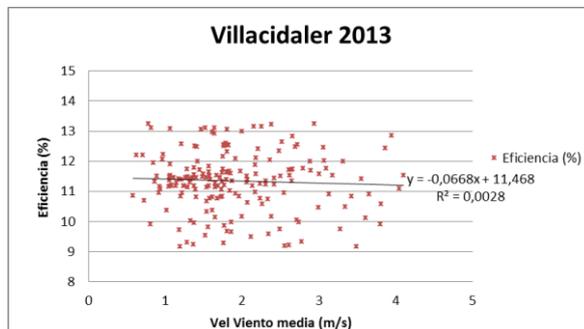


Figura III.24 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2013 en la instalación 1.

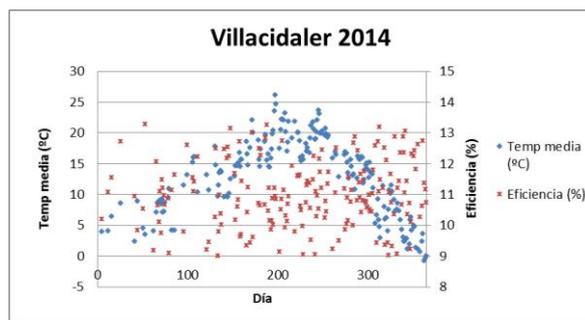


Figura III.25 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2014 en la instalación 1.

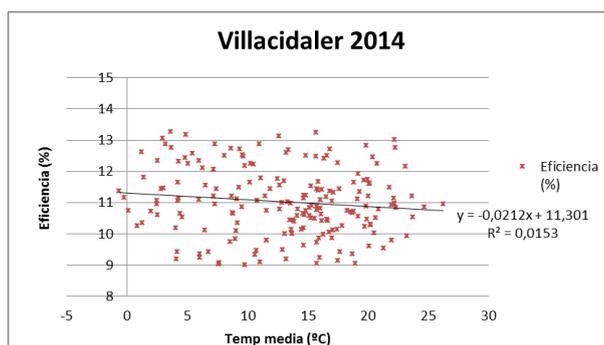


Figura III.26 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2014 en la instalación 1.

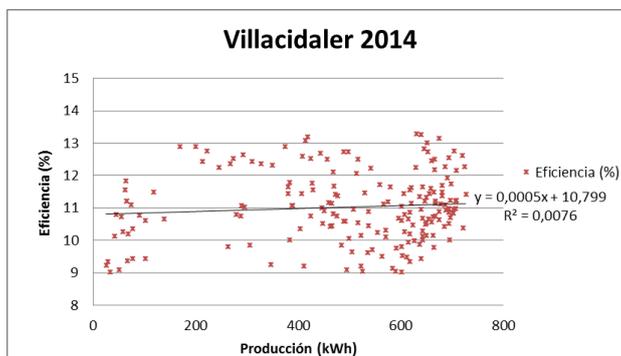


Figura III. 27 Eficiencia en función de la producción en el año 2014 en la instalación 1.

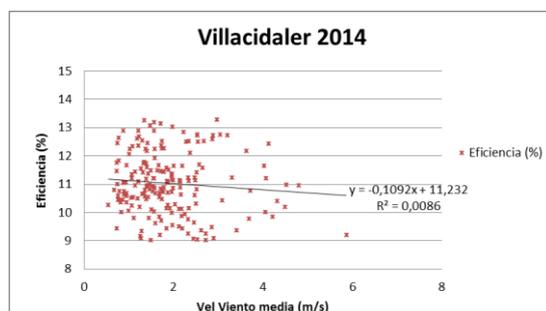


Figura III.28 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2014 en la instalación 1.

Instalación 2

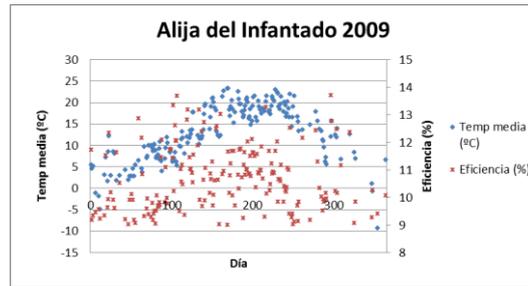


Figura III.29 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2009 en la instalación 2.

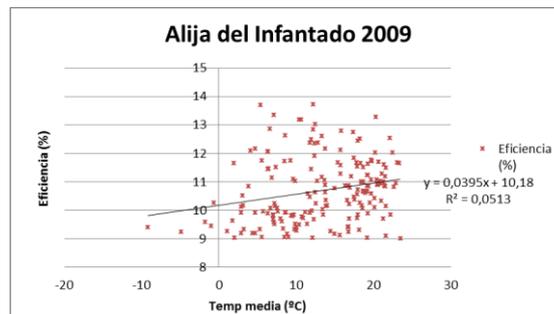


Figura III.30 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2009 en la instalación 2.

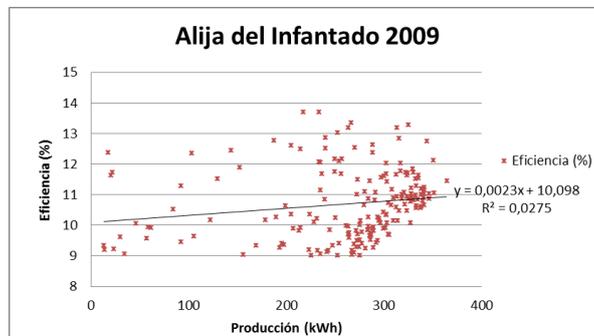


Figura III. 31 Eficiencia en función de la producción en el año 2009 en la instalación 2.

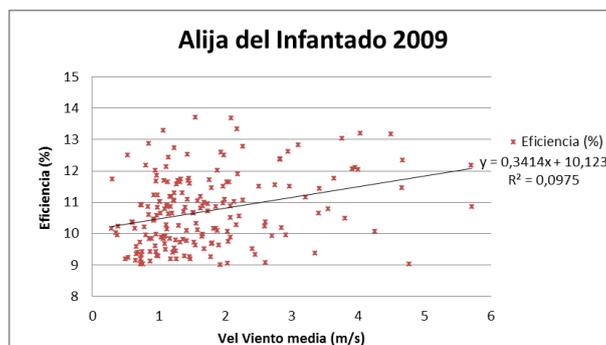


Figura III.32 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2009 en la instalación 2.

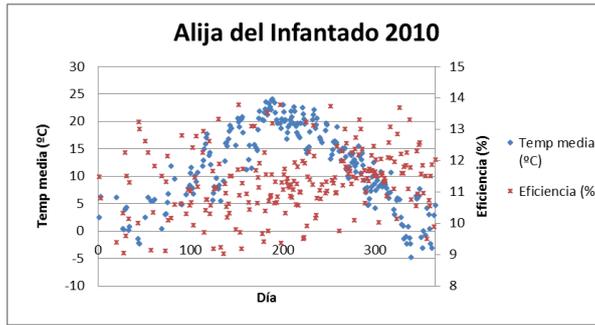


Figura III.33 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2010 en la instalación 2.

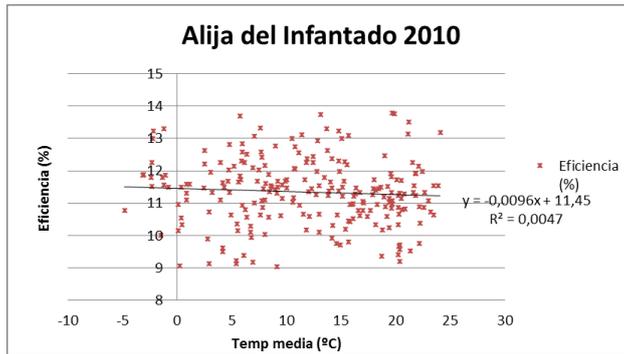


Figura III.34 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2010 en la instalación 2.

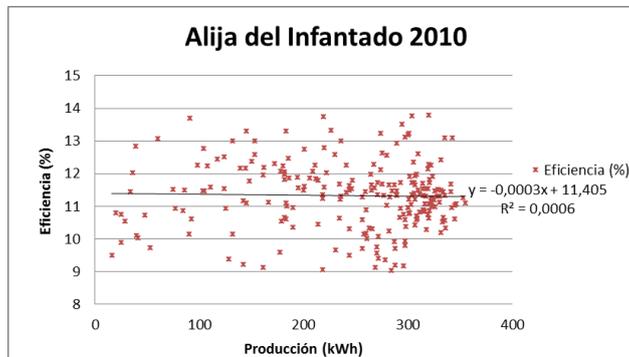


Figura III. 35 Eficiencia en función de la producción en el año 2010 en la instalación 2.

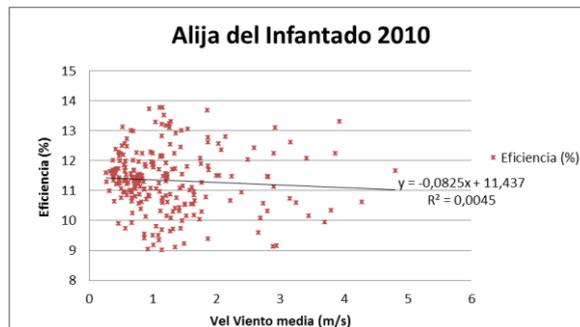


Figura III.36 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2010 en la instalación 2.

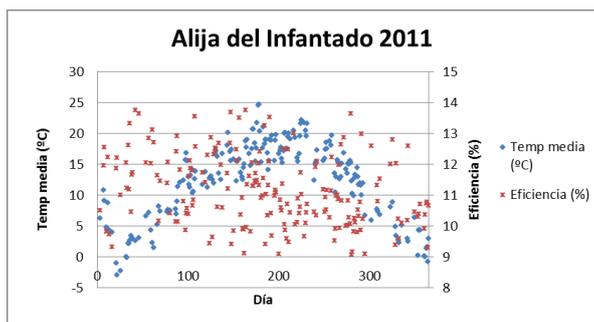


Figura III.37 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2011 en la instalación 2.

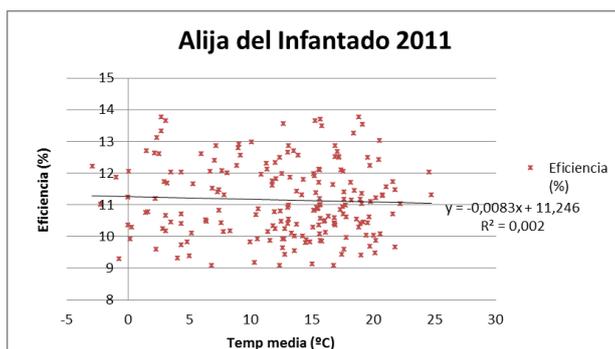


Figura III.38 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2011 en la instalación 2.

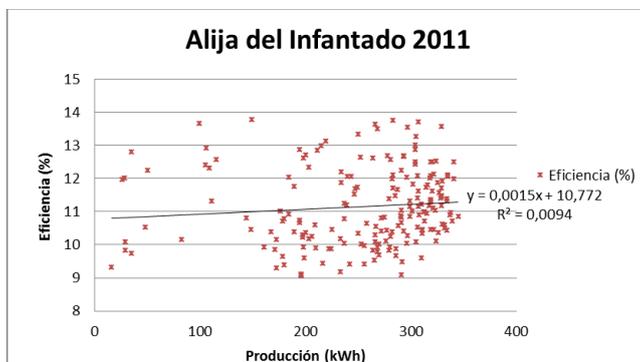


Figura III. 39 Eficiencia en función de la producción en el año 2011 en la instalación 2.

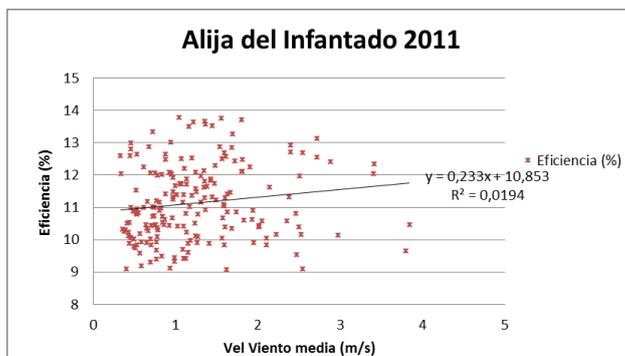


Figura III.40 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2011 en la instalación 2.

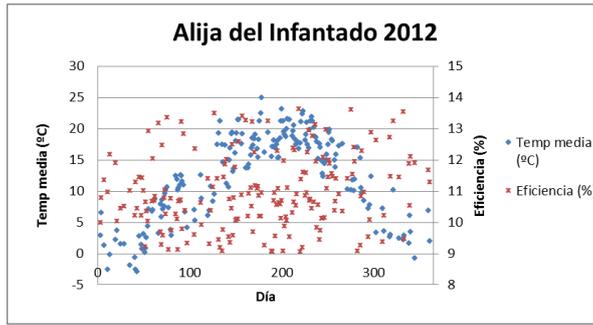


Figura III.41 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2012 en la instalación 2.

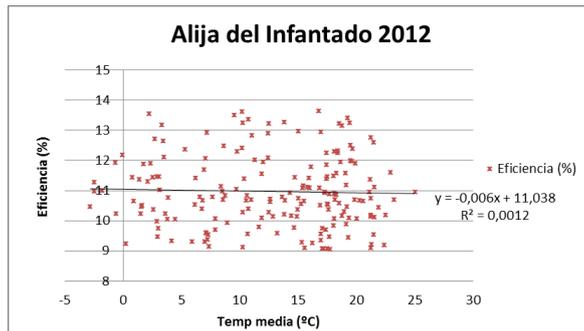


Figura III.42 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2012 en la instalación 2.

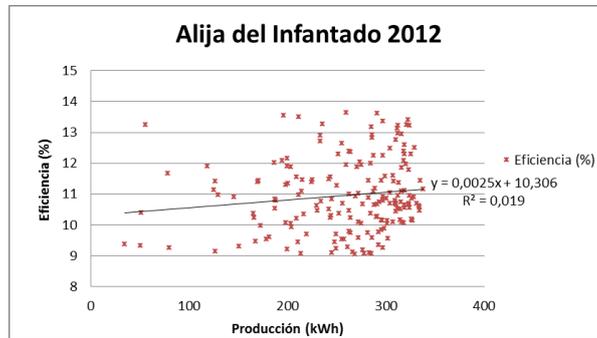


Figura III. 43 Eficiencia en función de la producción en el año 2012 en la instalación 2.

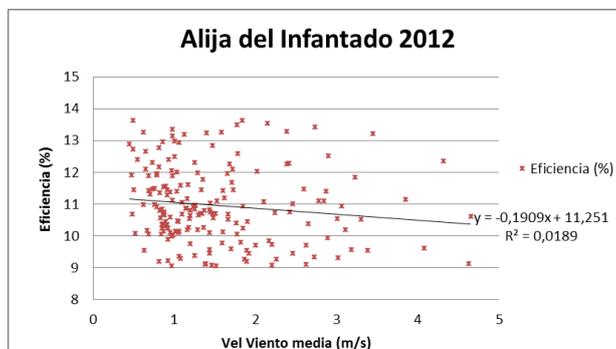


Figura III.44 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2012 en la instalación 2.

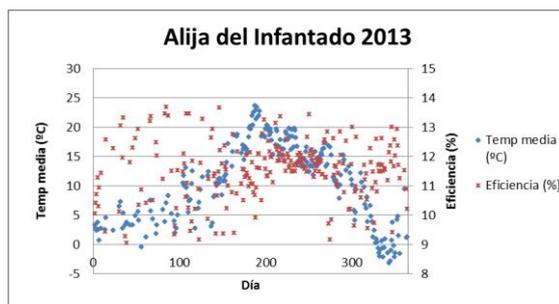


Figura III.45 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2013 en la instalación 2.

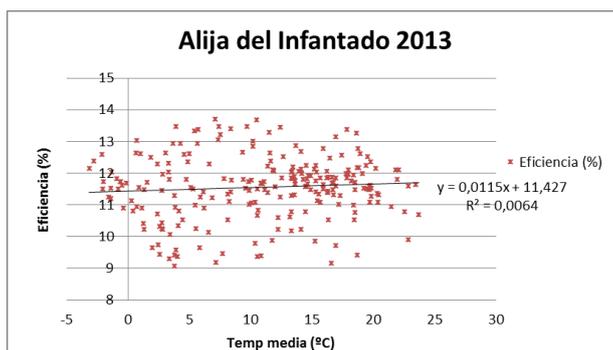


Figura III.46 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2013 en la instalación 2.

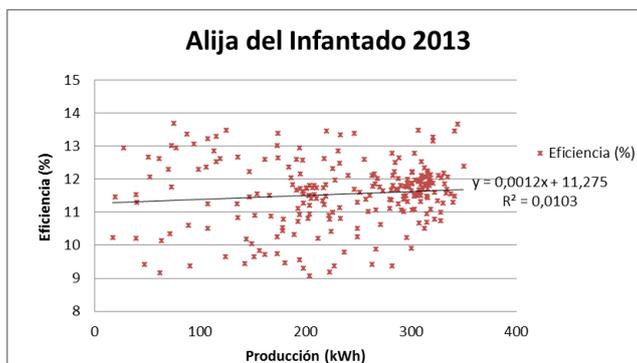


Figura III. 47 Eficiencia en función de la producción en el año 2013 en la instalación 2.

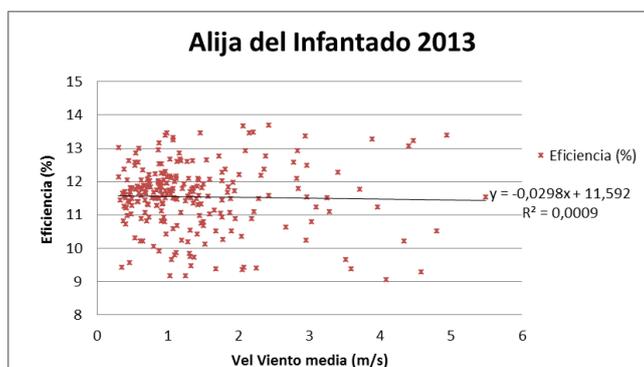


Figura III.48 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2013 en la instalación 2.

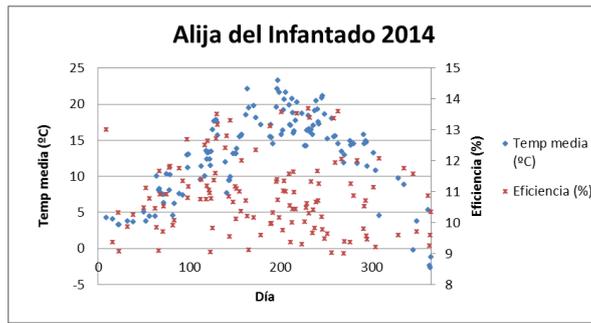


Figura III.49 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2014 en la instalación 2.

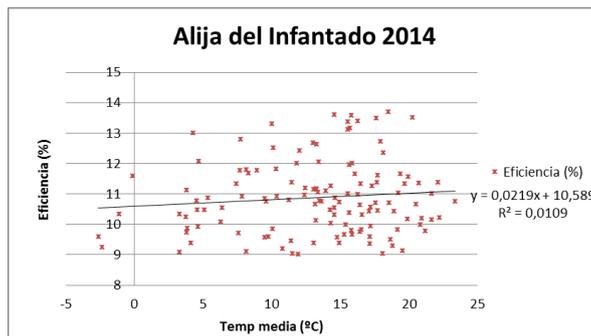


Figura III.50 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2014 en la instalación 2.

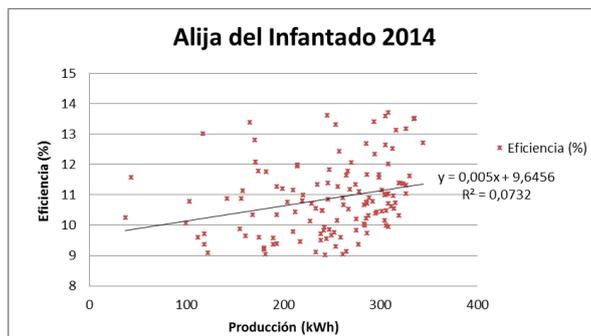


Figura III. 51 Eficiencia en función de la producción en el año 2014 en la instalación 2.

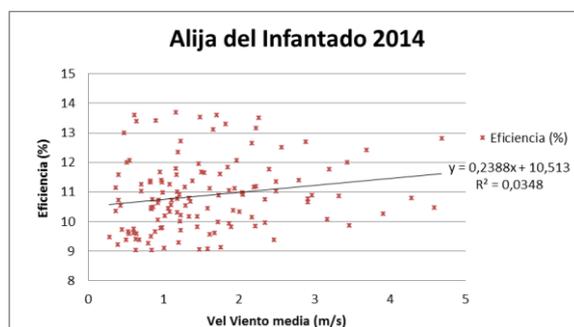


Figura III.52 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2014 en la instalación 2.

Instalación 3

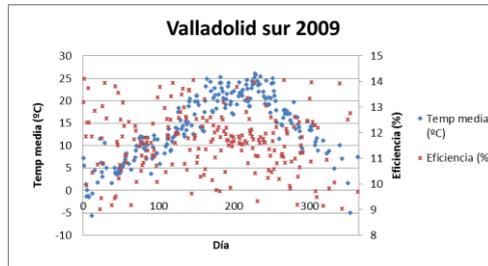


Figura III.53 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2009 en la instalación 3.

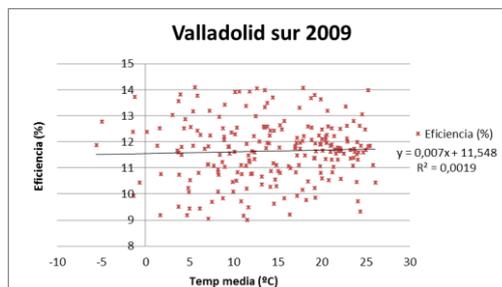


Figura III.54 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2009 en la instalación 3.

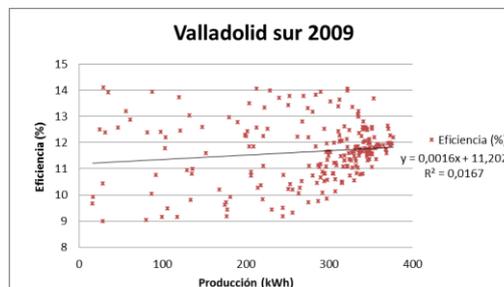


Figura III. 55 Eficiencia en función de la producción en el año 2009 en la instalación 3.

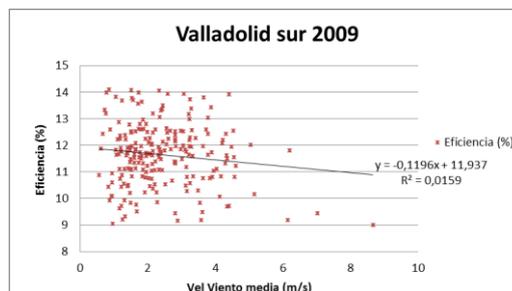


Figura III.56 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2009 en la instalación 3.

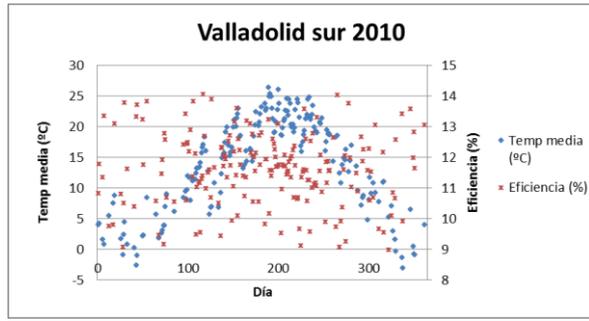


Figura III.57 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2010 en la instalación 3.

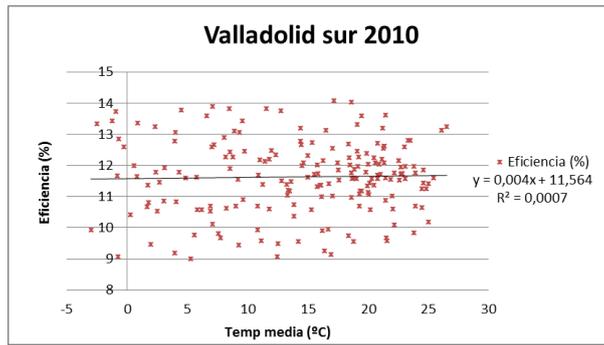


Figura III.58 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2010 en la instalación 3.

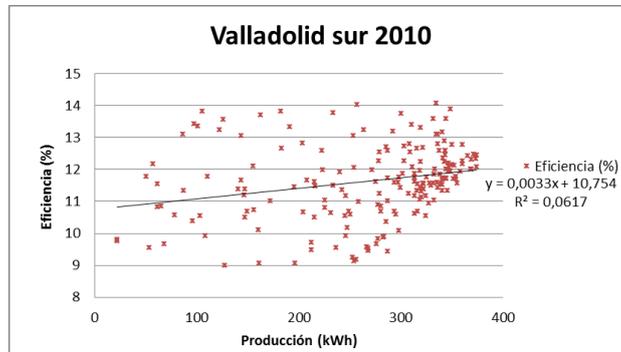


Figura III. 59 Eficiencia en función de la producción en el año 2010 en la instalación 3.

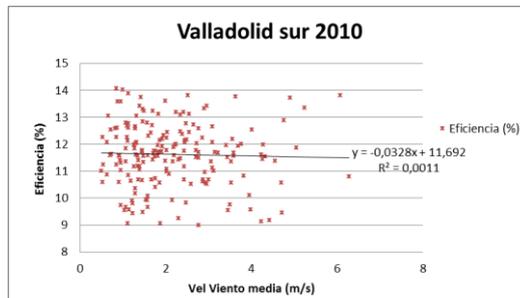


Figura III.60 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2010 en la instalación 3.

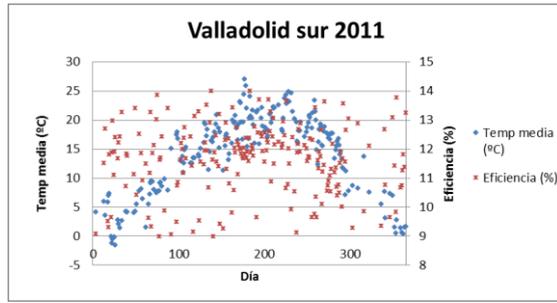


Figura III.61 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2011 en la instalación 3.

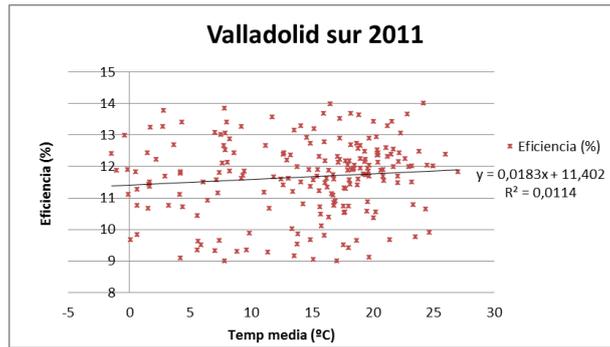


Figura III.62 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2011 en la instalación 3.

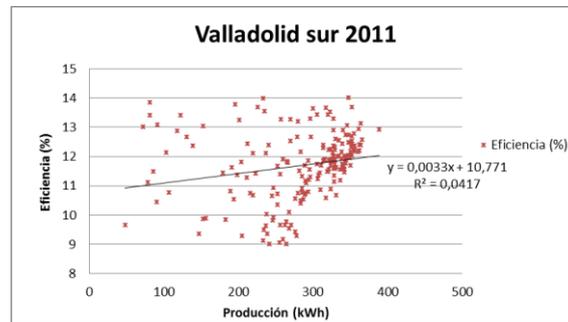


Figura III. 63 Eficiencia en función de la producción en el año 2011 en la instalación 3.

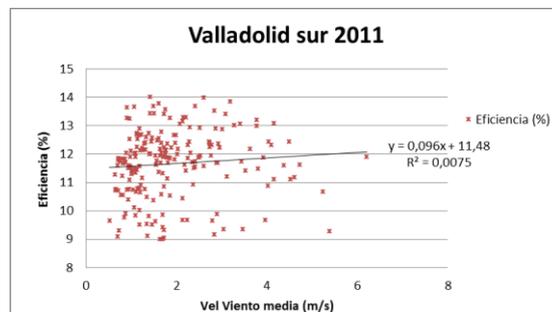


Figura III.64 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2011 en la instalación 3.

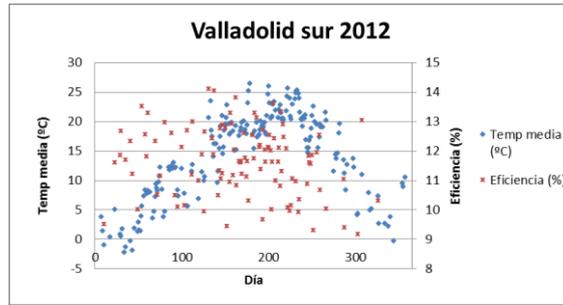


Figura III.65 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2012 en la instalación 3.

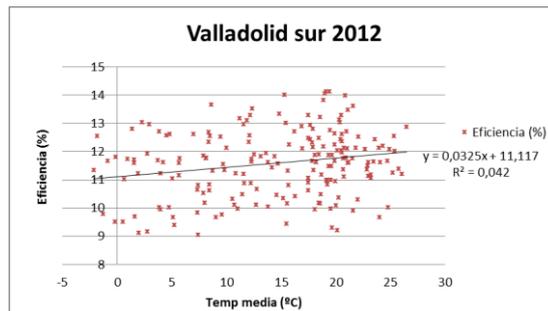


Figura III.66 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2012 en la instalación 3.

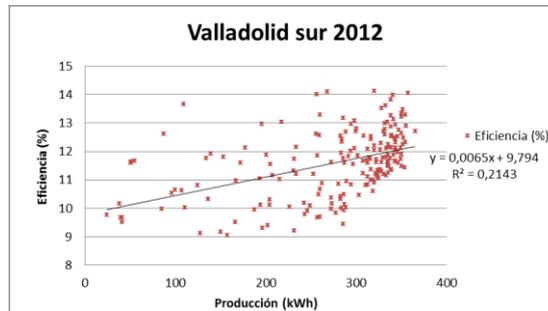


Figura III. 67 Eficiencia en función de la producción en el año 2012 en la instalación 3.

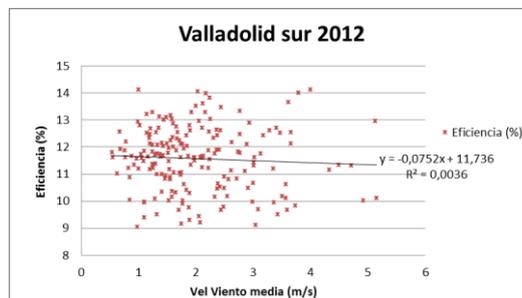


Figura III.68 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2012 en la instalación 3.

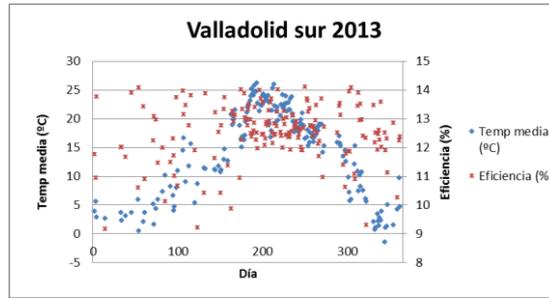


Figura III.69 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2013 en la instalación 3.

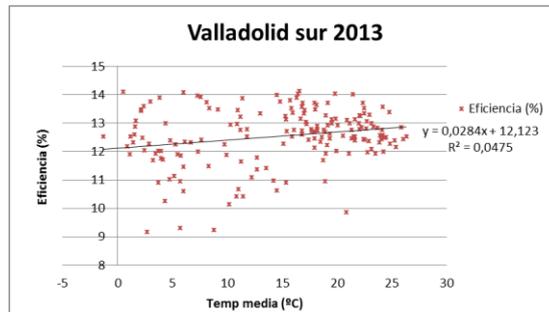


Figura III.70 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2013 en la instalación 3.

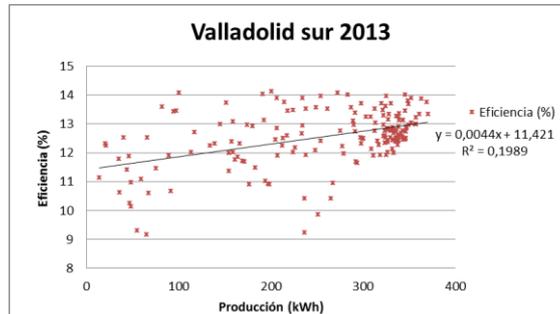


Figura III. 71 Eficiencia en función de la producción en el año 2013 en la instalación 3.

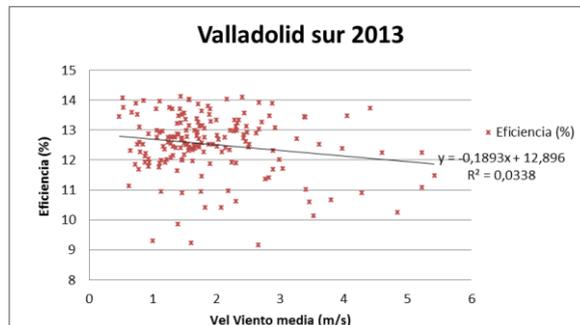


Figura III.72 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2013 en la instalación 3.

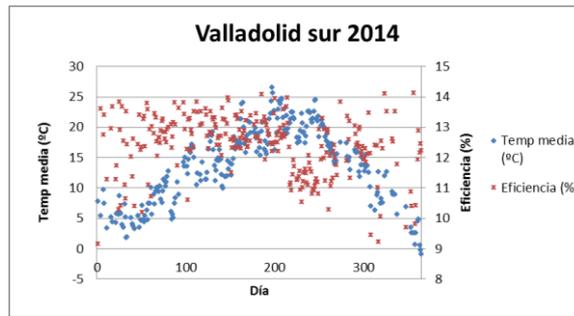


Figura III.73 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2014 en la instalación 3.

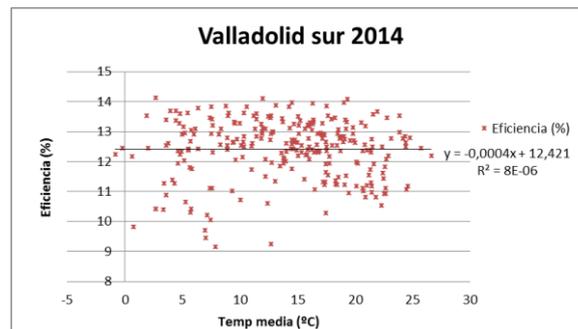


Figura III.74 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2014 en la instalación 3.

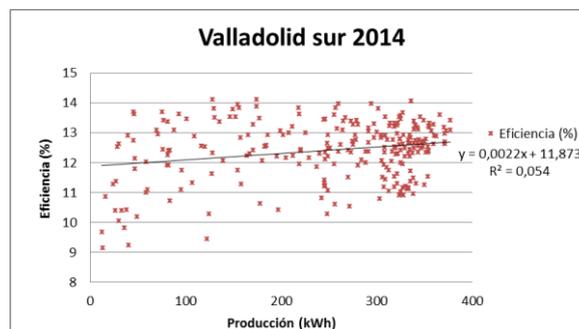


Figura III. 75 Eficiencia en función de la producción en el año 2014 en la instalación 3.

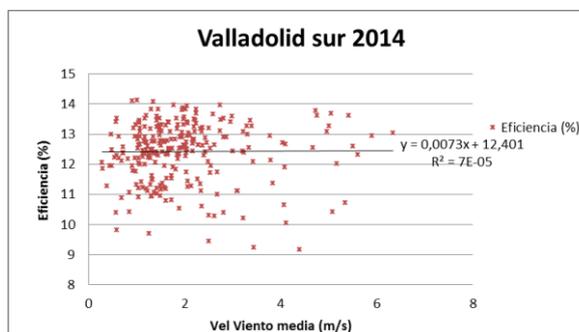


Figura III.76 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2014 en la instalación 3.

Instalación 4

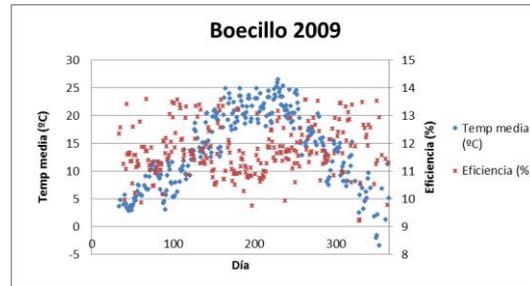


Figura III.77 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2009 en la instalación 4.

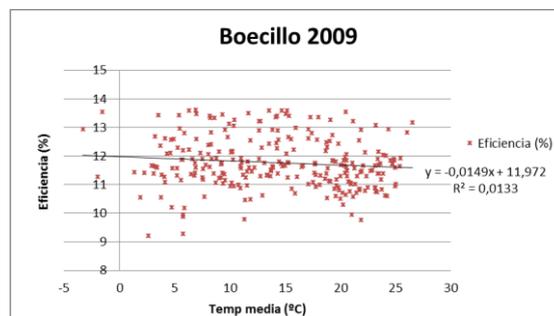


Figura III.78 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2009 en la instalación 4.

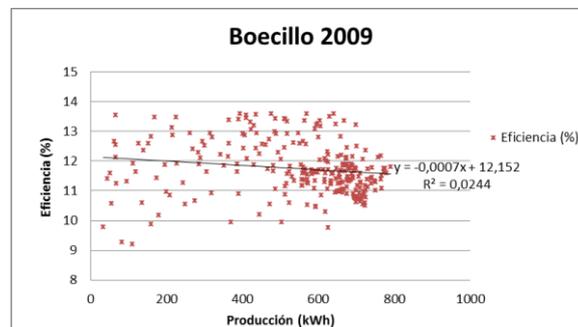


Figura III. 79 Eficiencia en función de la producción en el año 2009 en la instalación 4.

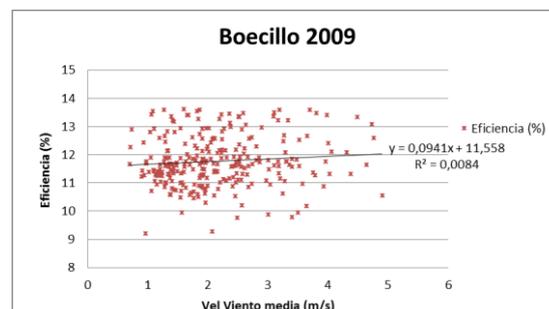


Figura III.80 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2009 en la instalación 4.

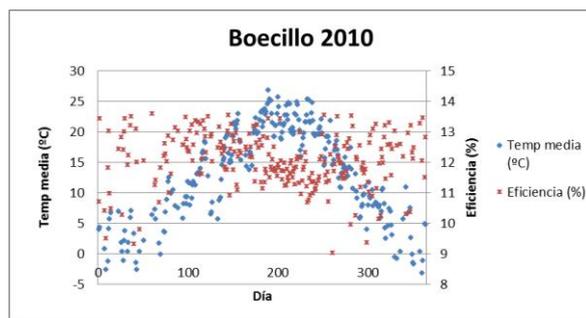


Figura III.81 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2010 en la instalación 4.

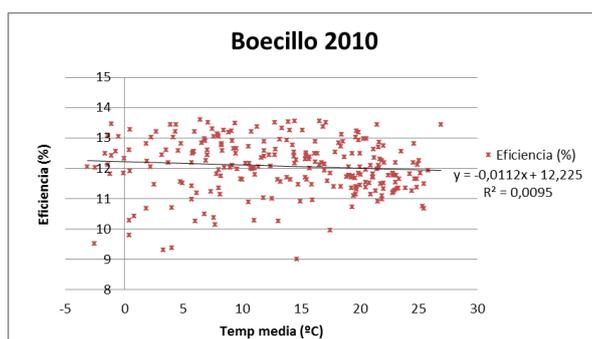


Figura III.82 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2010 en la instalación 4.

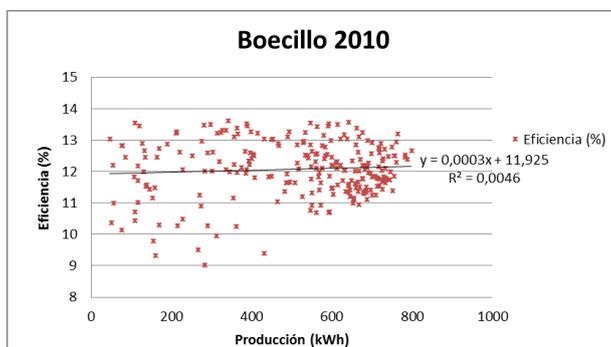


Figura III. 83 Eficiencia en función de la producción en el año 2010 en la instalación 4.

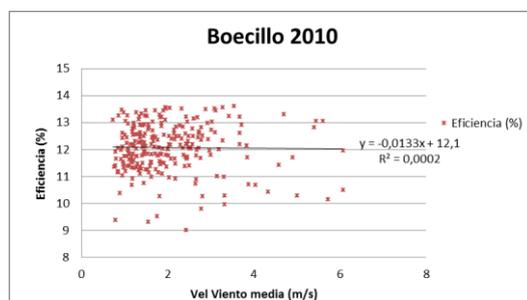


Figura III.84 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2010 en la instalación 4.

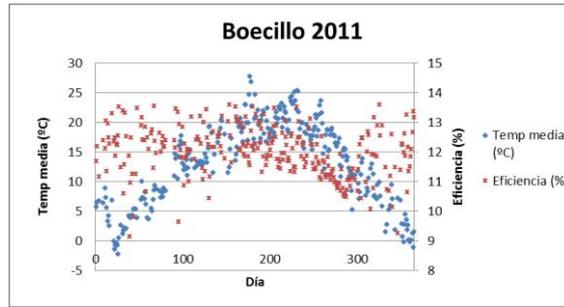


Figura III.85 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2011 en la instalación 4.

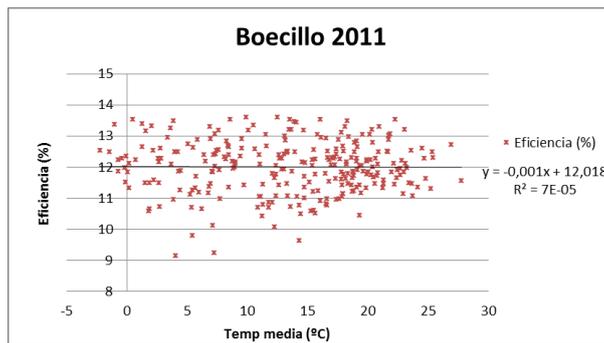


Figura III.86 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2011 en la instalación 4.

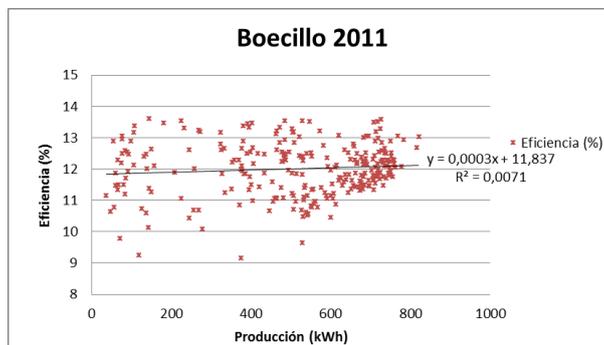


Figura III. 87 Eficiencia en función de la producción en el año 2011 en la instalación 4.

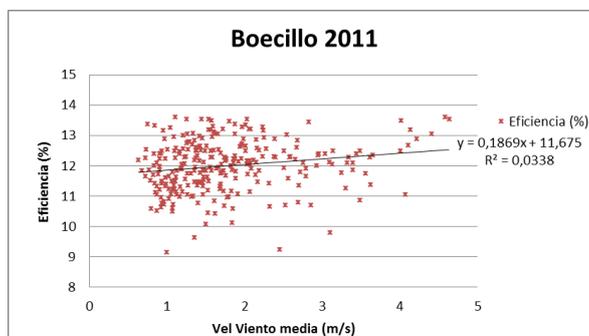


Figura III.88 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2011 en la instalación 4.

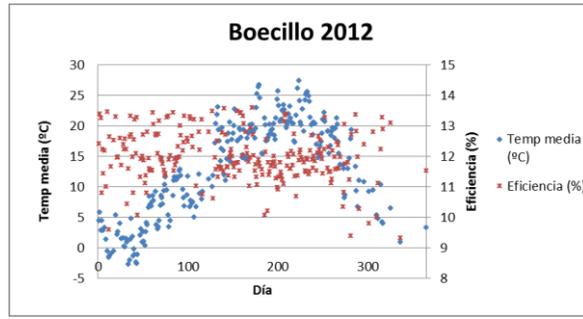


Figura III.89 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2012 en la instalación 4.

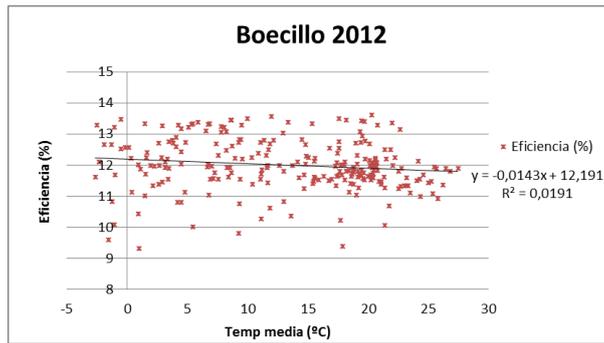


Figura III.90 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2012 en la instalación 4.

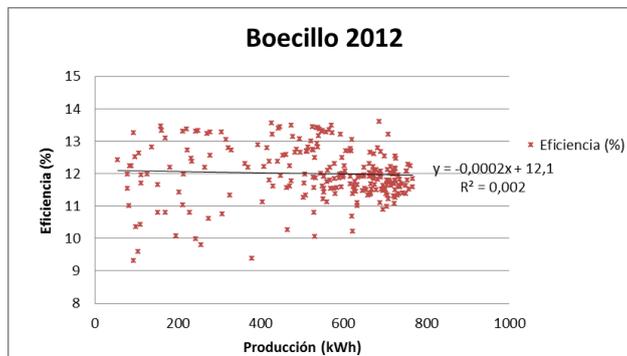


Figura III. 91 Eficiencia en función de la producción en el año 2012 en la instalación 4.

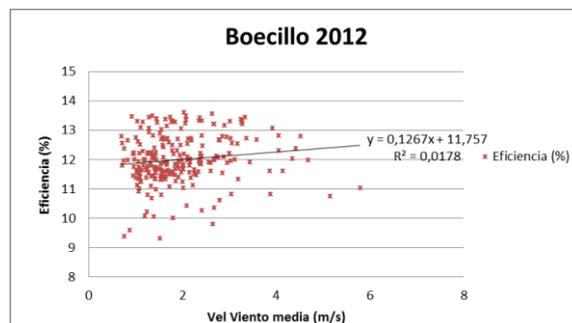


Figura III.92 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2012 en la instalación 4.

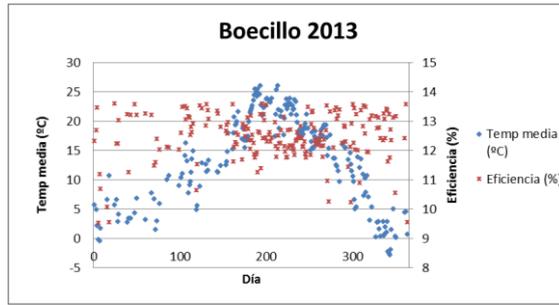


Figura III.93 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2013 en la instalación 4.

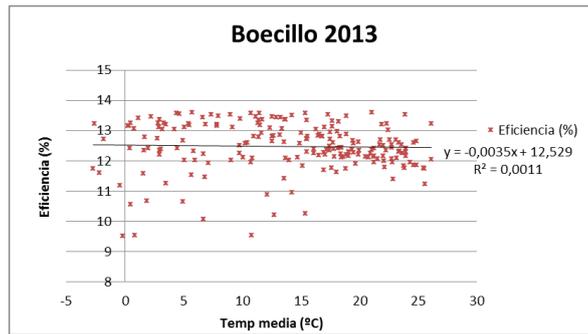


Figura III.94 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2013 en la instalación 4.

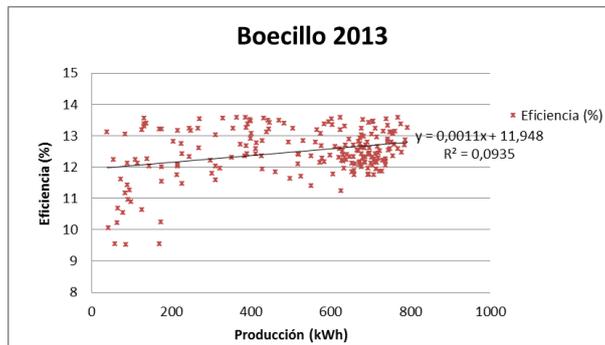


Figura III. 95 Eficiencia en función de la producción en el año 2013 en la instalación 4.

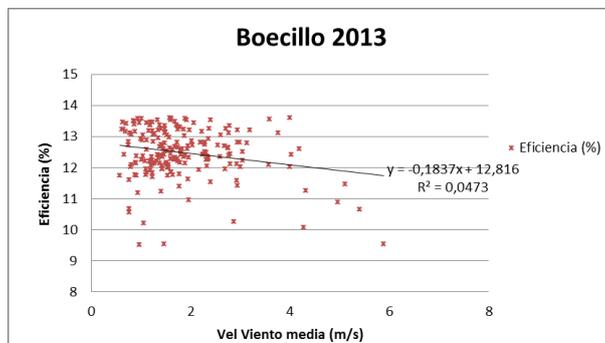


Figura III.96 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2013 en la instalación 4.

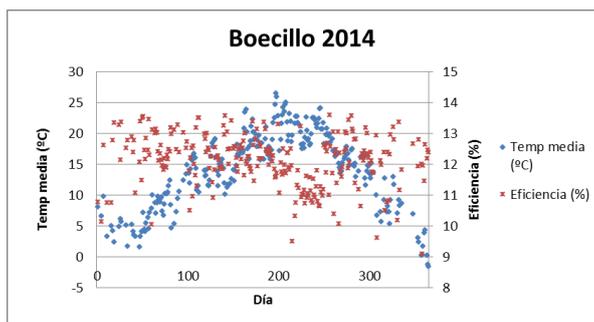


Figura III.97 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2014 en la instalación 4.

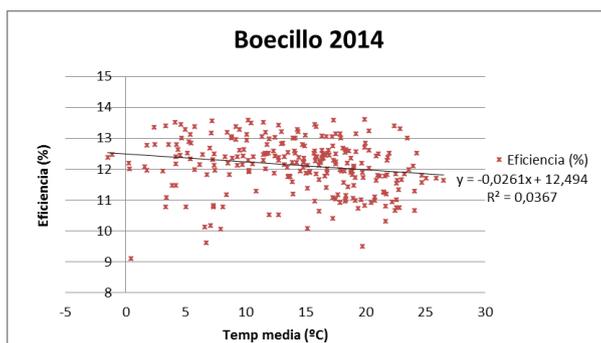


Figura III.98 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2014 en la instalación 4.

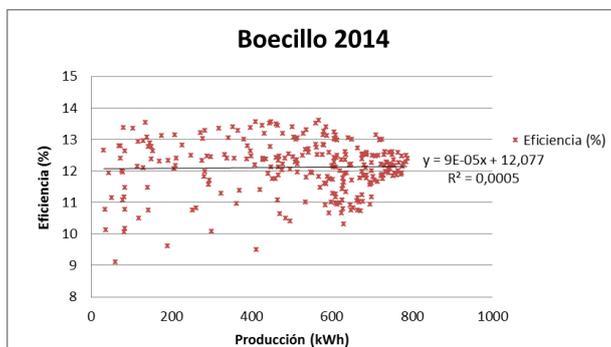


Figura III. 99 Eficiencia en función de la producción en el año 2014 en la instalación 4.

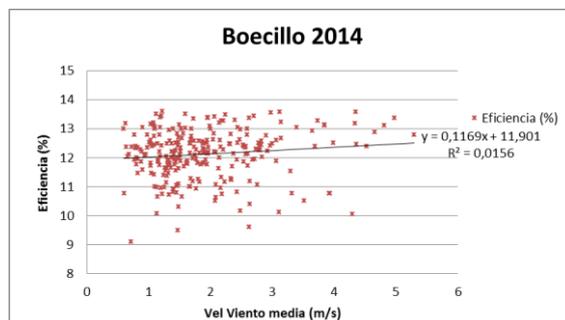


Figura III.100 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2014 en la instalación 4.

Instalación 5

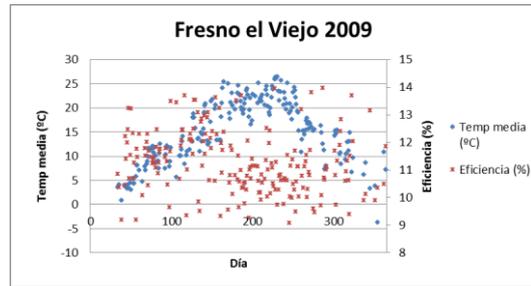


Figura III.101 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2009 en la instalación 5.

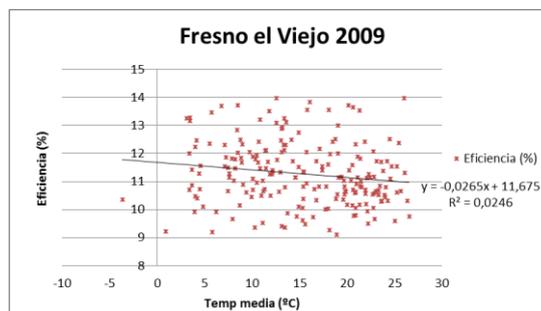


Figura III.102 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2009 en la instalación 5.

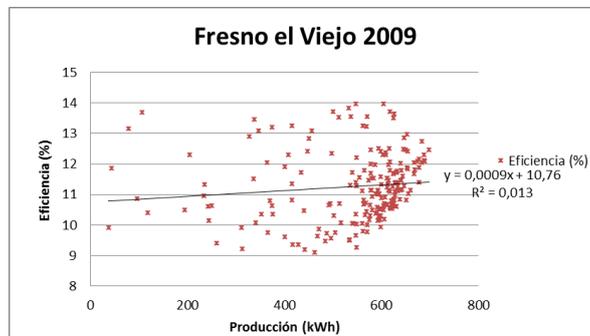


Figura III. 103 Eficiencia en función de la producción en el año 2009 en la instalación 5.

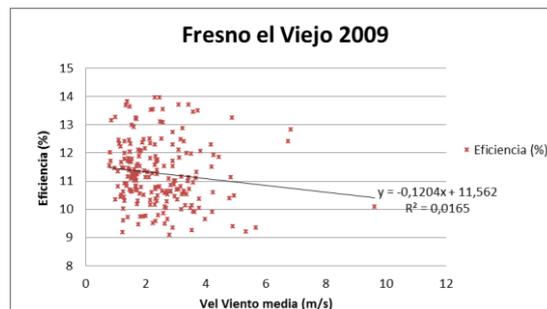


Figura III.104 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2009 en la instalación 5.

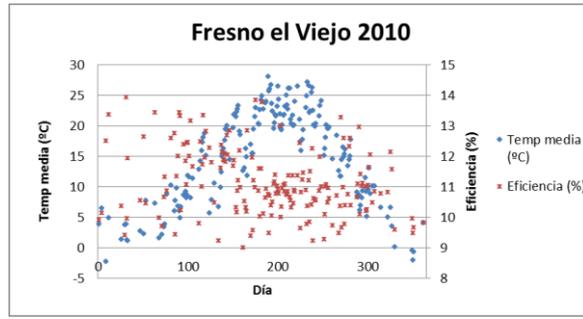


Figura III.105 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2010 en la instalación 5.

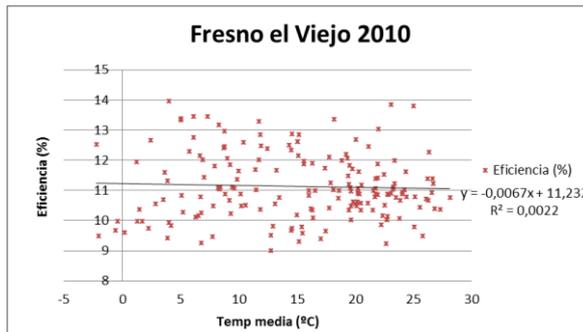


Figura III.106 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2010 en la instalación 5.

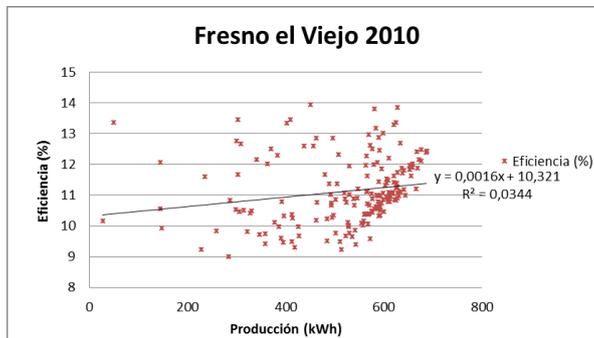


Figura III. 107 Eficiencia en función de la producción en el año 2010 en la instalación 5.

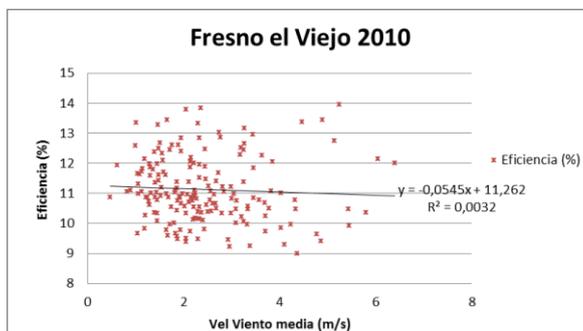


Figura III.108 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2010 en la instalación 5.

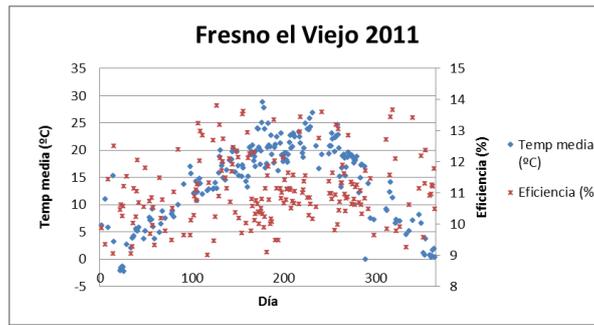


Figura III.109 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2011 en la instalación 5.

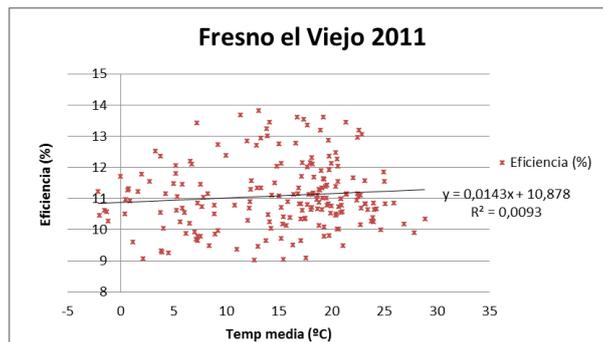


Figura III.110 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2011 en la instalación 5.

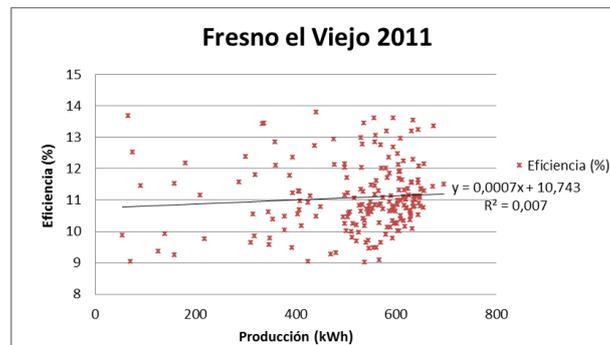


Figura III. 111 Eficiencia en función de la producción en el año 2011 en la instalación 5.

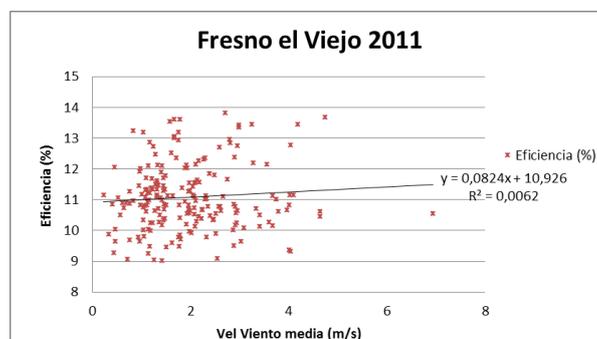


Figura III.112 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2011 en la instalación 5.

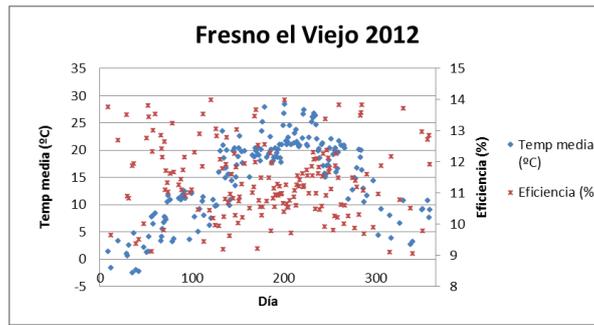


Figura III.113 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2012 en la instalación 5.

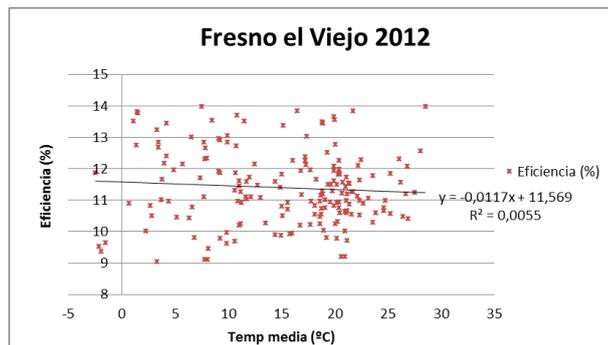


Figura III.114 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2012 en la instalación 5.

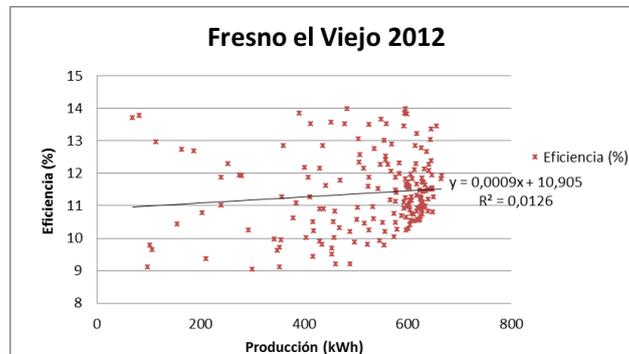


Figura III. 115 Eficiencia en función de la producción en el año 2012 en la instalación 5.

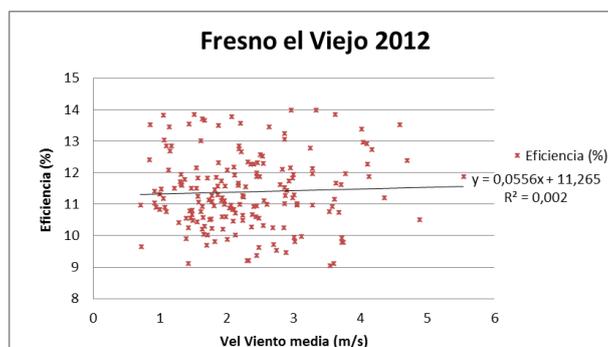


Figura III.116 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2012 en la instalación 5.

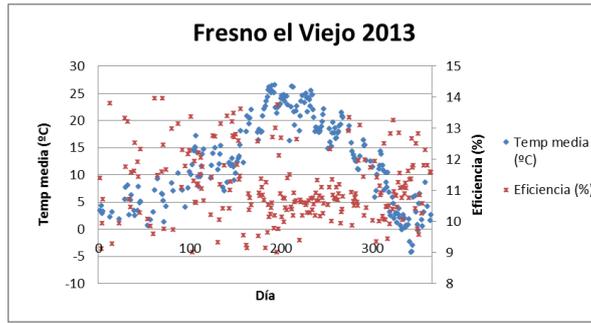


Figura III.171 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2013 en la instalación 5.

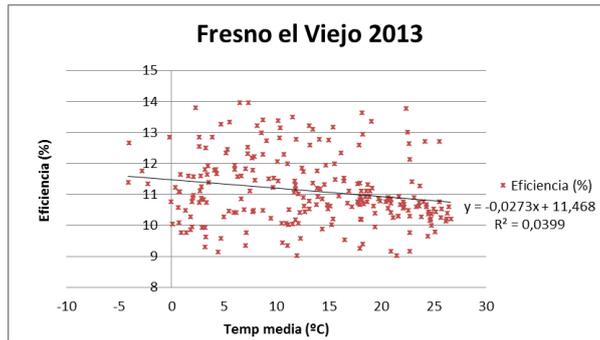


Figura III.118 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2013 en la instalación 5.

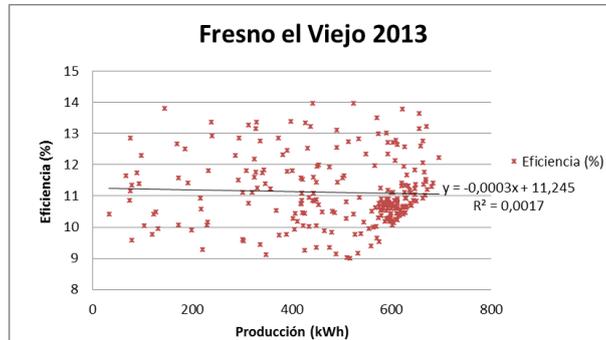


Figura III. 119 Eficiencia en función de la producción en el año 2013 en la instalación 5.

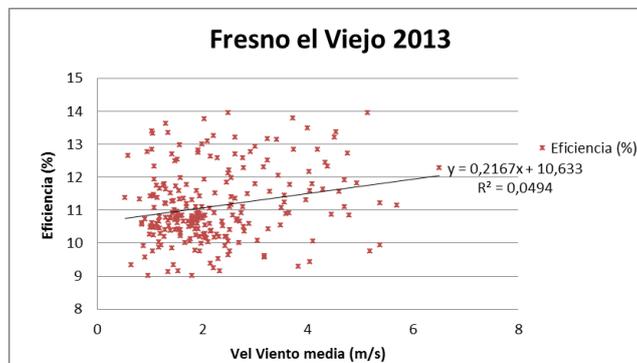


Figura III.120 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2013 en la instalación 5.

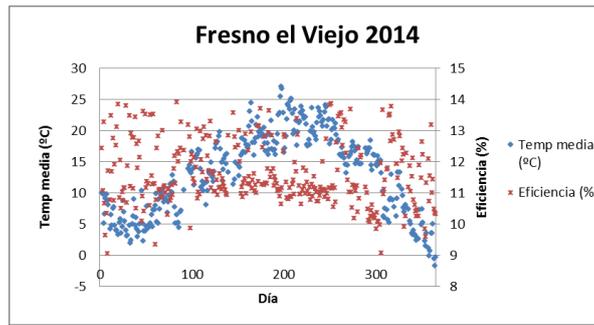


Figura III.121 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2014 en la instalación 5.

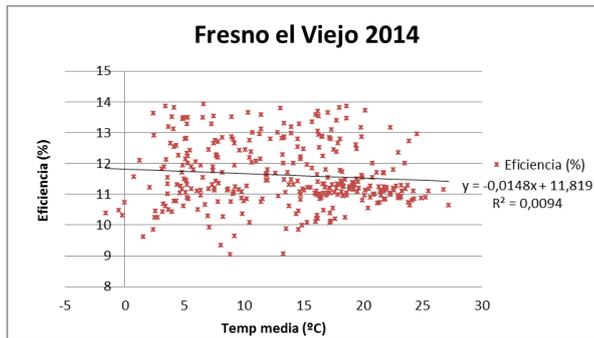


Figura III.122 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2014 en la instalación 5.

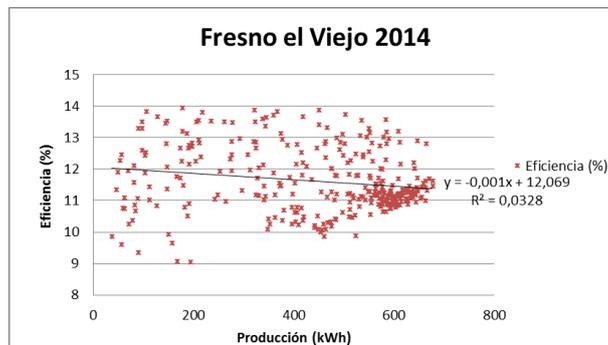


Figura III. 123 Eficiencia en función de la producción en el año 2014 en la instalación 5.

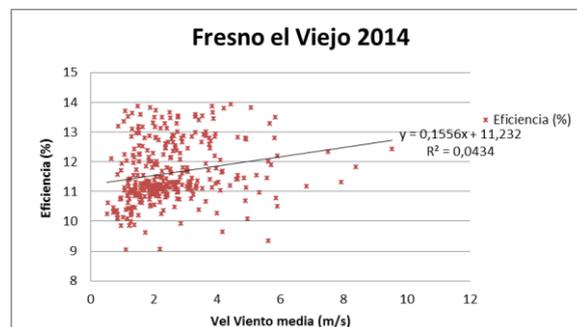


Figura III.124 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2014 en la instalación 5.

Instalación 6

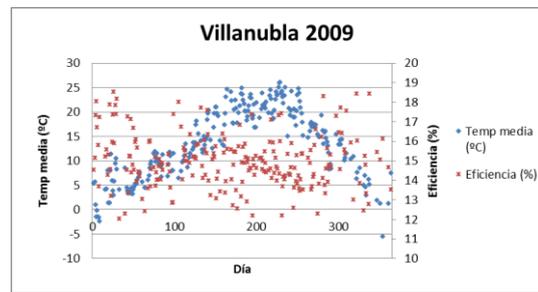


Figura III.125 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2009 en la instalación 6.

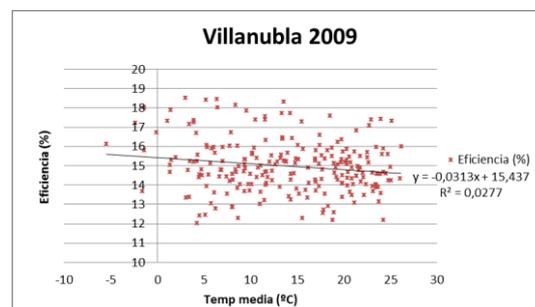


Figura III.126 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2009 en la instalación 6.

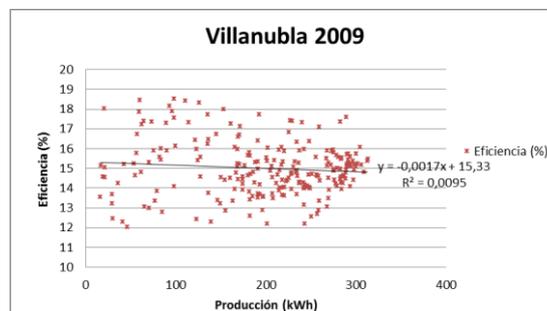


Figura III. 127 Eficiencia en función de la producción en el año 2009 en la instalación 6.

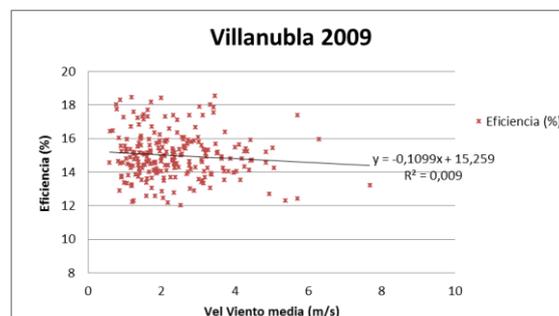


Figura III.128 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2009 en la instalación 6.

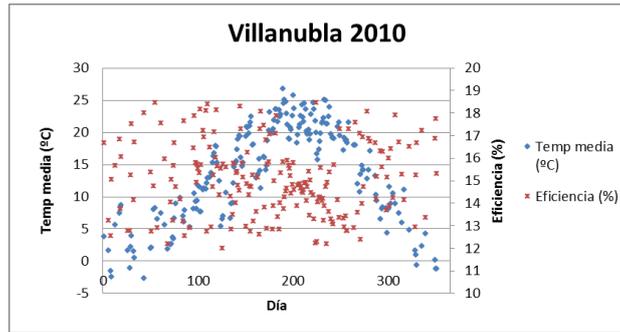


Figura III.129 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2010 en la instalación 6.

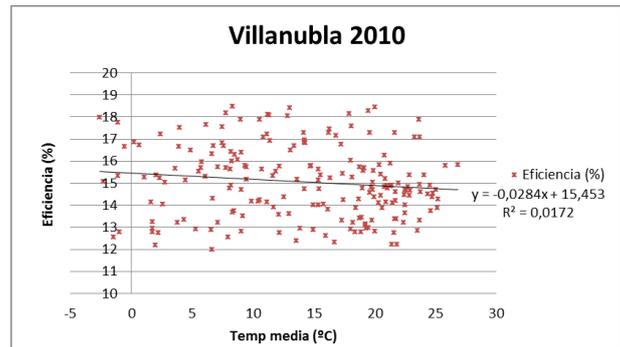


Figura III.130 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2010 en la instalación 6.

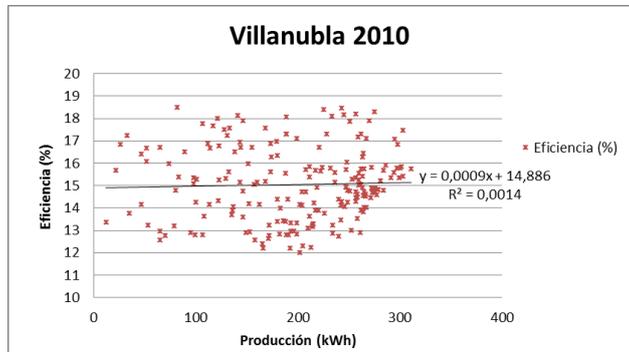


Figura III. 131 Eficiencia en función de la producción en el año 2010 en la instalación 6.

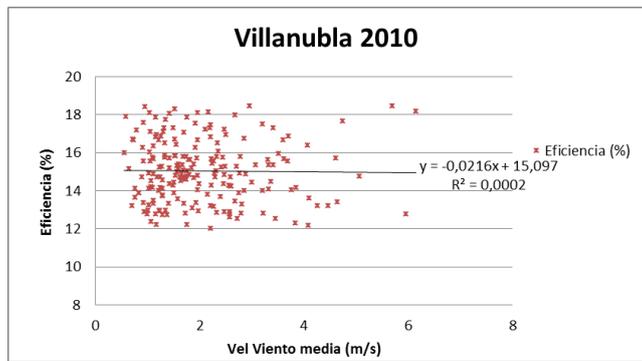


Figura III.132 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2010 en la instalación 6.

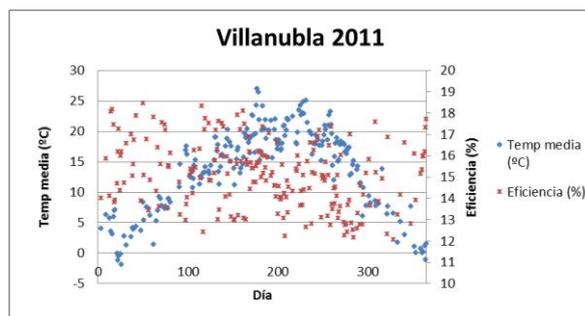


Figura III.133 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2011 en la instalación 6.

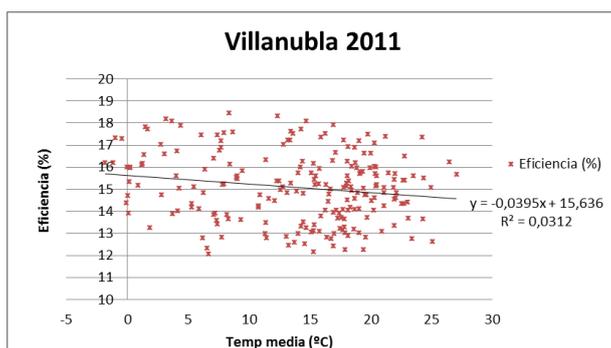


Figura III.134 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2011 en la instalación 6.

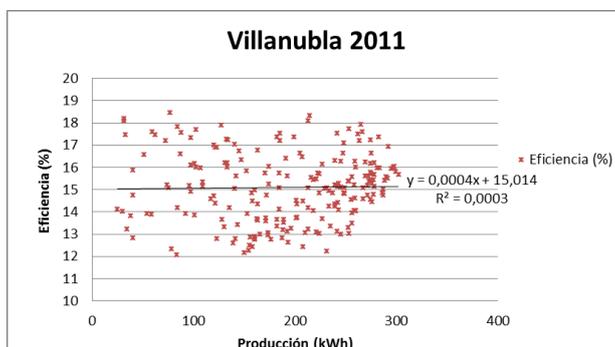


Figura III. 135 Eficiencia en función de la producción en el año 2011 en la instalación 6.

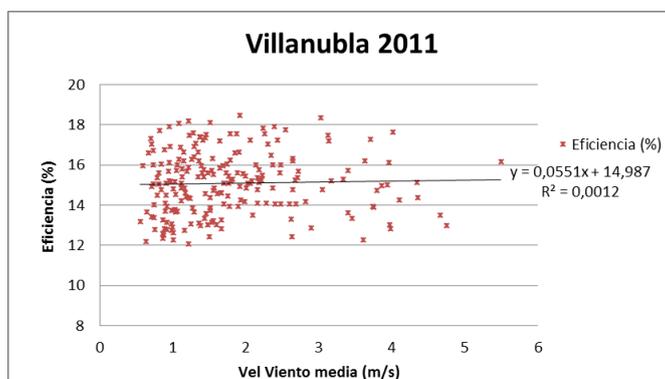


Figura III.136 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2011 en la instalación 6.

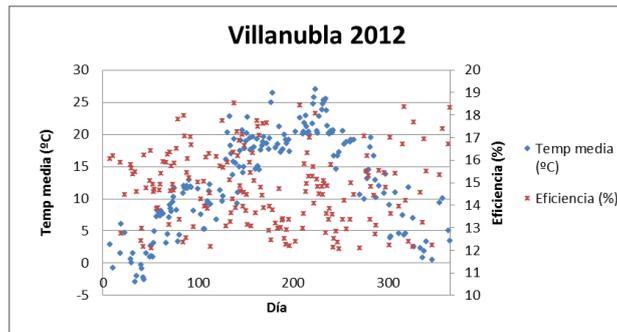


Figura III.137 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2012 en la instalación 6.

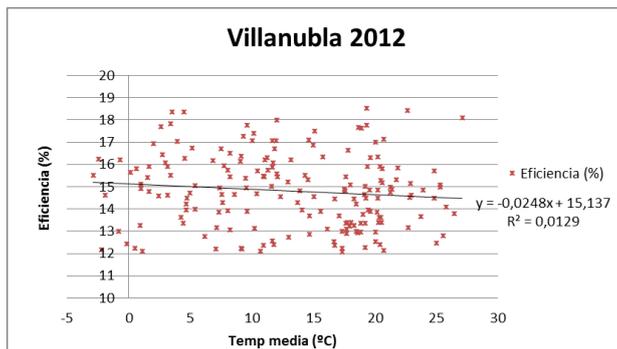


Figura III.138 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2012 en la instalación 6.

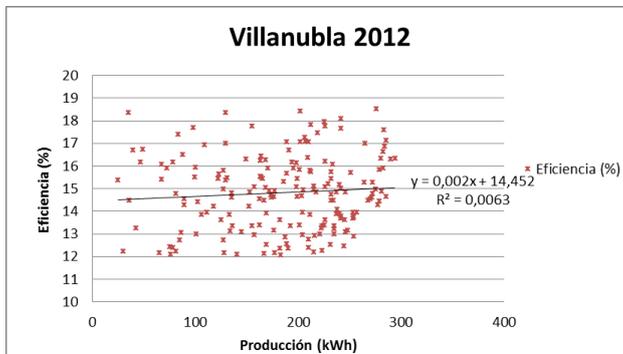


Figura III. 139 Eficiencia en función de la producción en el año 2012 en la instalación 6.

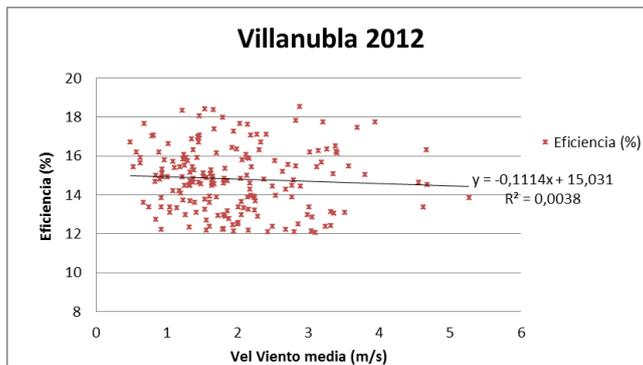


Figura III.140 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2012 en la instalación 6.

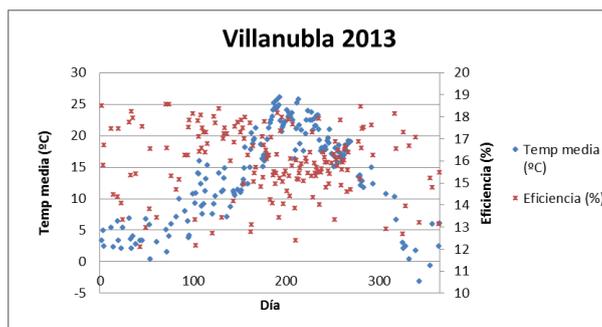


Figura III.141 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2013 en la instalación 6.

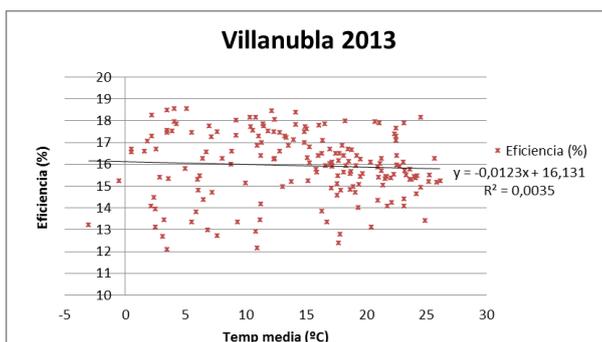


Figura III.142 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2013 en la instalación 6.

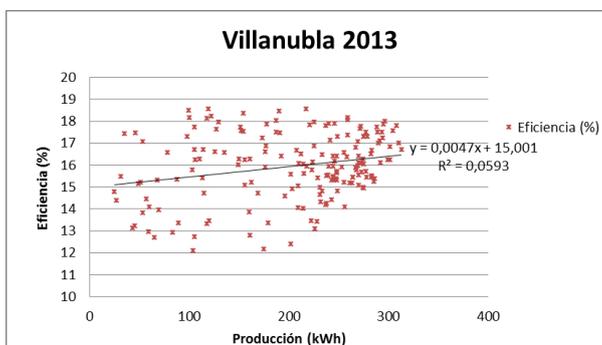


Figura III. 143 Eficiencia en función de la producción en el año 2013 en la instalación 6.

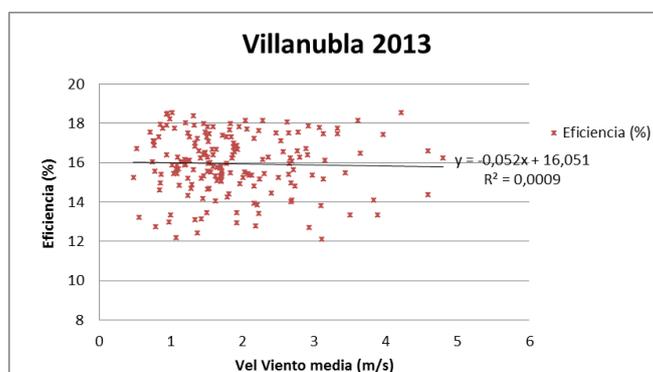


Figura III.144 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2013 en la instalación 6.

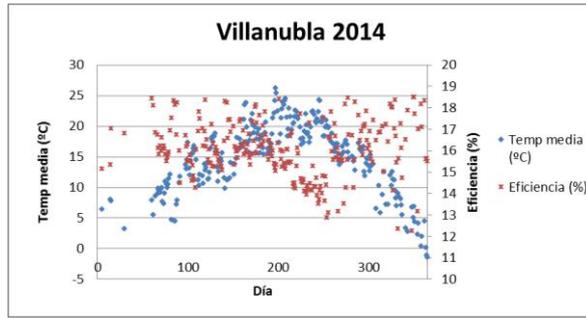


Figura III.145 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2014 en la instalación 6.

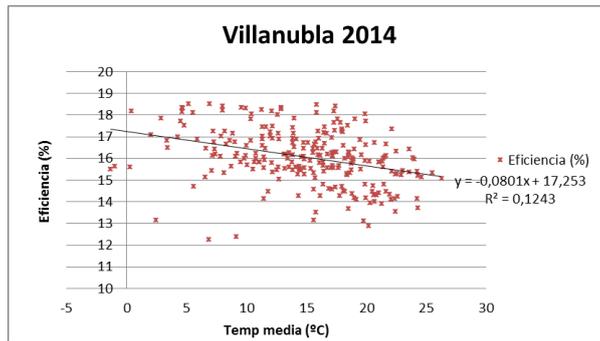


Figura III.146 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2014 en la instalación 6.

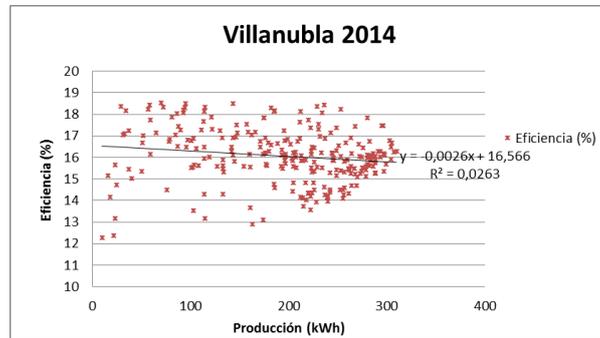


Figura III. 147 Eficiencia en función de la producción en el año 2014 en la instalación 6.

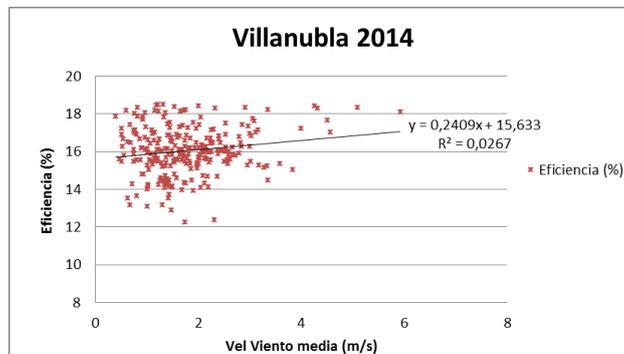


Figura III.148 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2014 en la instalación 6.

Instalación 7

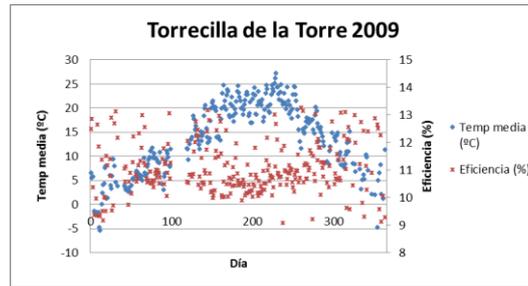


Figura III.149 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2009 en la instalación 7.

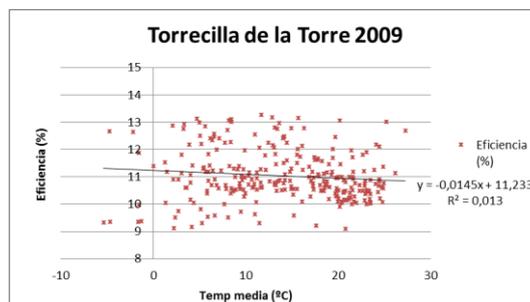


Figura III.150 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2009 en la instalación 7.

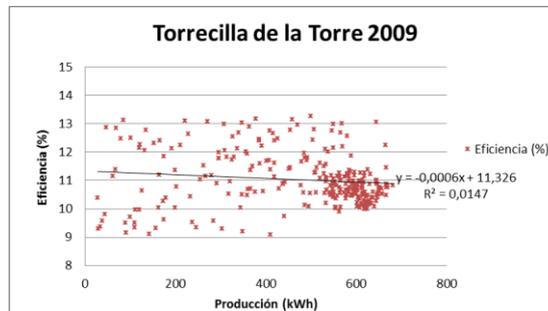


Figura III. 151 Eficiencia en función de la producción en el año 2009 en la instalación 7.

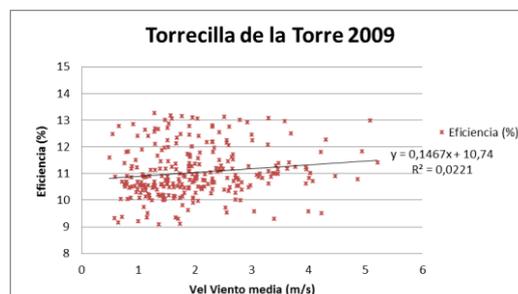


Figura III.152 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2009 en la instalación 7.

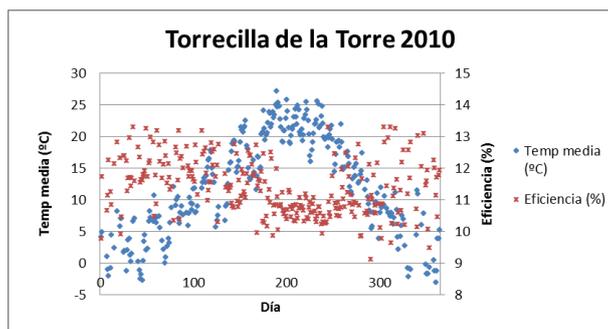


Figura III.153 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2010 en la instalación 7.

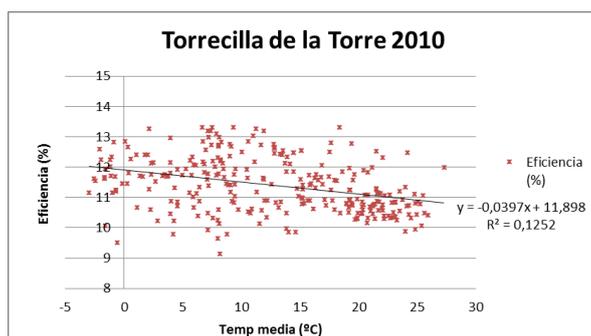


Figura III.154 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2010 en la instalación 7.

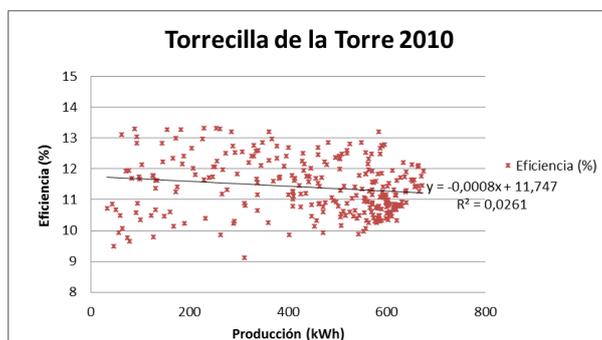


Figura III. 155 Eficiencia en función de la producción en el año 2010 en la instalación 7.

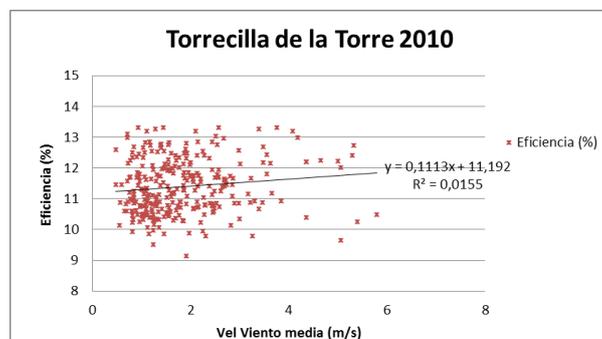


Figura III.156 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2010 en la instalación 7.

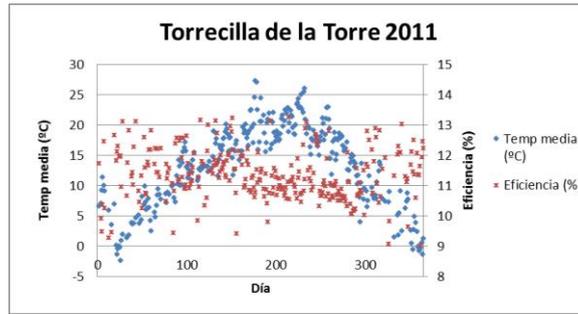


Figura III.157 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2011 en la instalación 7.

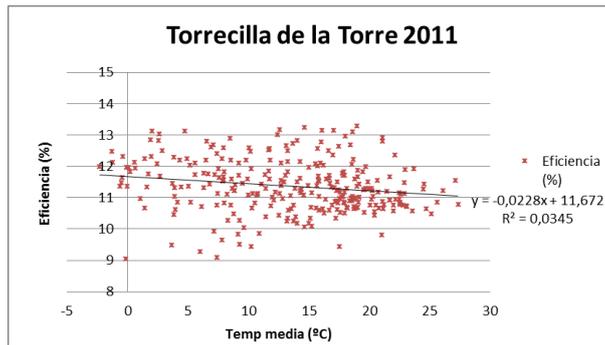


Figura III.158 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2011 en la instalación 7.

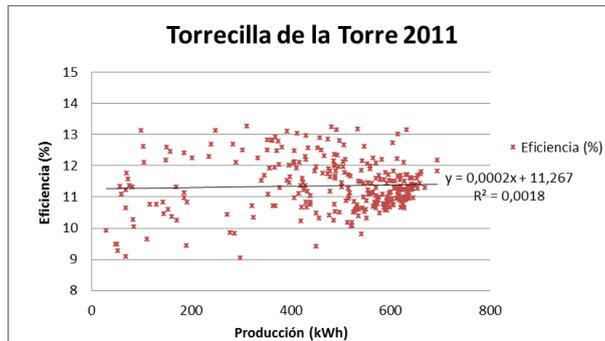


Figura III. 159 Eficiencia en función de la producción en el año 2011 en la instalación 7.

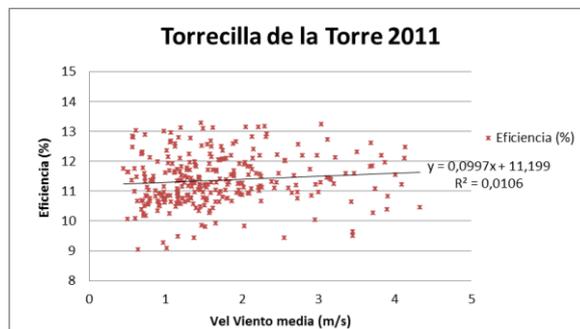


Figura III.160 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2011 en la instalación 7.

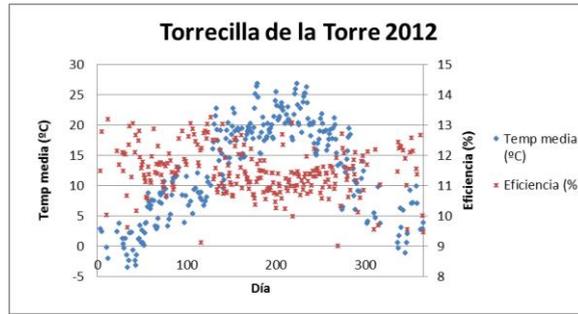


Figura III.161 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2012 en la instalación 7.

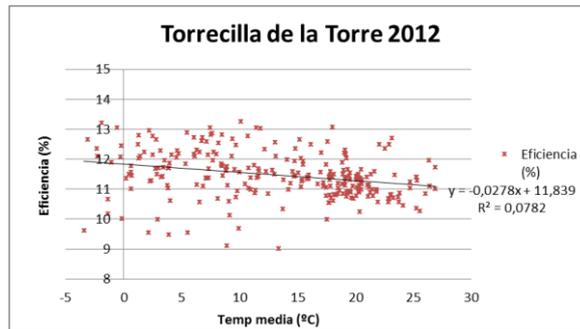


Figura III.162 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2012 en la instalación 7.

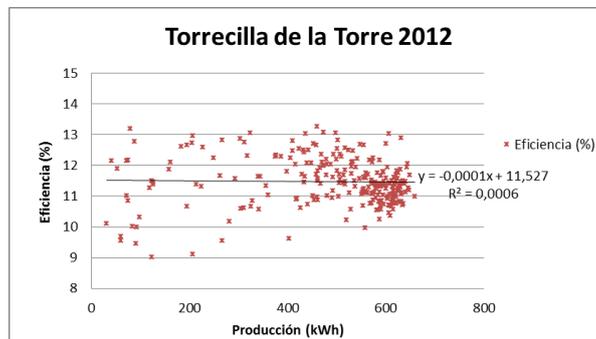


Figura III. 163 Eficiencia en función de la producción en el año 2012 en la instalación 7.

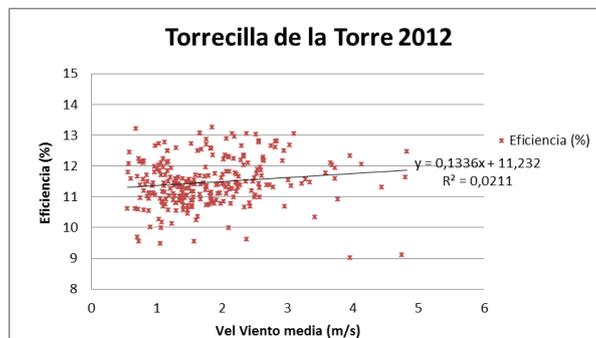


Figura III.164 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2012 en la instalación 7.

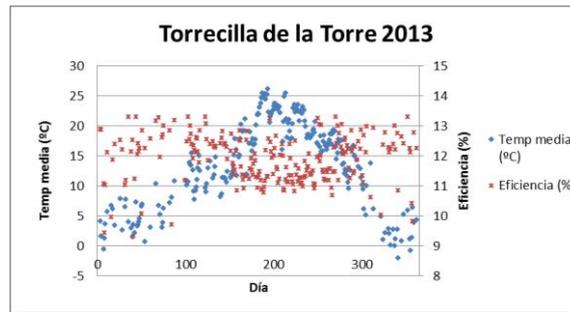


Figura III.165 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2013 en la instalación 7.

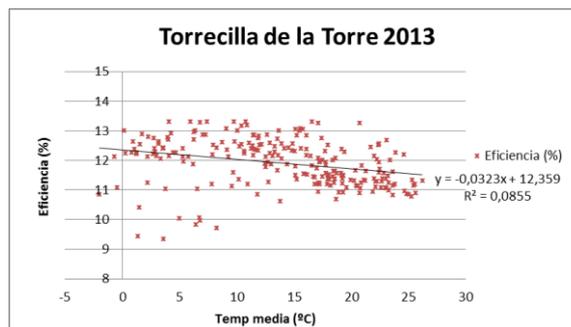


Figura III.166 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2013 en la instalación 7.

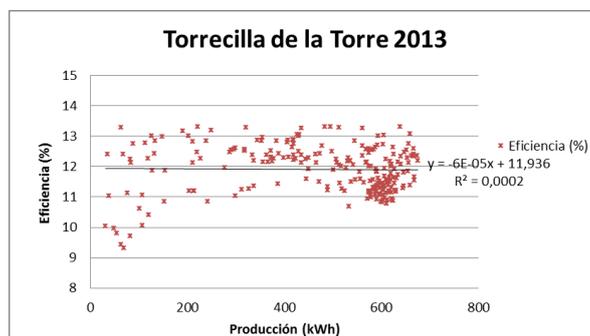


Figura III. 167 Eficiencia en función de la producción en el año 2013 en la instalación 7.

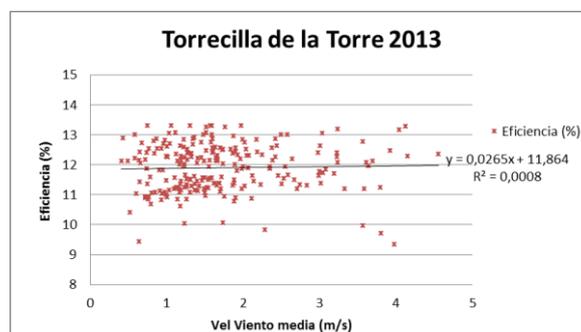


Figura III.168 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2013 en la instalación 7.

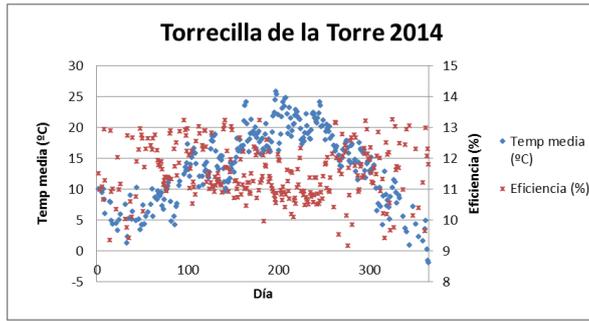


Figura III.169 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2014 en la instalación 7.

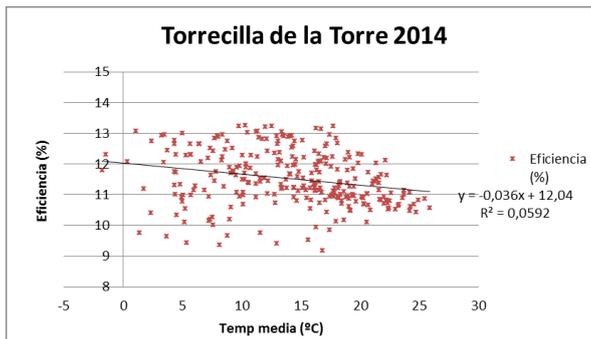


Figura III.170 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2014 en la instalación 7.

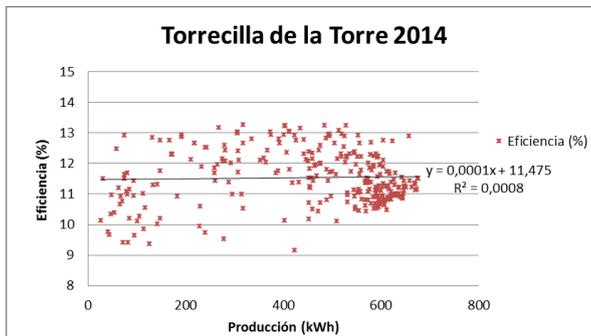


Figura III. 171 Eficiencia en función de la producción en el año 2014 en la instalación 7.

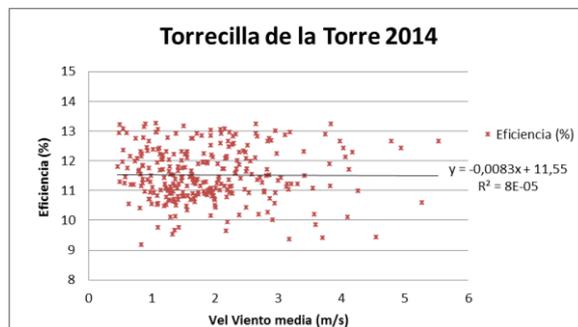


Figura III.172 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2014 en la instalación 7.

Instalación 8

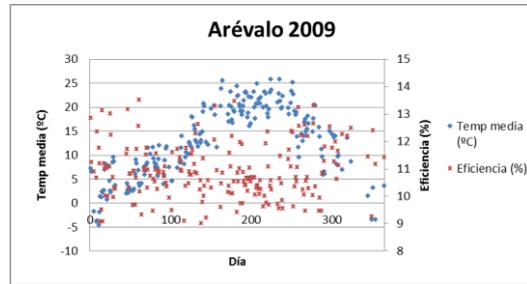


Figura III.173 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2009 en la instalación 8.

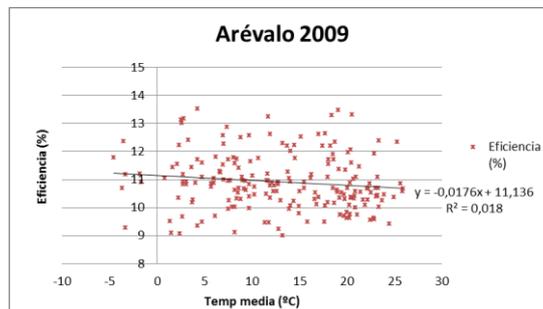


Figura III.174 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2009 en la instalación 8.

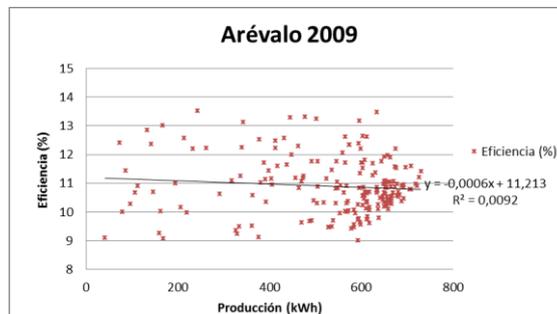


Figura III. 175 Eficiencia en función de la producción en el año 2009 en la instalación 8.

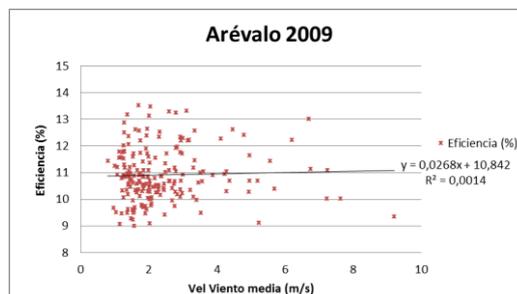


Figura III.176 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2009 en la instalación 8.

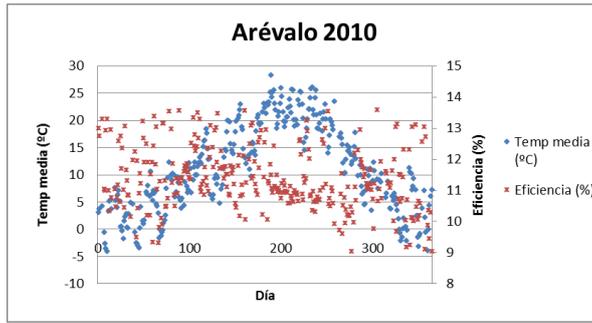


Figura III.177 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2010 en la instalación 8.

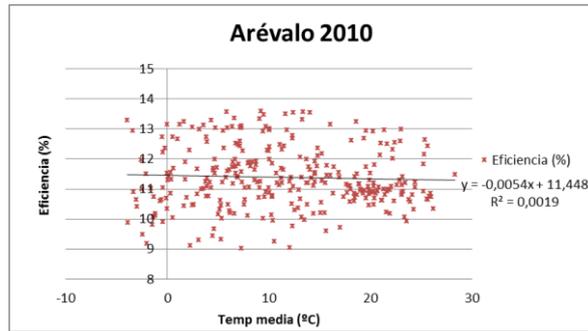


Figura III.178 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2010 en la instalación 8.

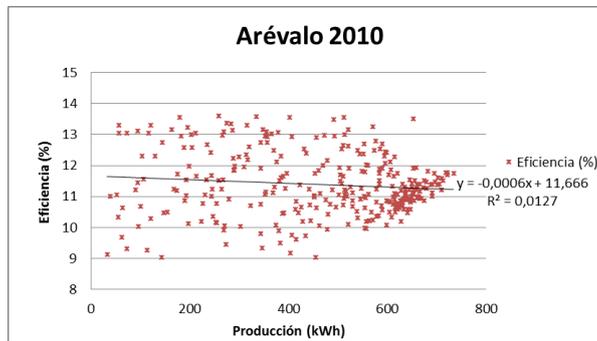


Figura III. 179 Eficiencia en función de la producción en el año 2010 en la instalación 8.

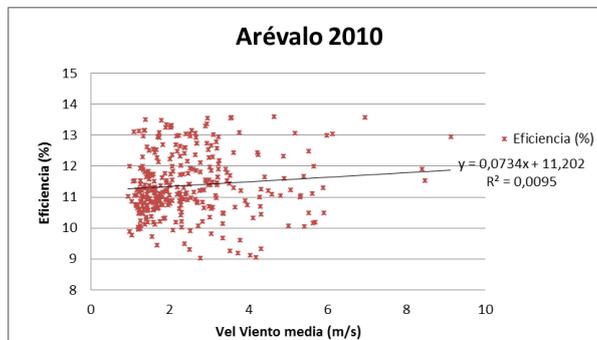


Figura III.180 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2010 en la instalación 8.

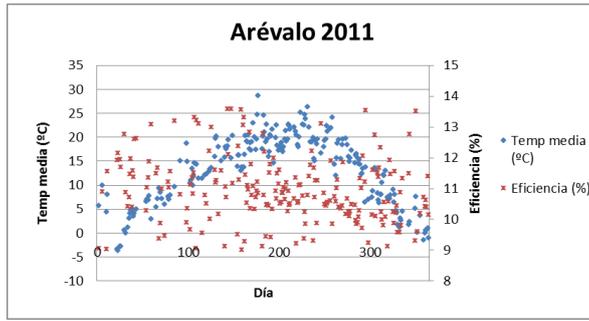


Figura III.181 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2011 en la instalación 8.

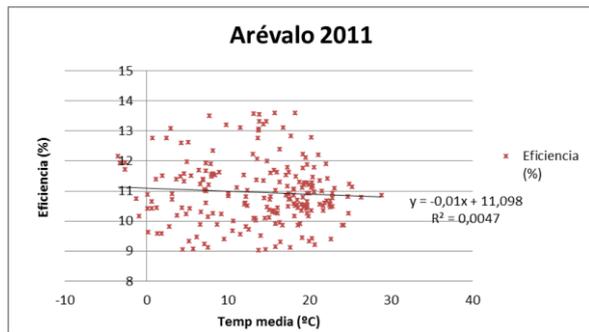


Figura III.182 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2011 en la instalación 8.

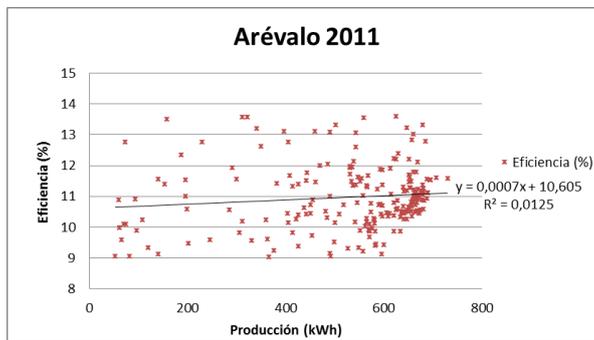


Figura III. 183 Eficiencia en función de la producción en el año 2011 en la instalación 8.

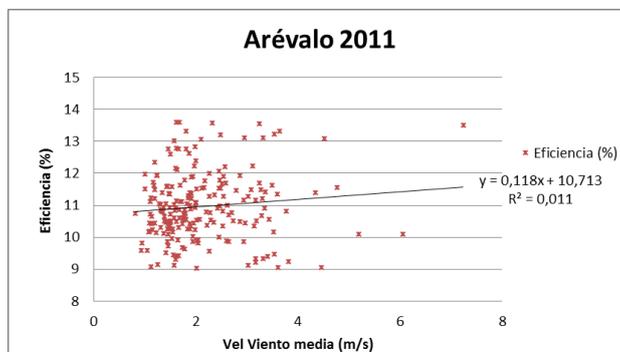


Figura III.184 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2011 en la instalación 8.

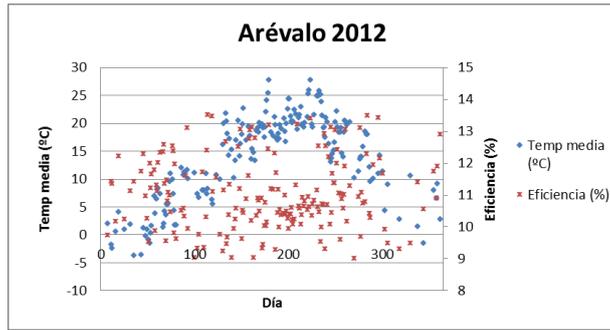


Figura III.185 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2012 en la instalación 8.

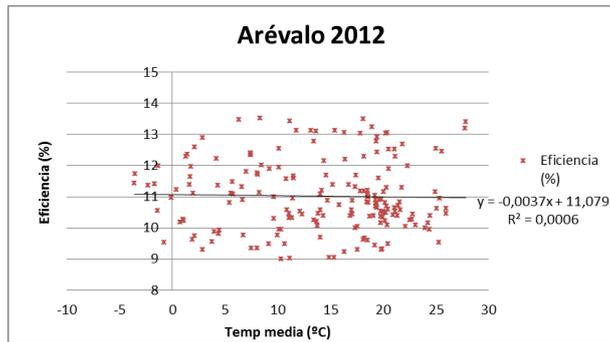


Figura III.186 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2012 en la instalación 8.

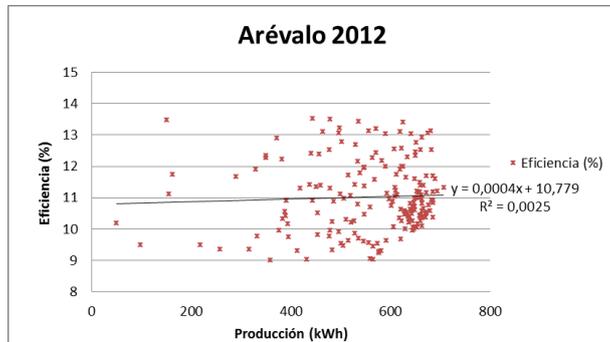


Figura III. 187 Eficiencia en función de la producción en el año 2012 en la instalación 8.

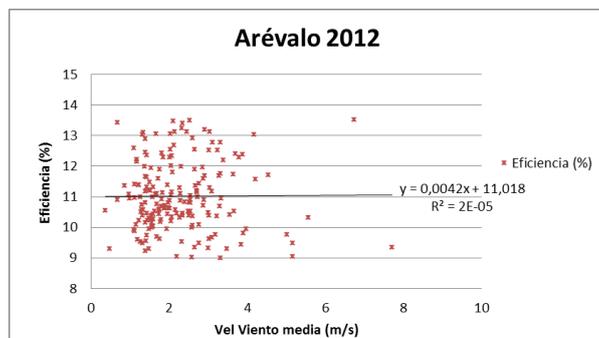


Figura III.188 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2012 en la instalación 8.

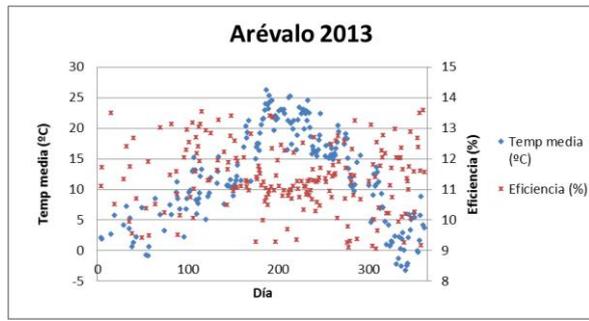


Figura III.189 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2013 en la instalación 8.

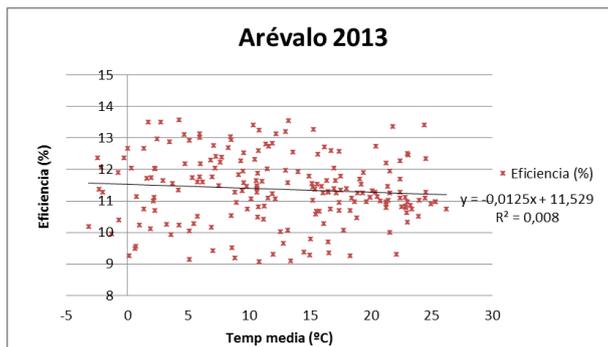


Figura III.190 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2013 en la instalación 8.

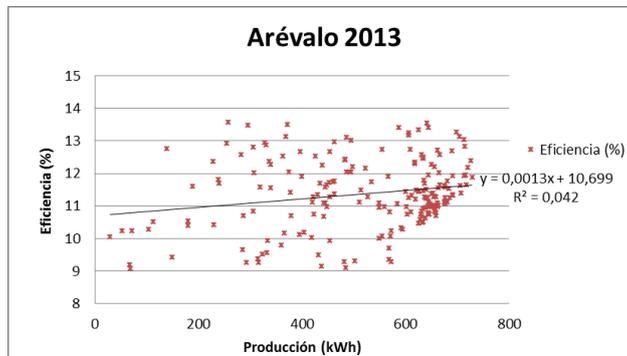


Figura III. 191 Eficiencia en función de la producción en el año 2013 en la instalación 8.

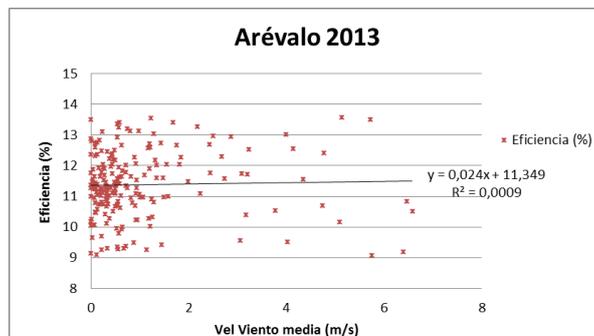


Figura III.192 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2013 en la instalación 8.

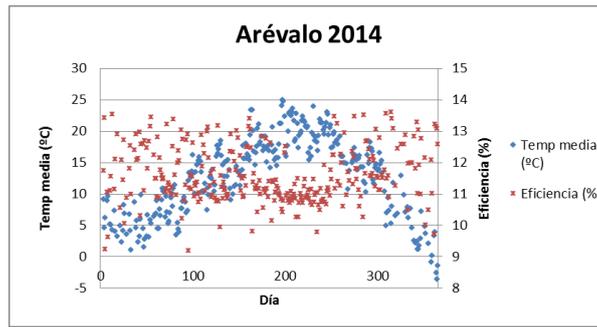


Figura III.193 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2014 en la instalación 8.

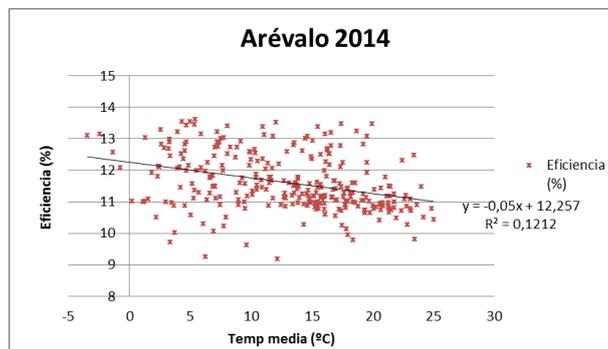


Figura III.194 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2014 en la instalación 8.

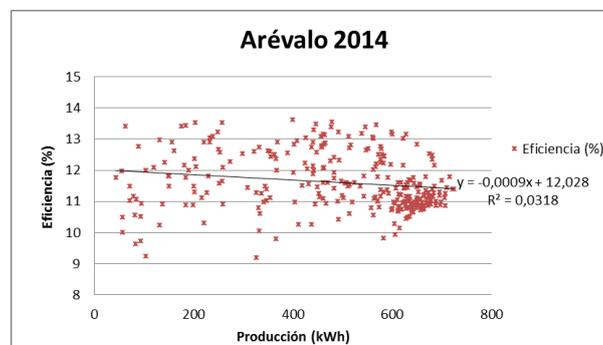


Figura III. 195 Eficiencia en función de la producción en el año 2014 en la instalación 8.

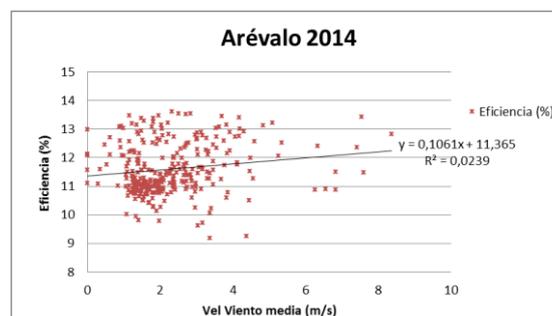


Figura III.196 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2014 en la instalación 8.

Instalación 9

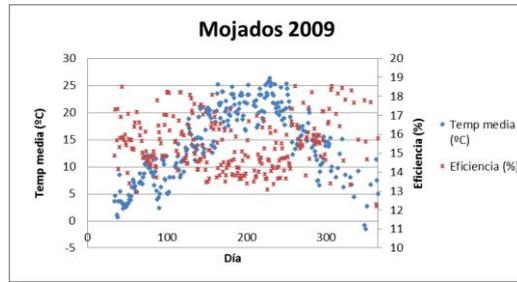


Figura III.197 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2009 en la instalación 9.

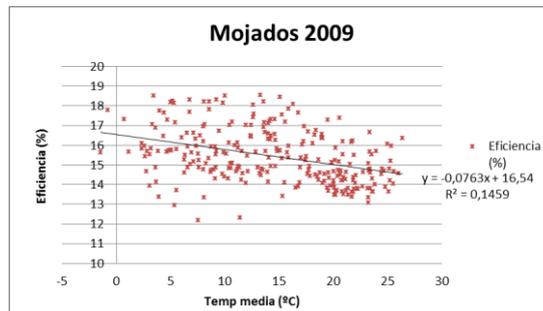


Figura III.198 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2009 en la instalación 9.

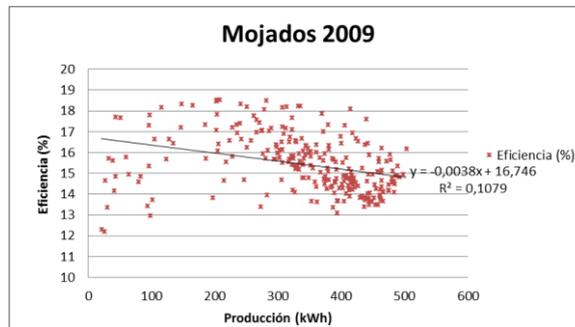


Figura III. 199 Eficiencia en función de la producción en el año 2009 en la instalación 9.

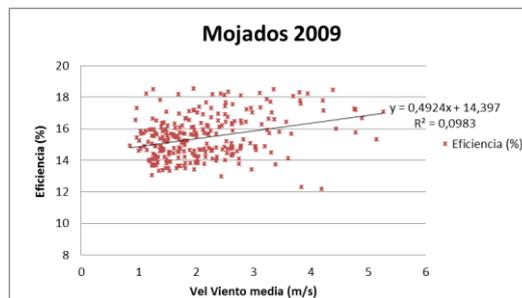


Figura III.200 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2009 en la instalación 9.

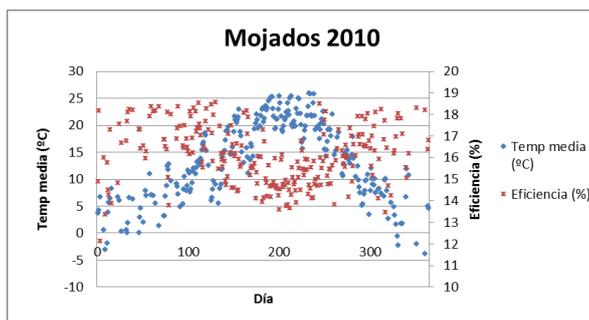


Figura III.201 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2010 en la instalación 9.

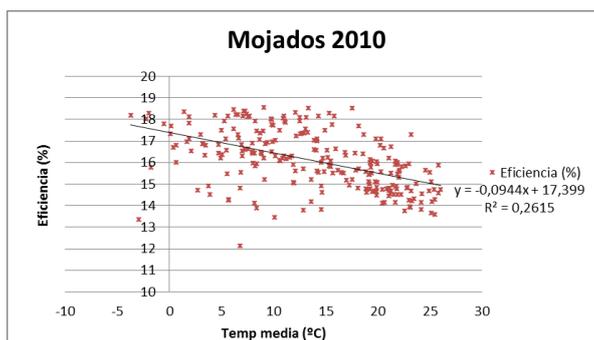


Figura III.202 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2010 en la instalación 9.

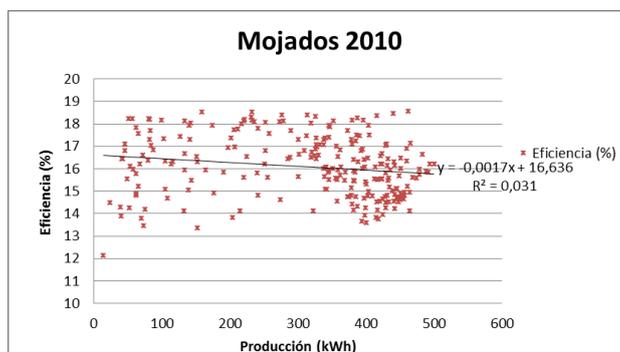


Figura III. 203 Eficiencia en función de la producción en el año 2010 en la instalación 9.

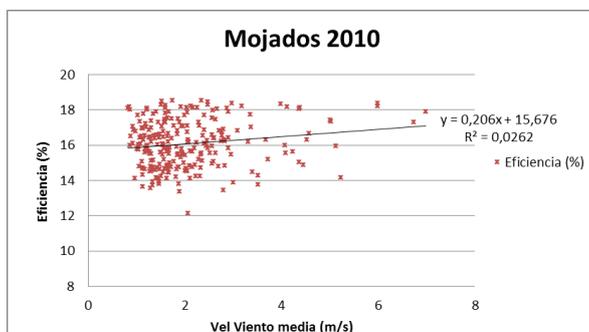


Figura III.204 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2010 en la instalación 9.

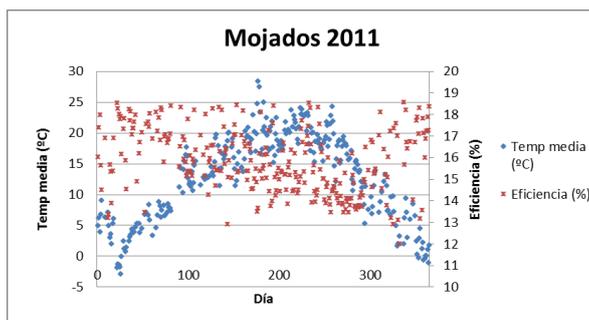


Figura III.205 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2011 en la instalación 9.

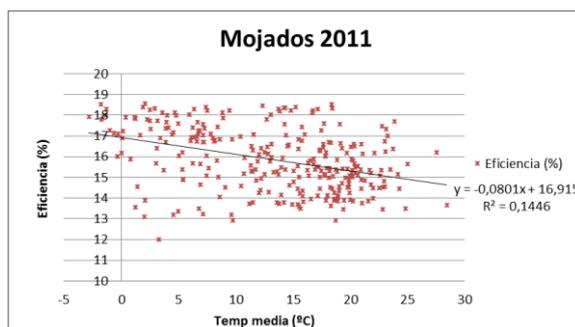


Figura III.206 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2011 en la instalación 9.

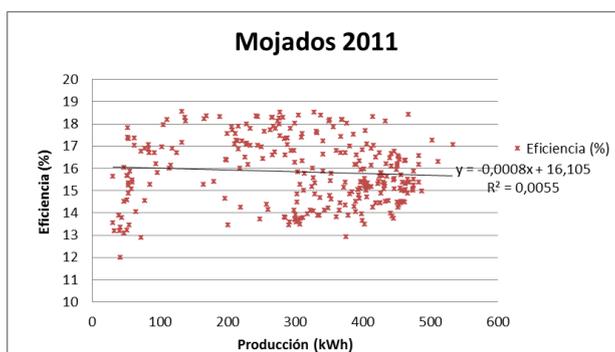


Figura III. 207 Eficiencia en función de la producción en el año 2011 en la instalación 9.

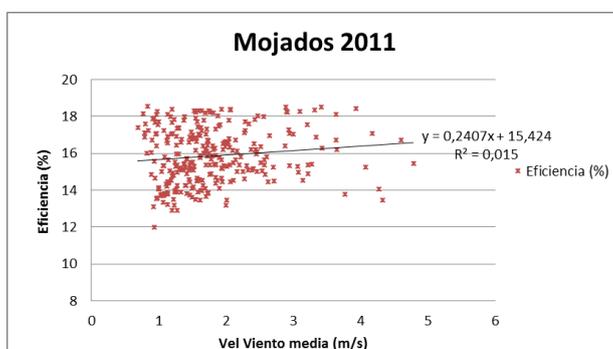


Figura III.208 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2011 en la instalación 9.

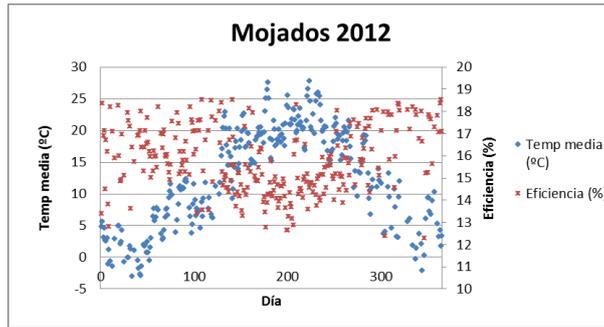


Figura III.209 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2012 en la instalación 19.

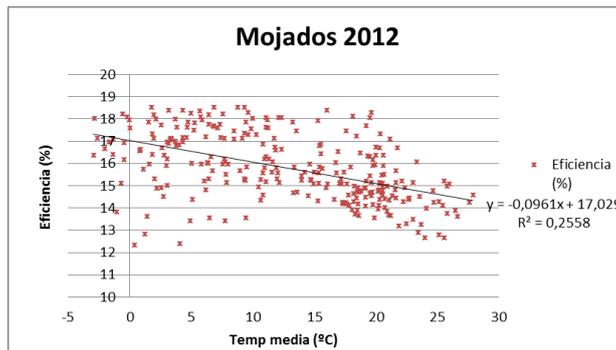


Figura III.210 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2012 en la instalación 9.

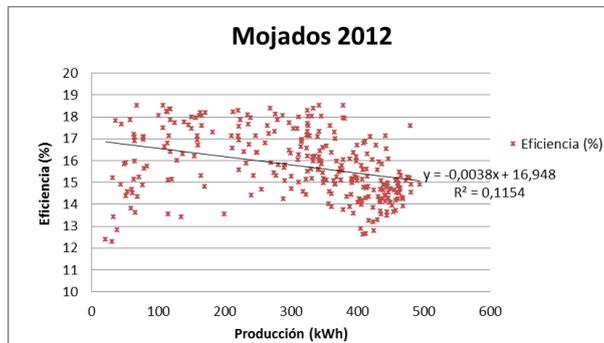


Figura III. 211 Eficiencia en función de la producción en el año 2012 en la instalación 9.

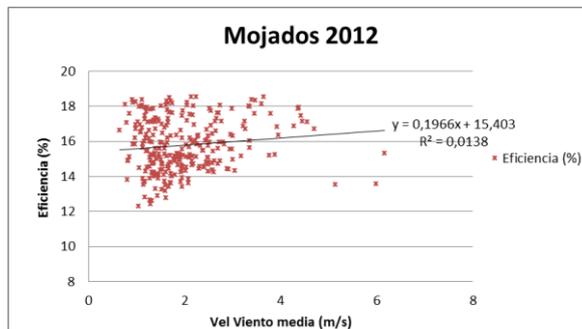


Figura III.212 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2012 en la instalación 9.

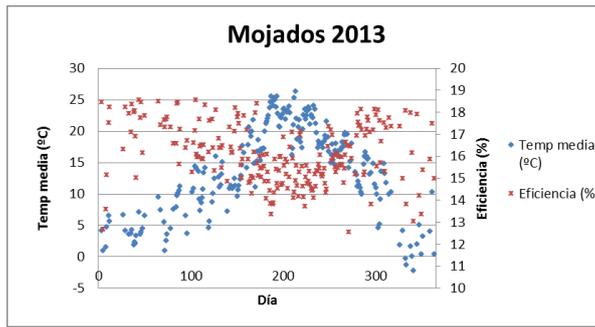


Figura III.213 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2013 en la instalación 9.

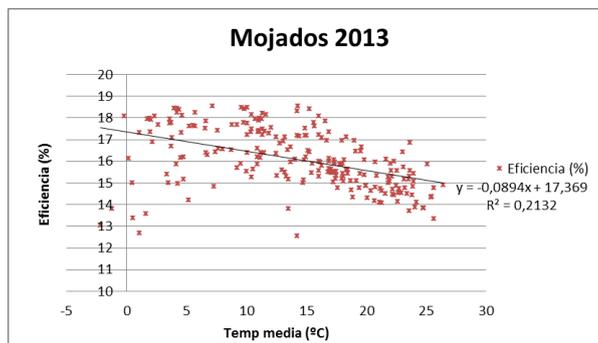


Figura III.214 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2013 en la instalación 9.

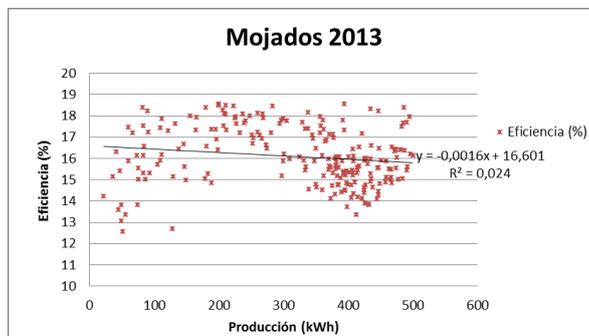


Figura III. 215 Eficiencia en función de la producción en el año 2013 en la instalación 9.

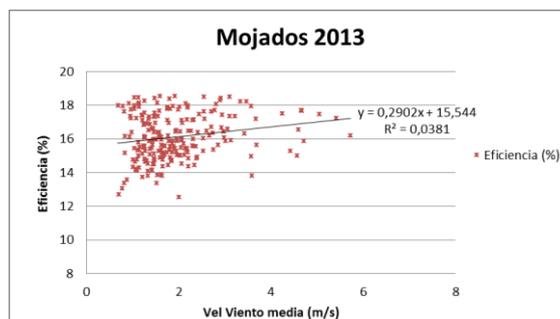


Figura III.216 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2013 en la instalación 9.

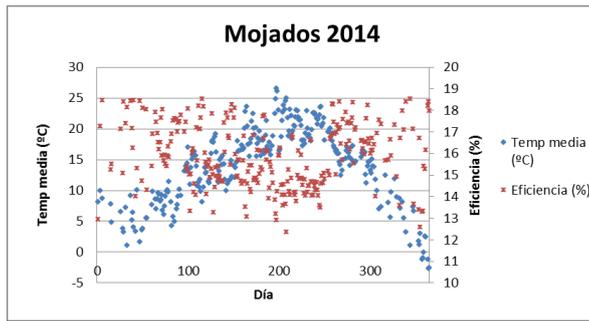


Figura III.217 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2014 en la instalación 9.

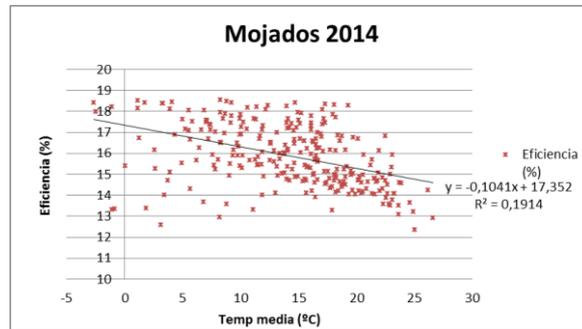


Figura III.218 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2014 en la instalación 9.

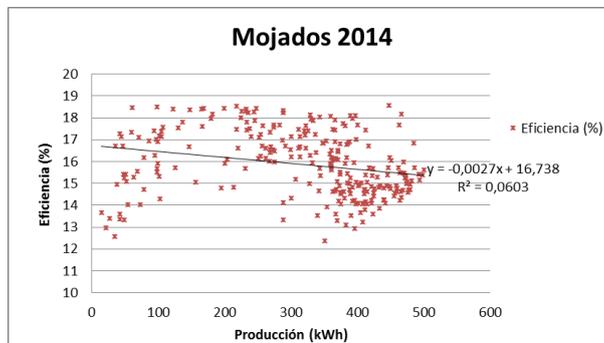


Figura III. 219 Eficiencia en función de la producción en el año 2014 en la instalación 9.

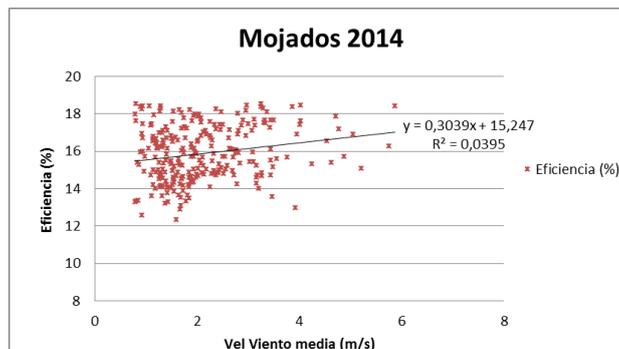


Figura III.220 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2014 en la instalación 9.

Instalación 10

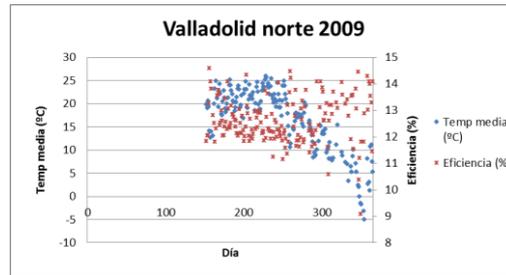


Figura III.221 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2009 en la instalación 10.

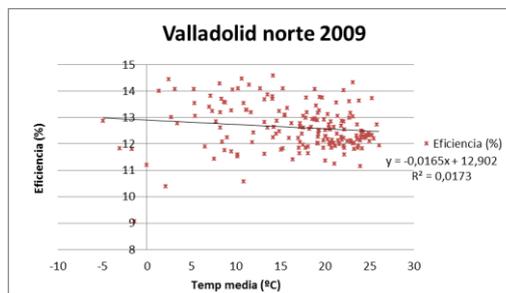


Figura III.222 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2009 en la instalación 10.

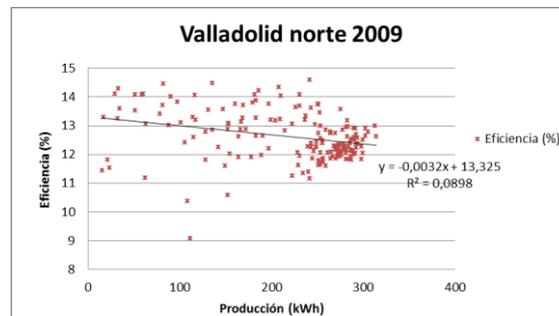


Figura III. 223 Eficiencia en función de la producción en el año 2009 en la instalación 10.

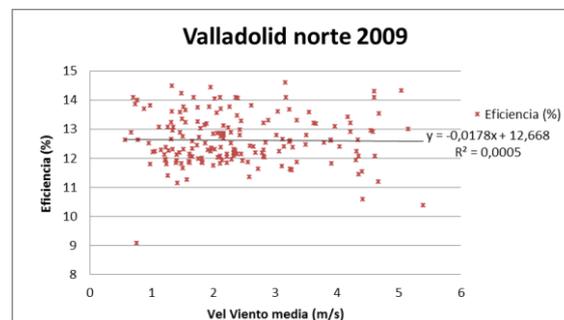


Figura III.224 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2009 en la instalación 10.

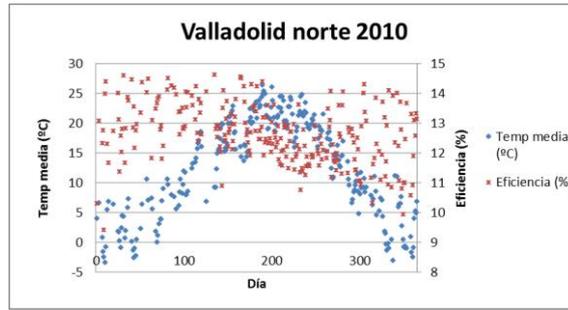


Figura III.225 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2010 en la instalación 10.

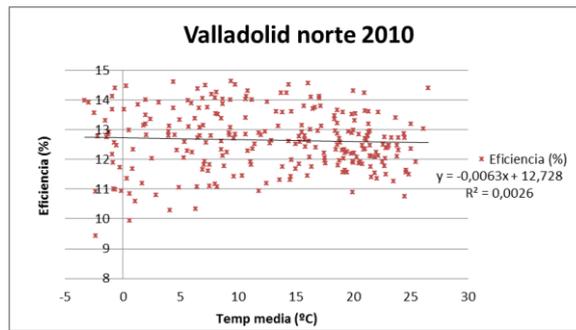


Figura III.226 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2010 en la instalación 10.

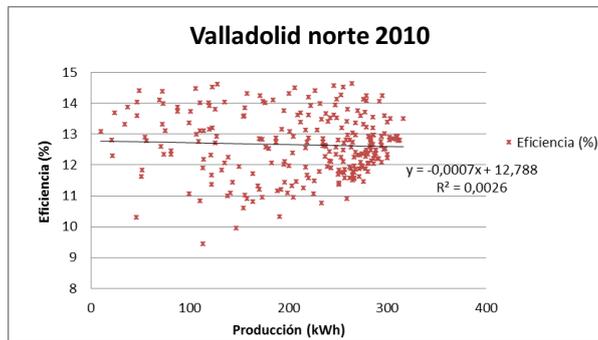


Figura III. 227 Eficiencia en función de la producción en el año 2010 en la instalación 10.

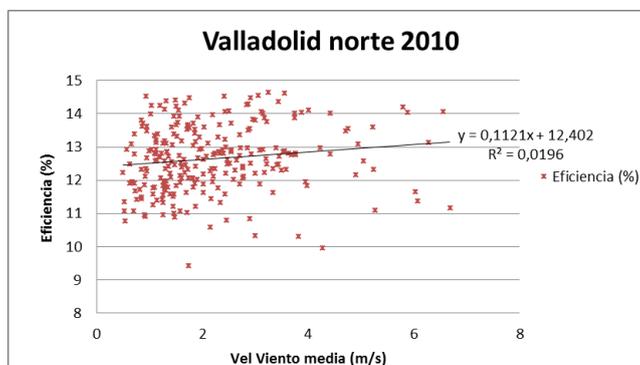


Figura III.228 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2010 en la instalación 10.

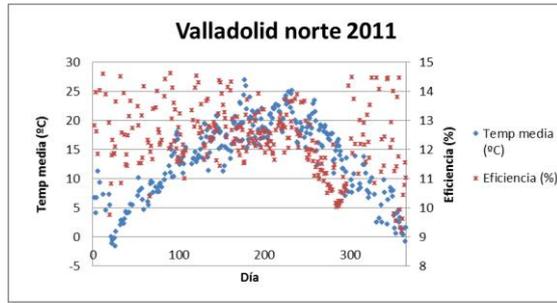


Figura III.229 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2011 en la instalación 10.

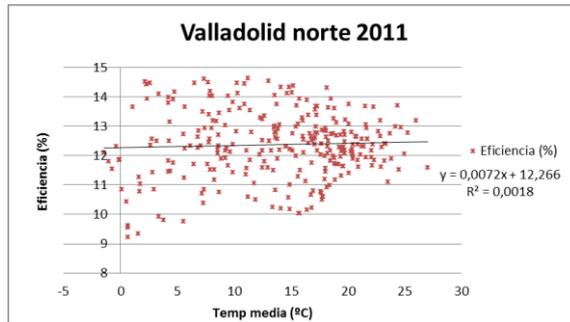


Figura III.230 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2011 en la instalación 10.

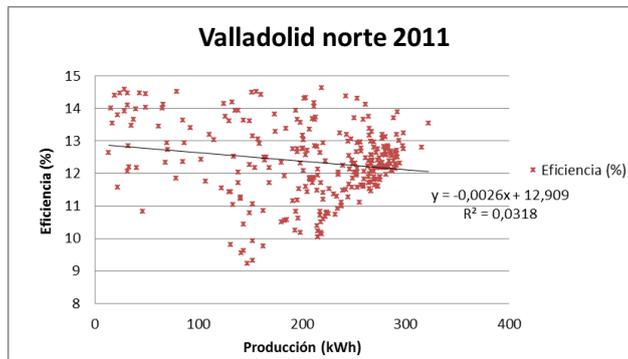


Figura III. 231 Eficiencia en función de la producción en el año 2011 en la instalación 10.

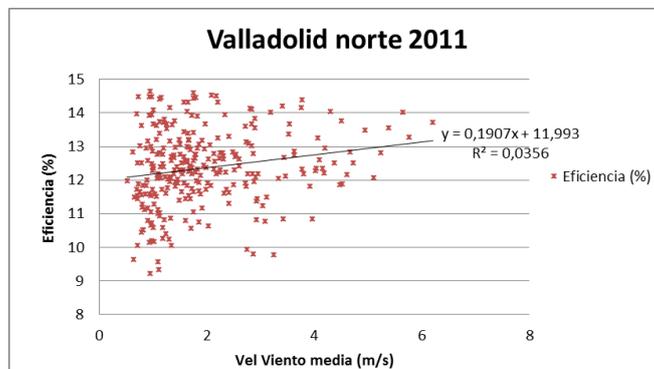


Figura III.232 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2011 en la instalación 10.

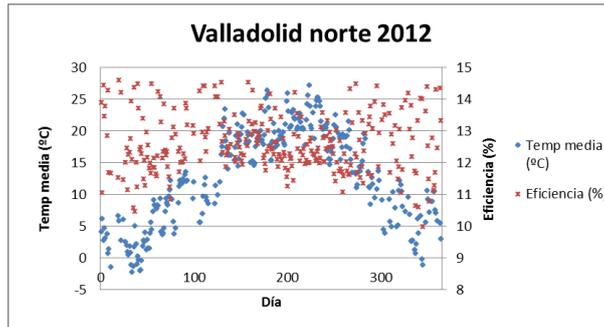


Figura III.233 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2012 en la instalación 10.

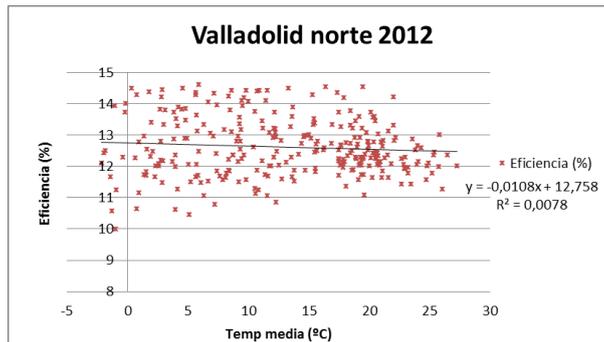


Figura III.234 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2012 en la instalación 10.

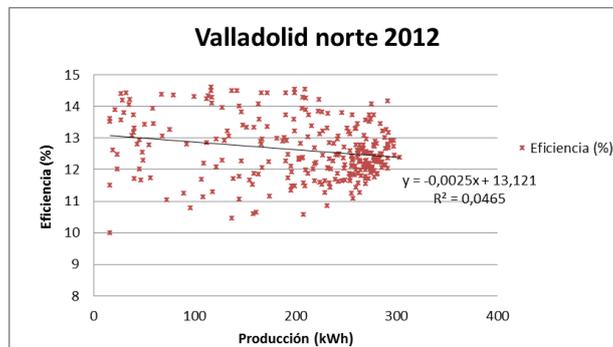


Figura III. 235 Eficiencia en función de la producción en el año 2012 en la instalación 10.

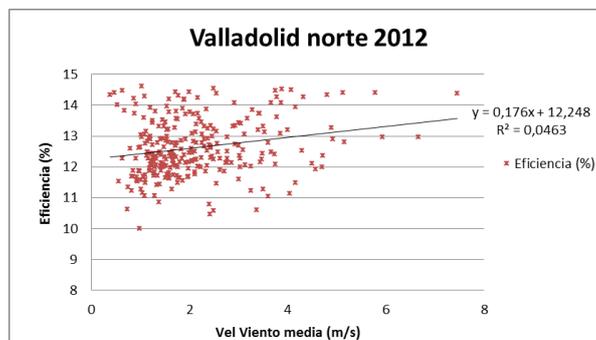


Figura III.236 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2012 en la instalación 10.

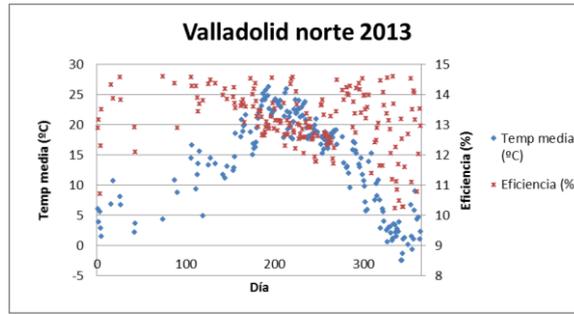


Figura III.237 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2013 en la instalación 10.

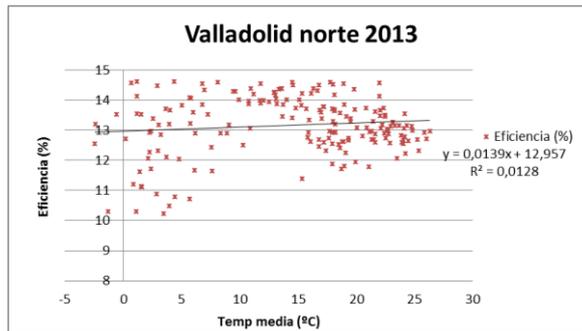


Figura III.238 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2013 en la instalación 10.

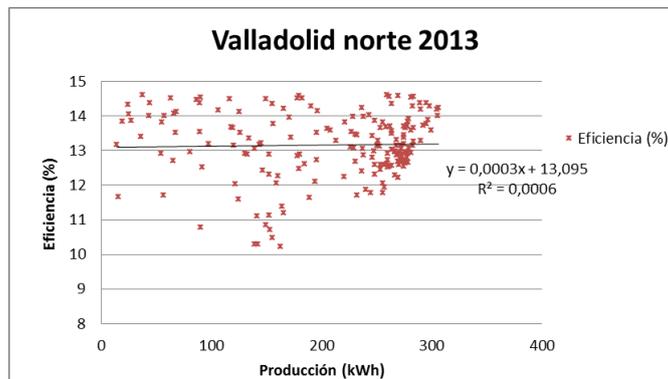


Figura III. 239 Eficiencia en función de la producción en el año 2013 en la instalación 10.

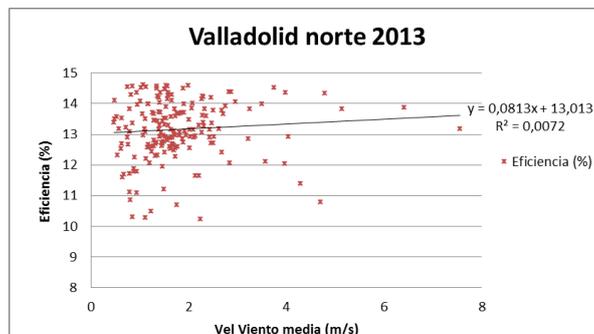


Figura III.240 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2013 en la instalación 10.

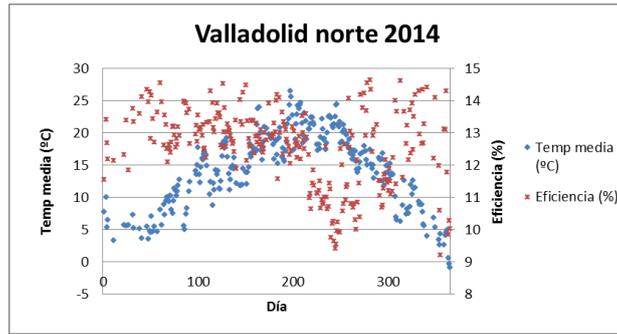


Figura III.241 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2014 en la instalación 10.

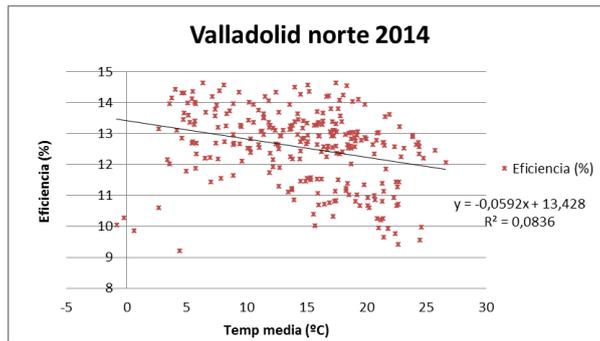


Figura III.242 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2014 en la instalación 10.

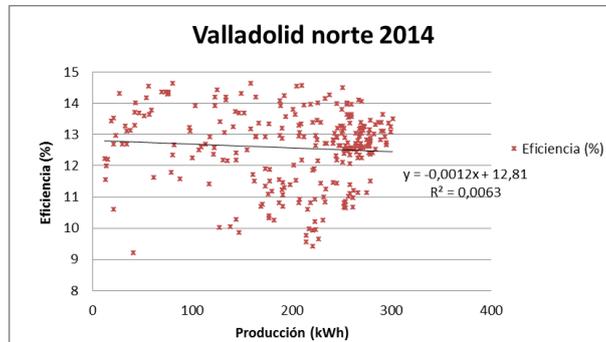


Figura III. 243 Eficiencia en función de la producción en el año 2014 en la instalación 10.

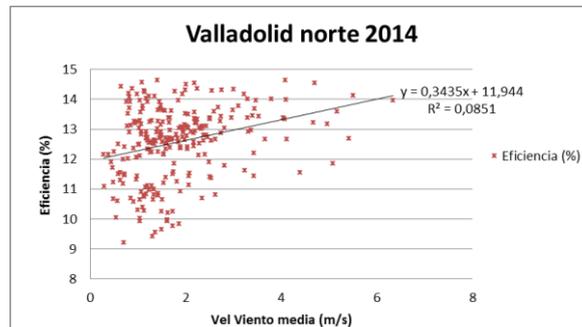


Figura III.244 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2014 en la instalación 10.

Instalación 11

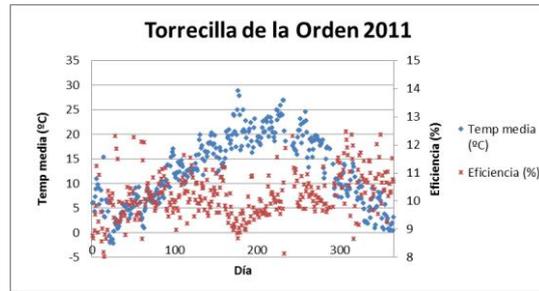


Figura III.245 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2011 en la instalación 11.

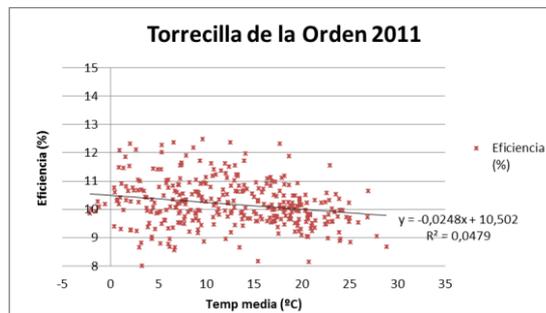


Figura III.246 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2011 en la instalación 11.

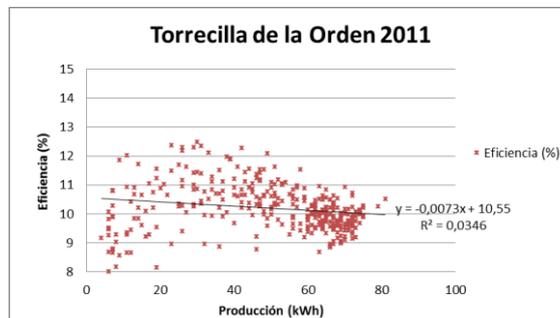


Figura III. 247 Eficiencia en función de la producción en el año 2011 en la instalación 11.

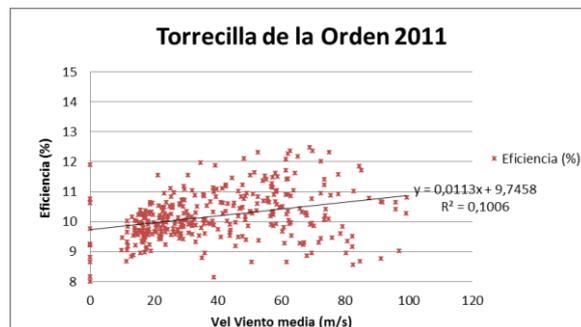


Figura III.248 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2011 en la instalación 11.

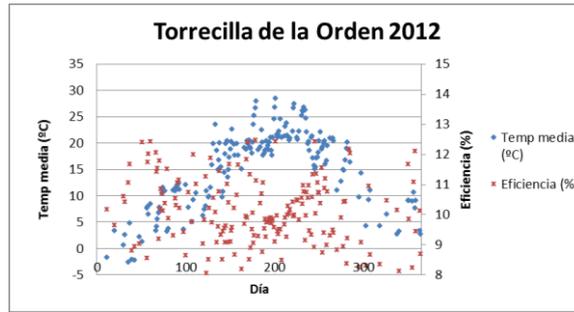


Figura III.249 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2012 en la instalación 11.

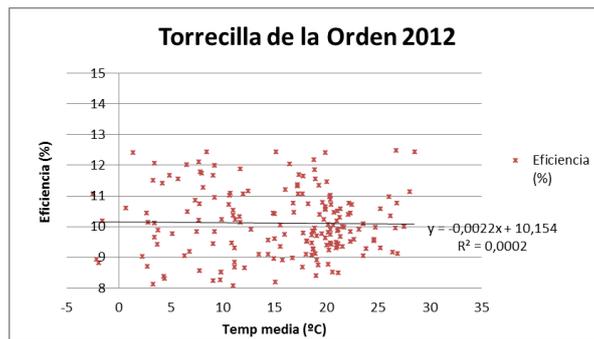


Figura III.250 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2012 en la instalación 11.

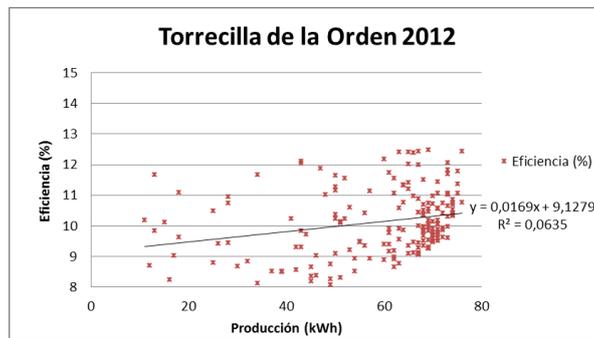


Figura III. 251 Eficiencia en función de la producción en el año 2012 en la instalación 11.

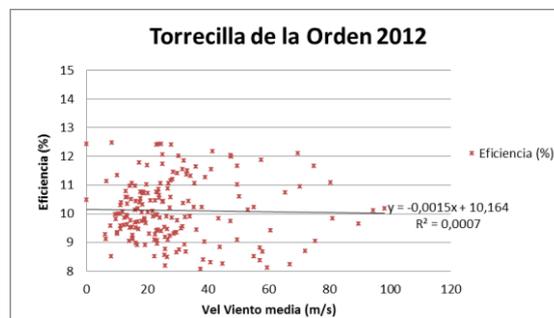


Figura III.252 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2012 en la instalación 11.

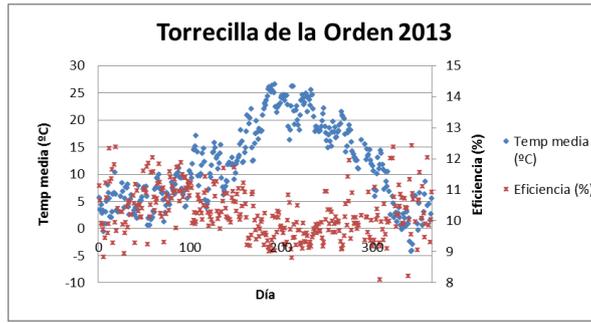


Figura III.253 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2013 en la instalación 11.

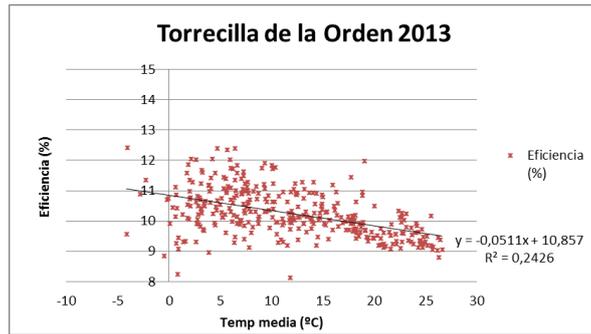


Figura III.254 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2013 en la instalación 11.

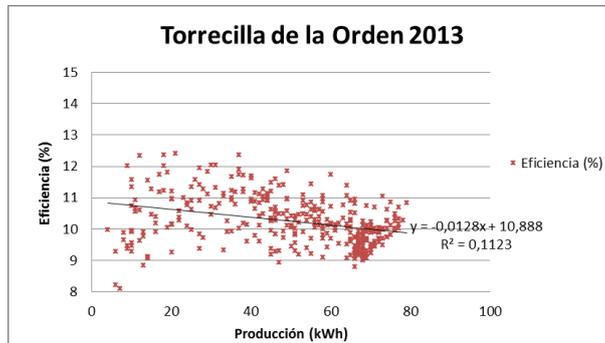


Figura III. 255 Eficiencia en función de la producción en el año 2013 en la instalación 11.

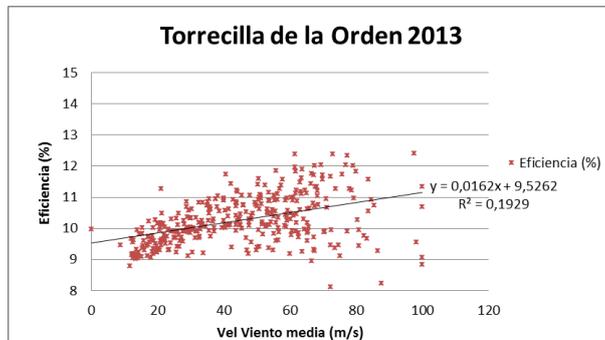


Figura III.256 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2013 en la instalación 11.

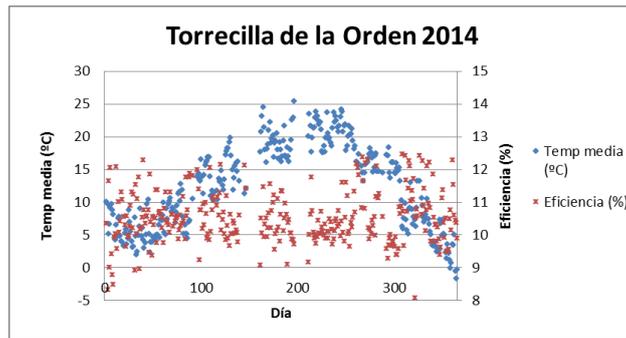


Figura III.257 Eficiencia y temperatura ambiente media para los días del año 2014 en la instalación 14.

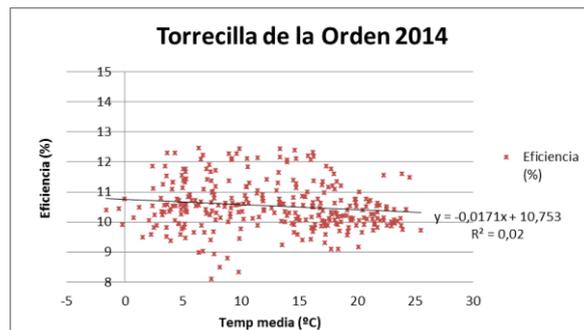


Figura III 258 Eficiencia en función de la temperatura ambiente media en el año 2014 en la instalación 14.

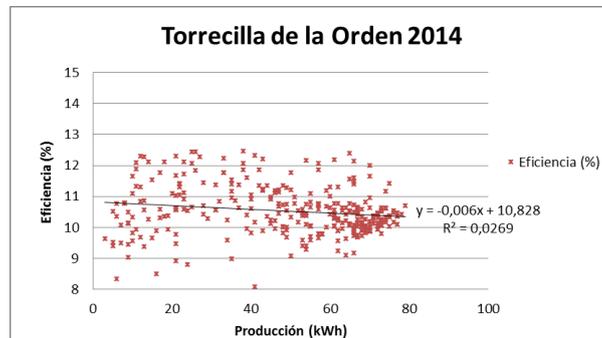


Figura III. 259 Eficiencia en función de la producción en el año 2014 en la instalación 14.

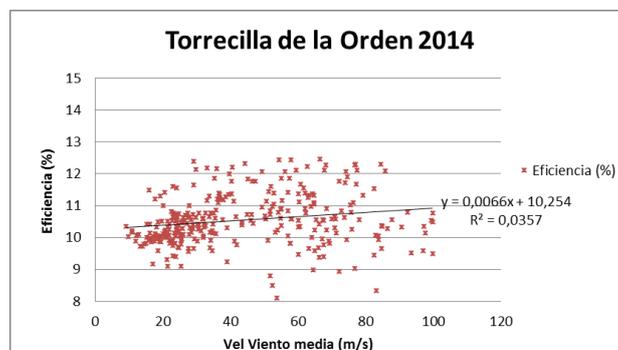


Figura III.260 Eficiencia en función de la velocidad del viento media en el año 2014 en la instalación 14.

ANEXO IV

Error para la estimación de la temperatura de panel utilizando datos medios diarios.

Villacidaler

rmse 2013

Mes	Schott	Smokler	Servant	Lasnier	Ishengoma	Siegel	Tselepis	Mondol	Mondol 2	Chenni
1	1,39	0,92	1,74	2,49	1,12	2,09	1,75	1,06	1,07	1,03
2	1,81	1,16	2,37	3,17	1,52	2,82	2,36	1,37	1,38	1,38
3	2,01	1,37	2,54	3,24	1,75	3,02	2,47	1,58	1,60	1,67
4	3,05	2,19	3,71	4,37	2,74	4,53	3,56	2,51	2,53	2,67
5	3,60	2,69	4,25	4,93	3,20	5,16	4,11	3,03	3,05	2,97
6	3,45	2,53	3,95	4,56	3,09	5,12	3,76	2,88	2,90	3,00
7	3,49	2,54	3,78	4,36	3,10	5,23	3,56	2,91	2,93	3,10
8	4,51	3,55	4,90	5,50	4,12	6,27	4,69	3,93	3,94	4,08
9	3,55	2,71	3,95	4,53	3,15	5,06	3,77	3,02	3,04	3,00
10	2,04	1,39	2,39	2,99	1,67	3,06	2,29	1,62	1,63	1,39
11	1,55	0,96	1,98	2,75	1,24	2,47	1,95	1,14	1,15	1,06
12	0,95	0,54	1,36	2,12	0,69	1,69	1,40	0,65	0,66	0,84
Media	2,62	1,88	3,08	3,75	2,28	3,88	2,97	2,14	2,16	2,18

Tabla IV.1 rmse (%) para la estimación de la temperatura de panel utilizando datos medios diarios año 2013 Villacidaler.

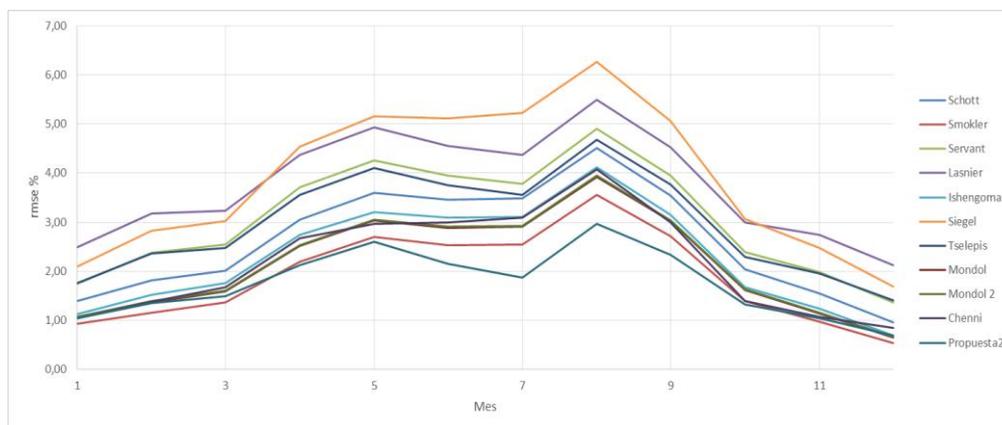


Figura III.1 rmse (%) para la estimación de la temperatura de panel utilizando datos medios diarios año 2013 Villacidaler.

rmse 2014

Mes	Schott	Smokler	Servant	Lasnier	Ishengoma	Siegel	Tselepis	Mondol	Mondol 2	Chenni
1	1,28	0,88	1,52	2,24	1,08	1,78	1,53	0,99	1,00	1,07
2	1,97	1,37	2,41	3,15	1,73	2,80	2,37	1,56	1,58	1,82
3	2,74	1,89	3,46	4,12	2,41	4,26	3,32	2,21	2,22	2,29
4										
5										
6										
7	3,34	2,38	3,74	4,34	2,99	5,11	3,52	2,76	2,77	2,99
8	2,93	1,98	3,34	3,95	2,52	4,67	3,12	2,34	2,36	2,44
9	2,30	1,55	2,57	3,16	1,88	3,70	2,38	1,81	1,82	1,68
10	1,64	0,90	1,95	2,58	1,20	2,82	1,78	1,15	1,16	0,93
11	0,75	0,52	0,95	1,56	0,61	1,28	0,89	0,56	0,56	0,75
12	0,94	0,58	1,23	2,09	0,66	1,56	1,28	0,65	0,65	1,43
Media	1,99	1,34	2,35	3,02	1,68	3,11	2,24	1,56	1,57	1,71

Tabla IV.2 rmse (%) para la estimación de la la temperatura de panel utilizando datos medios diarios año 2014 Villacidaler.

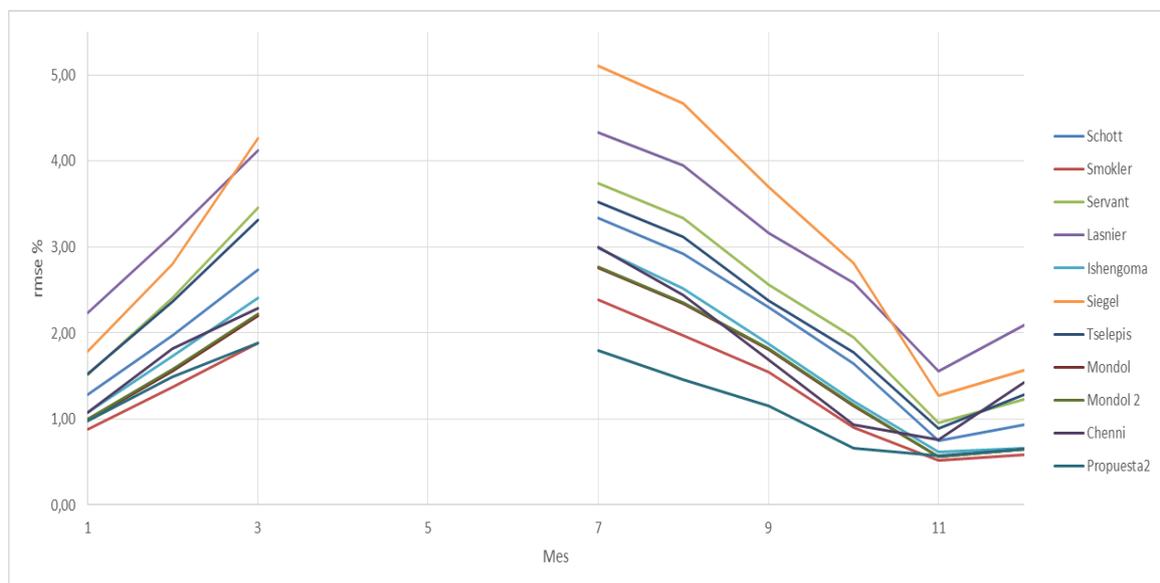


Figura IV.2 rmse (%) para la estimación de la la temperatura de panel utilizando datos medios diarios año 2014 Villacidaler.

mbe 2013

Mes	Schott	Smokler	Servant	Lasnier	Ishengoma	Siegel	Tselepis	Mondol	Mondol 2	Chenni
1	-0,94	-0,31	-1,15	-2,15	-0,57	-1,46	-1,22	-0,47	-0,49	-0,25
2	-1,49	-0,73	-1,97	-2,91	-1,14	-2,40	-1,99	-0,96	-0,99	-0,91
3	-1,61	-0,87	-2,03	-2,87	-1,30	-2,49	-1,95	-1,09	-1,11	-1,31
4	-2,69	-1,80	-3,31	-4,06	-2,38	-4,06	-3,17	-2,12	-2,14	-2,34
5	-3,36	-2,44	-3,97	-4,70	-2,95	-4,85	-3,82	-2,77	-2,79	-2,68
6	-3,19	-2,25	-3,67	-4,30	-2,82	-4,78	-3,46	-2,60	-2,62	-2,70
7	-3,32	-2,33	-3,63	-4,22	-2,93	-5,08	-3,39	-2,71	-2,73	-2,93
8	-4,37	-3,38	-4,77	-5,37	-3,98	-6,14	-4,53	-3,76	-3,78	-3,95
9	-3,09	-2,21	-3,46	-4,07	-2,67	-4,55	-3,24	-2,53	-2,55	-2,52
10	-1,60	-0,88	-1,81	-2,52	-1,16	-2,42	-1,62	-1,10	-1,12	-0,85
11	-1,24	-0,50	-1,63	-2,50	-0,86	-2,09	-1,58	-0,72	-0,74	-0,56
12	-0,62	-0,06	-0,85	-1,73	-0,26	-1,12	-0,95	-0,21	-0,22	0,15
Media	-2,29	-1,48	-2,69	-3,45	-1,92	-3,45	-2,58	-1,75	-1,77	-1,74

Tabla IV.3 mbe (%) para la estimación de la la temperatura de panel utilizando datos medios diarios año 2013 Villacidaler.

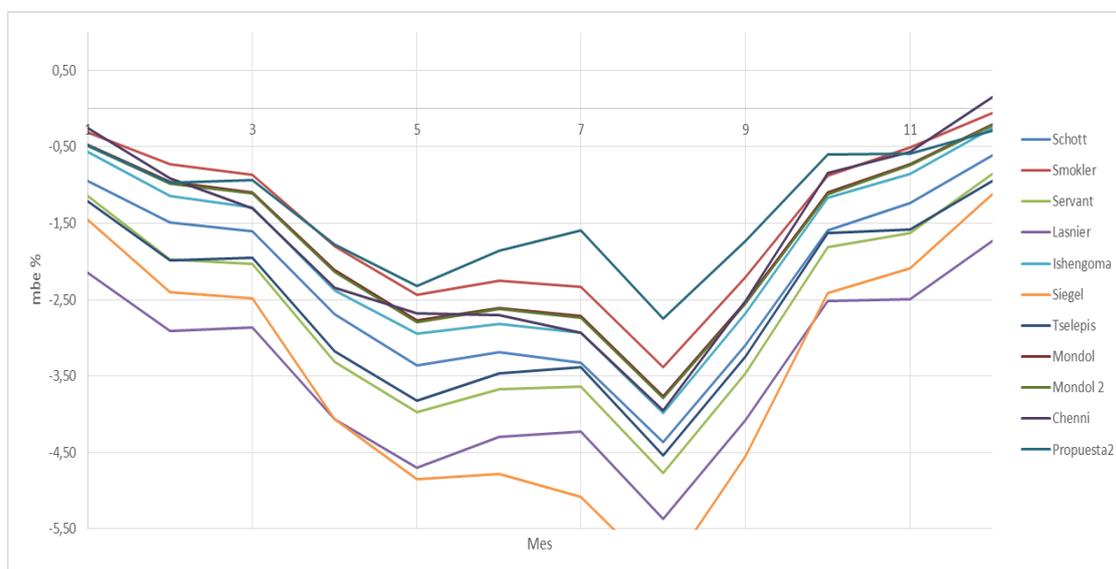


Figura IV.3 mbe (%) para la estimación de la la temperatura de panel utilizando datos medios diarios año 2013 Villacidaler.

mbe 2014

Mes	Schott	Smokler	Servant	Lasnier	Ishengoma	Siegel	Tselepis	Mondol	Mondol 2	Chenni
1	-0,86	-0,30	-0,92	-1,90	-0,51	-1,15	-0,97	-0,42	-0,44	-0,41
2	-1,56	-0,88	-1,87	-2,79	-1,26	-2,21	-1,87	-1,07	-1,09	-1,39
3	-2,40	-1,50	-3,05	-3,81	-2,06	-3,79	-2,91	-1,82	-1,84	-2,00
4										
5										
6										
7	-3,17	-2,18	-3,58	-4,19	-2,81	-4,91	-3,34	-2,56	-2,58	-2,81
8	-2,81	-1,81	-3,22	-3,84	-2,40	-4,56	-2,99	-2,20	-2,22	-2,33
9	-1,98	-1,09	-2,29	-2,92	-1,53	-3,41	-2,06	-1,41	-1,43	-1,32
10	-1,49	-0,70	-1,76	-2,43	-1,04	-2,58	-1,55	-0,96	-0,98	-0,77
11	-0,44	0,14	-0,48	-1,34	-0,08	-0,79	-0,42	0,01	-0,01	0,11
12	-0,68	-0,04	-0,87	-1,93	-0,24	-1,19	-0,99	-0,20	-0,22	-0,01
Media	-1,71	-0,93	-2,00	-2,79	-1,32	-2,73	-1,90	-1,18	-1,20	-1,21

Tabla IV.4 mbe (%) para la estimación de la la temperatura de panel utilizando datos medios diarios año 2014 Villacidaler.

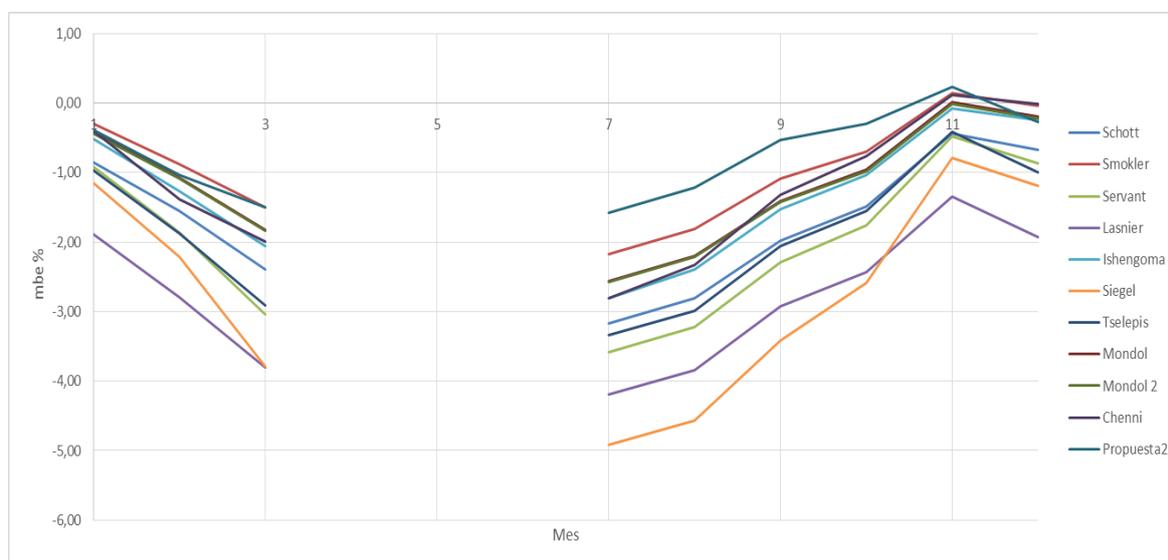


Figura IV.4 mbe (%) para la estimación de la la temperatura de panel utilizando datos medios diarios año 2014 Villacidaler.

Valladolid

rmse 2011

Mes	Schott	Smokler	Servant	Lasnier	Ishengoma	Siegel	Tselepis	Mondol	Mondol 2	Chenni
1	0,74	1,06	0,38	1,26	0,67	0,53	0,47	0,89	0,89	0,81
2	0,47	0,94	0,55	1,39	0,57	1,07	0,56	0,71	0,70	1,00
3	0,47	0,77	0,79	1,50	0,39	1,41	0,68	0,55	0,54	0,54
4	0,74	0,59	1,19	1,81	0,44	2,18	0,97	0,44	0,44	0,51
5	1,14	0,55	1,59	2,18	0,83	2,75	1,35	0,67	0,68	0,90
6	1,10	0,55	1,49	2,09	0,73	2,81	1,25	0,63	0,64	0,82
7	0,92	0,28	1,26	1,79	0,59	2,45	1,07	0,45	0,46	0,57
8	1,09	0,51	1,29	1,88	0,65	2,59	1,06	0,62	0,64	0,49
9	0,64	0,61	0,95	1,60	0,37	2,26	0,77	0,38	0,38	0,50
10	0,41	1,20	0,40	1,06	0,72	1,38	0,35	0,87	0,85	0,97
11	0,50	0,66	0,43	1,21	0,48	0,70	0,49	0,53	0,53	0,78
12	0,60	1,04	0,39	1,25	0,78	0,63	0,48	0,86	0,85	1,25
Media	0,73	0,73	0,89	1,59	0,60	1,73	0,79	0,63	0,63	0,76

Tabla IV.5 rmse (%) para la estimación de la la temperatura de panel utilizando datos medios diarios año 2011 Valladolid.

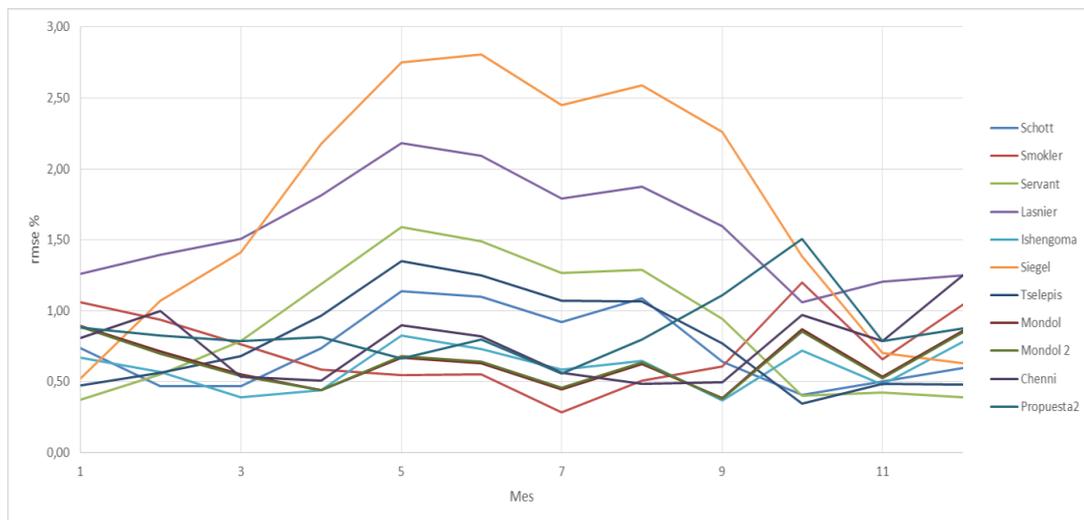


Figura IV.5 rmse (%) para la estimación de la la temperatura de panel utilizando datos medios diarios año 2011 Valladolid.

rmse 2012

Mes	Schott	Smokler	Servant	Lasnier	Ishengoma	Siegel	Tselepis	Mondol	Mondol 2	Chenni
1	0,61	0,67	0,56	1,63	0,51	0,81	0,75	0,56	0,55	0,91
2	0,79	1,60	0,54	1,24	0,97	1,08	0,50	1,29	1,27	1,09
3	0,51	1,10	0,86	1,58	0,49	1,72	0,74	0,78	0,77	0,63
4	0,54	0,60	0,92	1,61	0,33	1,52	0,78	0,44	0,43	0,80
5	1,00	0,39	1,47	2,09	0,67	2,68	1,26	0,50	0,51	0,69
6	1,11	0,41	1,47	2,05	0,74	2,73	1,23	0,59	0,61	0,73
7	1,03	0,38	1,40	2,03	0,61	2,87	1,19	0,49	0,50	0,55
8	0,82	0,52	1,09	1,69	0,44	2,53	0,88	0,42	0,43	0,40
9	0,56	0,92	0,70	1,26	0,47	1,81	0,53	0,66	0,65	0,59
10	0,46	0,63	0,66	1,35	0,36	1,41	0,54	0,43	0,42	0,68
11	0,47	0,78	0,37	1,16	0,56	0,68	0,37	0,62	0,61	0,95
12	0,54	0,57	0,53	1,40	0,43	0,77	0,59	0,48	0,48	0,95
Media	0,70	0,71	0,88	1,59	0,55	1,72	0,78	0,61	0,60	0,75

Tabla IV.6 rmse (%) para la estimación de la temperatura de panel utilizando datos medios diarios año 2012 Valladolid.

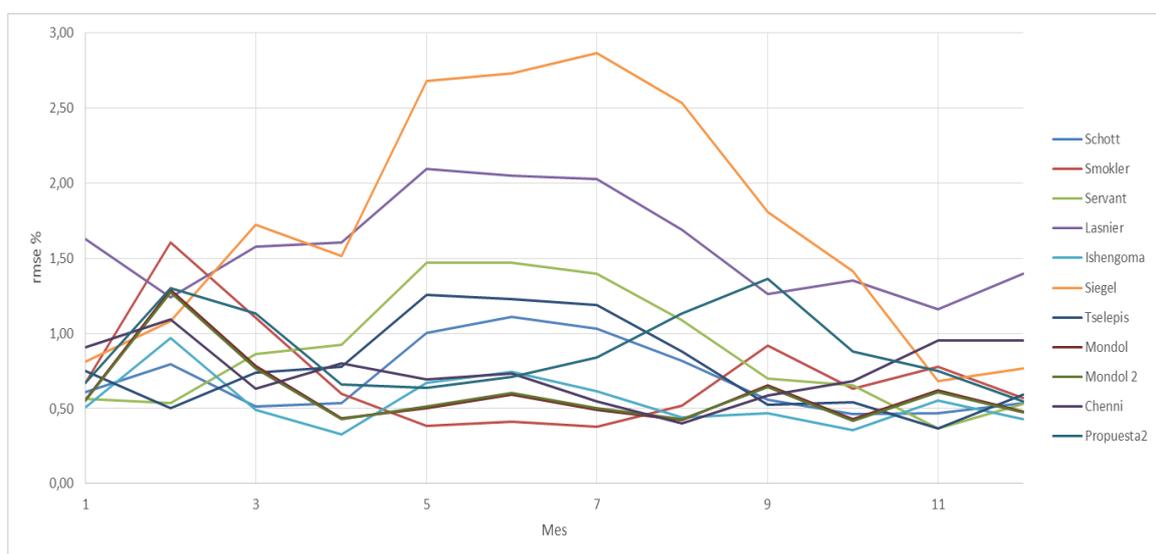


Figura IV.6 rmse (%) para la estimación de la temperatura de panel utilizando datos medios diarios año 2012 Valladolid.

rmse 2013

Mes	Schott	Smokler	Servant	Lasnier	Ishengoma	Siegel	Tselepis	Mondol	Mondol 2	Chenni
1	0,58	0,50	0,61	1,55	0,39	0,86	0,68	0,43	0,43	0,82
2	0,61	0,48	0,78	1,71	0,35	1,11	0,83	0,42	0,42	0,58
3	0,70	0,37	0,95	1,74	0,43	1,33	0,90	0,38	0,39	0,78
4	0,96	0,46	1,38	2,09	0,66	2,14	1,24	0,55	0,56	0,81
5	1,41	0,64	1,88	2,59	1,01	2,71	1,73	0,89	0,90	0,78
6	1,25	0,62	1,60	2,22	0,88	2,71	1,39	0,78	0,79	0,77
7	1,50	0,76	1,69	2,24	1,11	3,04	1,43	0,99	1,01	1,06
8	0,88	0,50	1,14	1,74	0,49	2,53	0,92	0,46	0,47	0,41
9	0,75	0,58	1,01	1,62	0,44	2,14	0,83	0,46	0,47	0,41
10	0,59	0,39	0,77	1,43	0,30	1,44	0,61	0,30	0,30	0,49
11	0,56	0,90	0,48	1,21	0,63	0,78	0,46	0,75	0,74	0,94
12	0,59	0,73	0,58	1,58	0,54	0,83	0,74	0,60	0,59	1,19
Media	0,87	0,58	1,07	1,81	0,60	1,80	0,98	0,58	0,59	0,75

Tabla IV.7 rmse (%) para la estimación de la la temperatura de panel utilizando datos medios diarios año 2013 Valladolid.

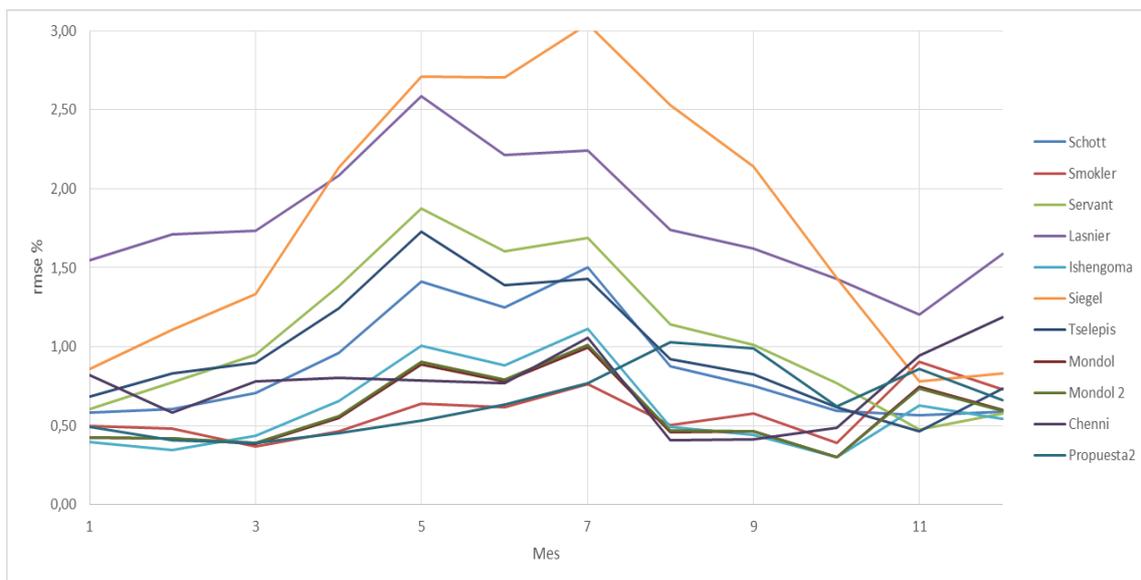


Figura IV.7 rmse (%) para la estimación de la la temperatura de panel utilizando datos medios diarios año 2013 Valladolid.

rmse 2014

Mes	Schott	Smokler	Servant	Lasnier	Ishengoma	Siegel	Tselepis	Mondol	Mondol 2	Chenni
1	0,73	0,73	0,71	1,43	0,61	0,86	0,74	0,68	0,68	0,81
2	0,43	0,55	0,63	1,48	0,26	1,00	0,60	0,39	0,38	1,00
3	0,52	0,84	0,94	1,64	0,44	1,72	0,82	0,59	0,58	0,82
4	1,02	0,39	1,42	2,08	0,66	2,32	1,23	0,53	0,55	0,58
5	1,17	0,58	1,68	2,31	0,82	2,76	1,47	0,70	0,71	0,79
6	1,18	0,62	1,52	2,12	0,81	2,76	1,30	0,73	0,74	0,70
7	1,09	0,64	1,35	1,92	0,75	2,64	1,15	0,70	0,71	0,70
8	1,00	0,72	1,28	1,86	0,71	2,65	1,06	0,65	0,66	0,72
9	0,69	0,58	0,89	1,51	0,38	2,08	0,69	0,42	0,42	0,39
10	0,56	0,46	0,72	1,37	0,34	1,54	0,53	0,31	0,31	0,75
11	0,41	0,32	0,42	1,06	0,25	0,68	0,37	0,28	0,27	0,63
12	0,66	0,66	0,58	1,55	0,55	0,78	0,70	0,58	0,58	1,00
Media	0,79	0,59	1,01	1,70	0,55	1,82	0,89	0,55	0,55	0,74

Tabla IV.8 rmse (%) para la estimación de la la temperatura de panel utilizando datos medios diarios año 2014 Valladolid.

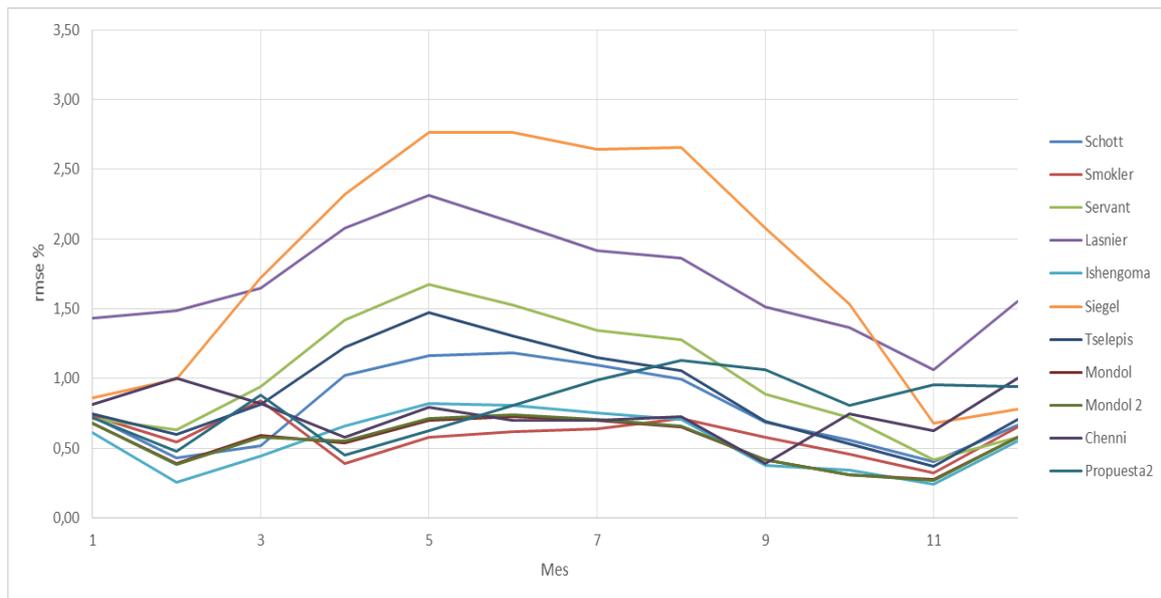


Figura IV.8 rmse (%) para la estimación de la la temperatura de panel utilizando datos medios diarios año 2014 Valladolid.

mbe 2011

Mes	Schott	Smokler	Servant	Lasnier	Ishengoma	Siegel	Tselepis	Mondol	Mondol 2	Chenni
1	-0,10	0,49	-0,24	-1,20	0,21	-0,46	-0,26	0,36	0,34	0,41
2	-0,03	0,70	-0,44	-1,32	0,36	-0,92	-0,43	0,48	0,46	0,55
3	-0,22	0,57	-0,63	-1,44	0,11	-1,21	-0,52	0,32	0,30	0,12
4	-0,61	0,31	-1,12	-1,77	-0,30	-2,08	-0,88	-0,02	-0,04	-0,30
5	-1,00	-0,03	-1,50	-2,11	-0,68	-2,65	-1,23	-0,40	-0,42	-0,72
6	-0,97	0,04	-1,45	-2,05	-0,67	-2,74	-1,18	-0,35	-0,37	-0,75
7	-0,74	-0,01	-1,05	-1,49	-0,46	-2,04	-0,88	-0,30	-0,31	-0,43
8	-0,97	-0,06	-1,21	-1,80	-0,51	-2,49	-0,96	-0,39	-0,41	-0,34
9	-0,53	0,45	-0,89	-1,56	0,00	-2,22	-0,69	0,08	0,06	0,28
10	0,17	1,09	-0,28	-1,01	0,63	-1,28	-0,11	0,76	0,74	0,81
11	-0,24	0,34	-0,26	-1,12	0,16	-0,59	-0,20	0,21	0,19	0,61
12	0,06	0,72	-0,19	-1,18	0,47	-0,53	-0,24	0,55	0,53	0,82
Media	-0,43	0,38	-0,77	-1,50	-0,06	-1,60	-0,63	0,11	0,09	0,09

Tabla IV.9 mbe (%) para la estimación de la la temperatura de panel utilizando datos medios diarios año 2011 Valladolid.

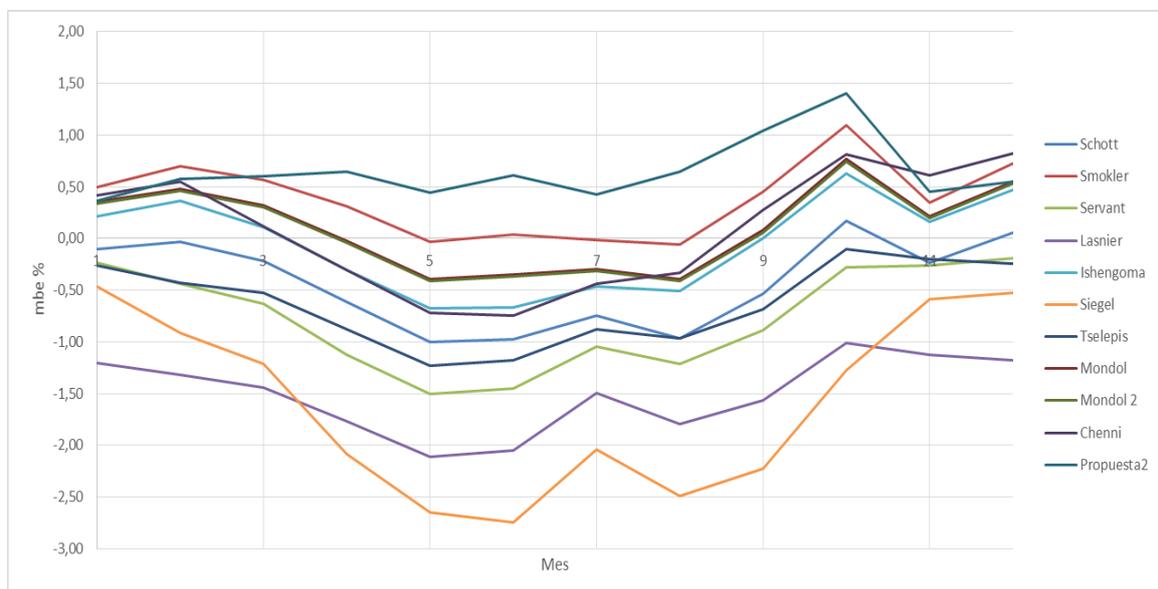


Figura IV.9 mbe (%) para la estimación de la la temperatura de panel utilizando datos medios diarios año 2011 Valladolid.

mbe 2012

Mes	Schott	Smokler	Servant	Lasnier	Ishengoma	Siegel	Tselepis	Mondol	Mondol 2	Chenni
1	-0,36	0,22	-0,46	-1,58	0,06	-0,71	-0,64	0,09	0,07	0,73
2	0,53	1,44	-0,26	-1,16	0,84	-0,84	-0,22	1,13	1,10	0,97
3	-0,06	0,90	-0,78	-1,52	0,27	-1,63	-0,61	0,55	0,53	0,37
4	-0,36	0,41	-0,79	-1,54	-0,15	-1,33	-0,62	0,17	0,15	-0,52
5	-0,91	0,07	-1,40	-2,04	-0,57	-2,57	-1,16	-0,30	-0,32	-0,61
6	-1,02	-0,06	-1,40	-1,99	-0,67	-2,65	-1,12	-0,42	-0,44	-0,70
7	-0,97	0,06	-1,36	-1,99	-0,54	-2,84	-1,13	-0,34	-0,36	-0,46
8	-0,71	0,30	-1,02	-1,64	-0,28	-2,49	-0,78	-0,09	-0,11	-0,26
9	-0,22	0,70	-0,57	-1,19	0,15	-1,67	-0,31	0,37	0,35	0,12
10	-0,31	0,44	-0,55	-1,30	0,15	-1,25	-0,40	0,21	0,19	0,56
11	-0,11	0,51	-0,23	-1,12	0,29	-0,59	-0,19	0,36	0,34	0,75
12	-0,31	0,24	-0,34	-1,30	0,06	-0,58	-0,40	0,12	0,10	0,37
Media	-0,40	0,44	-0,76	-1,53	-0,03	-1,60	-0,63	0,15	0,13	0,11

Tabla IV.10 mbe (%) para la estimación de la la temperatura de panel utilizando datos medios diarios año 2012 Valladolid.

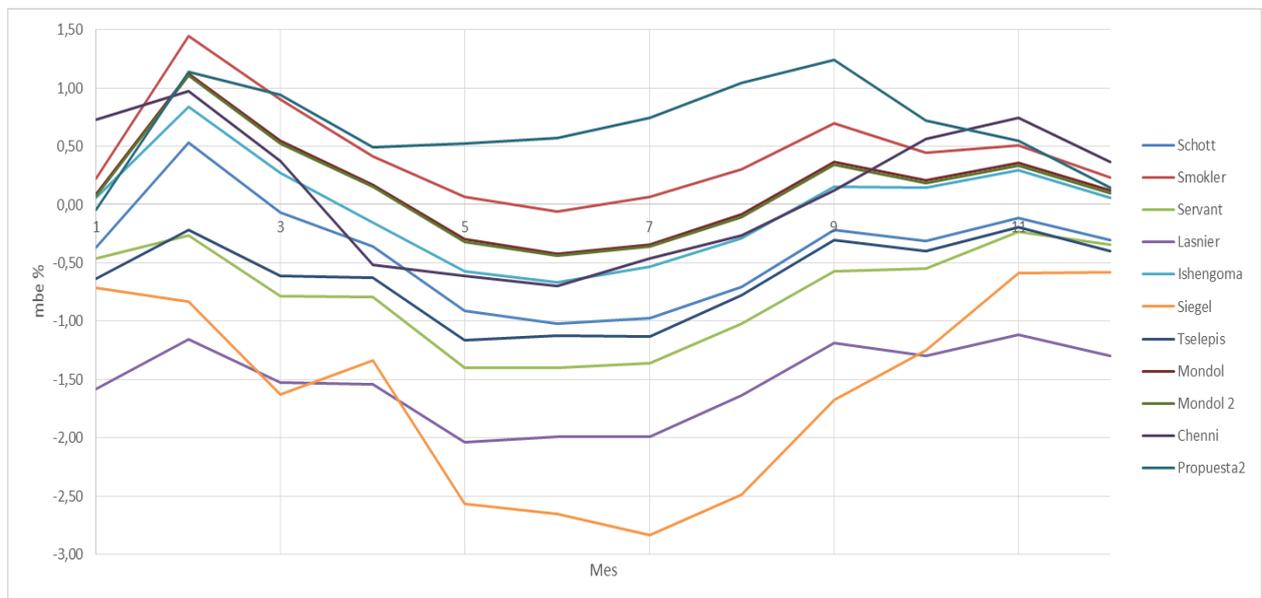


Figura IV.10 mbe (%) para la estimación de la la temperatura de panel utilizando datos medios diarios año 2012 Valladolid

mbe 2013

Mes	Schott	Smokler	Servant	Lasnier	Ishengoma	Siegel	Tselepis	Mondol	Mondol 2	Chenni
1	-0,43	0,14	-0,49	-1,50	-0,07	-0,73	-0,56	0,02	0,00	0,03
2	-0,45	0,19	-0,68	-1,67	-0,09	-1,00	-0,74	0,03	0,01	0,14
3	-0,60	0,05	-0,81	-1,66	-0,29	-1,17	-0,73	-0,12	-0,14	-0,49
4	-0,81	0,00	-1,24	-2,00	-0,50	-1,92	-1,10	-0,27	-0,29	-0,62
5	-1,34	-0,48	-1,78	-2,52	-0,93	-2,58	-1,62	-0,78	-0,80	-0,68
6	-1,11	-0,19	-1,50	-2,14	-0,73	-2,58	-1,26	-0,53	-0,55	-0,61
7	-1,39	-0,44	-1,59	-2,17	-0,96	-3,00	-1,32	-0,79	-0,81	-0,91
8	-0,77	0,22	-1,09	-1,69	-0,34	-2,48	-0,83	-0,16	-0,18	-0,28
9	-0,60	0,30	-0,90	-1,55	-0,12	-2,04	-0,67	-0,02	-0,04	0,11
10	-0,52	0,19	-0,69	-1,38	-0,08	-1,31	-0,48	-0,02	-0,04	0,27
11	-0,04	0,61	-0,24	-1,13	0,32	-0,63	-0,20	0,44	0,42	0,54
12	-0,28	0,33	-0,45	-1,52	0,13	-0,72	-0,58	0,19	0,17	0,53
Media	-0,70	0,08	-0,96	-1,74	-0,30	-1,68	-0,84	-0,17	-0,19	-0,16

Tabla IV.11 mbe (%) para la estimación de la la temperatura de panel utilizando datos medios diarios año 2013 Valladolid.

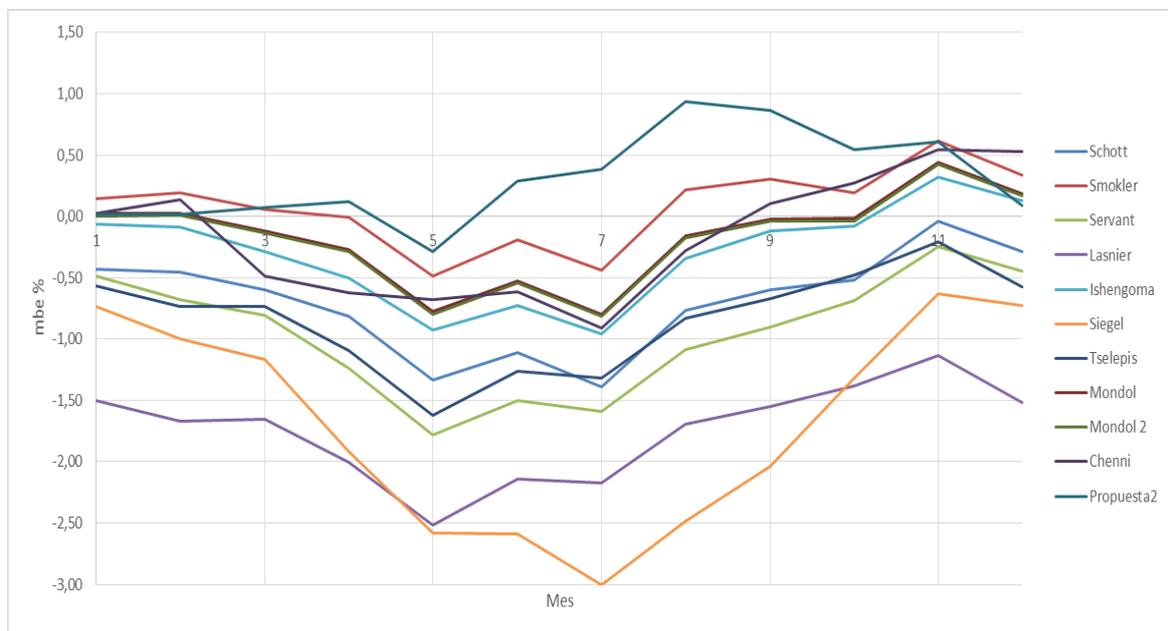


Figura IV.11 mbe (%) para la estimación de la la temperatura de panel utilizando datos medios diarios año 2013 Valladolid.

mbe 2014

Mes	Schott	Smokler	Servant	Lasnier	Ishengoma	Siegel	Tselepis	Mondol	Mondol 2	Chenni
1	-0,31	0,23	-0,32	-1,27	0,02	-0,53	-0,34	0,12	0,10	-0,04
2	-0,31	0,35	-0,56	-1,46	-0,04	-0,88	-0,53	0,18	0,16	-0,45
3	-0,24	0,65	-0,81	-1,57	0,12	-1,56	-0,66	0,34	0,32	0,11
4	-0,95	-0,09	-1,35	-2,03	-0,58	-2,21	-1,14	-0,39	-0,41	-0,49
5	-1,02	-0,04	-1,58	-2,24	-0,65	-2,67	-1,35	-0,40	-0,42	-0,62
6	-1,02	-0,05	-1,42	-2,04	-0,62	-2,69	-1,17	-0,42	-0,44	-0,53
7	-0,89	0,07	-1,19	-1,80	-0,47	-2,51	-0,93	-0,29	-0,31	-0,41
8	-0,80	0,22	-1,16	-1,79	-0,37	-2,61	-0,92	-0,17	-0,19	-0,32
9	-0,56	0,35	-0,83	-1,47	-0,06	-2,01	-0,60	0,02	0,00	0,21
10	-0,48	0,29	-0,67	-1,34	0,01	-1,46	-0,44	0,04	0,02	0,32
11	-0,28	0,17	-0,24	-0,92	0,03	-0,47	-0,16	0,08	0,06	0,26
12	-0,39	0,17	-0,43	-1,49	0,03	-0,67	-0,55	0,05	0,03	0,86
Media	-0,60	0,19	-0,88	-1,62	-0,21	-1,69	-0,73	-0,07	-0,09	-0,09

Tabla IV.12 mbe (%) para la estimación de la la temperatura de panel utilizando datos medios diarios año 2014 Valladolid.

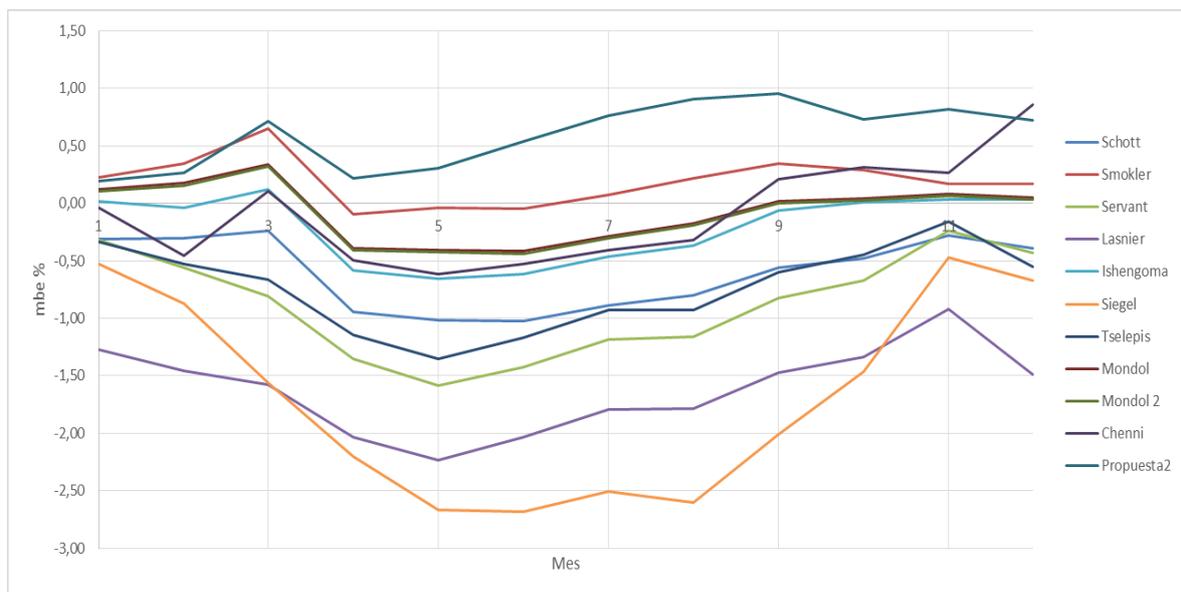


Figura IV.12 mbe (%) para la estimación de la la temperatura de panel utilizando datos medios diarios año 2014 Valladolid.

Error para la estimación de la temperatura de panel utilizando datos medios en las horas en las que existe radiación.

Villacidaler

rmse 2013

Mes	Schott	Smokler	Servant	Lasnier	Ishengoma	Siegel	Tselepis	Mondol	Mondol 2	Chenni
1	3,29	2,79	3,42	4,29	3,00	3,96	3,59	2,94	2,95	2,74
2	3,46	2,80	3,64	4,70	3,14	4,41	3,91	3,02	3,03	2,92
3	3,70	3,01	3,88	4,81	3,42	4,66	4,03	3,24	3,25	3,39
4	6,20	5,38	6,36	7,31	5,90	7,62	6,55	5,68	5,70	5,88
5	6,48	5,61	6,62	7,60	6,09	7,98	6,81	5,93	5,95	5,93
6	6,40	5,51	6,54	7,30	6,06	7,98	6,53	5,85	5,87	6,04
7	6,28	5,36	6,41	6,94	5,91	7,96	6,16	5,71	5,73	5,98
8	8,70	7,78	8,83	9,46	8,33	10,36	8,69	8,13	8,15	8,35
9	8,16	7,34	8,29	8,93	7,77	9,59	8,19	7,65	7,67	7,68
10	5,99	5,33	6,13	6,79	5,62	6,97	6,09	5,56	5,57	5,35
11	5,55	4,89	5,72	6,61	5,22	6,45	5,84	5,10	5,12	4,98
12	4,42	3,91	4,51	5,43	4,11	5,04	4,75	4,06	4,08	3,72
Media	5,72	4,97	5,86	6,68	5,38	6,91	5,93	5,24	5,26	5,25

Tabla IV.1 rmse (%) para la estimación de la temperatura de panel utilizando datos medios en las horas de radiación año 2013 Villacidaler.

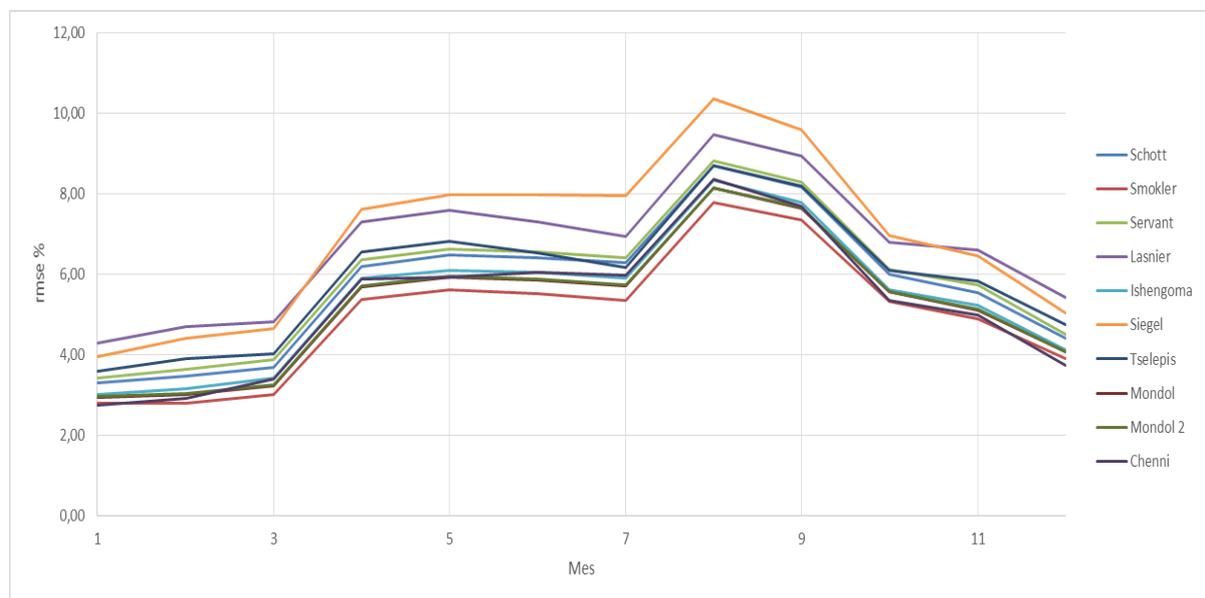


Figura IV.1 rmse (%) para la estimación de la temperatura de panel utilizando datos medios en las horas de radiación año 2013 Villacidaler.

rmse 2014

Mes	Schott	Smokler	Servant	Lasnier	Ishengoma	Siegel	Tselepis	Mondol	Mondol 2	Chenni
1	4,29	3,80	4,39	5,13	4,04	4,77	4,44	3,94	3,95	3,93
2	5,75	5,13	5,92	6,79	5,51	6,55	6,05	5,33	5,34	5,57
3	7,35	6,50	7,50	8,52	7,02	8,80	7,76	6,82	6,84	6,94
4										
5										
6										
7	6,13	5,19	6,25	6,92	5,78	7,83	6,14	5,56	5,57	5,85
8	6,12	5,18	6,25	6,93	5,73	7,80	6,14	5,55	5,56	5,72
9	5,59	4,76	5,72	6,28	5,16	6,98	5,50	5,07	5,09	5,04
10	5,38	4,63	5,53	6,11	4,95	6,50	5,33	4,89	4,91	4,71
11	3,09	2,59	3,20	3,82	2,83	3,63	3,12	2,73	2,75	2,74
12	4,34	3,76	4,45	5,37	3,97	4,99	4,61	3,93	3,95	3,54
Media	5,34	4,62	5,47	6,21	5,00	6,43	5,45	4,87	4,88	4,90

Tabla IV.2 rmse (%) para la estimación de la la temperatura de panel utilizando datos medios en las horas de radiación año 2014 Villacidaler.

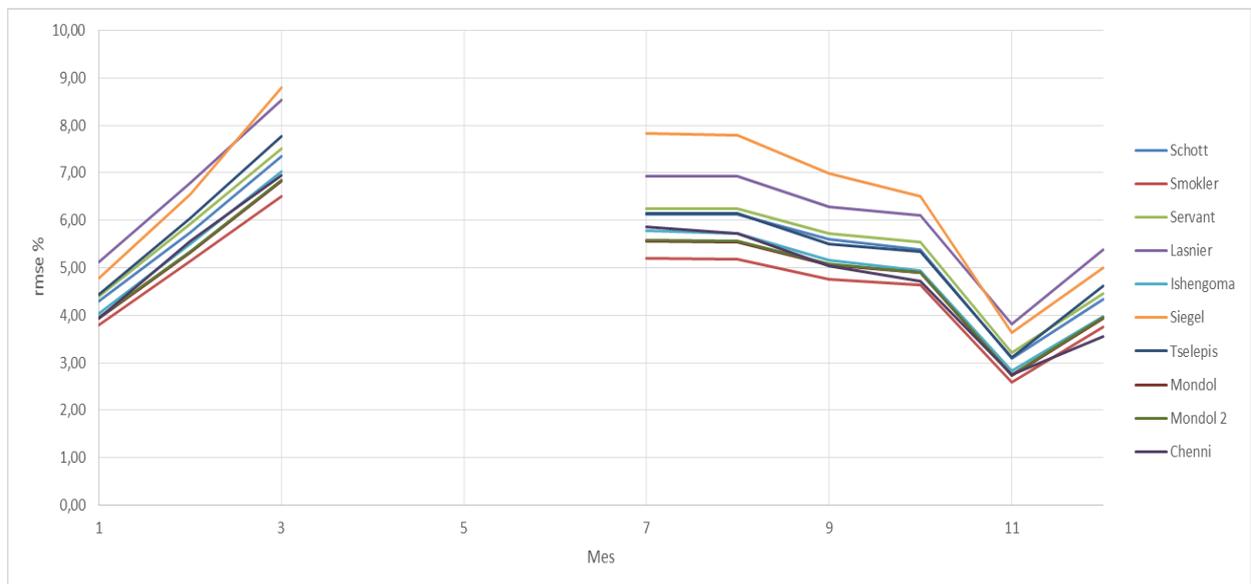


Figura IV.2 rmse (%) para la estimación de la la temperatura de panel utilizando datos medios en las horas de radiación año 2014 Villacidaler.

mbe 2013

Mes	Schott	Smokler	Servant	Lasnier	Ishengoma	Siegel	Tselepis	Mondol	Mondol 2	Chenni
1	-2,31	-1,68	-2,36	-3,46	-1,94	-2,82	-2,55	-1,84	-1,86	-1,64
2	-2,87	-2,12	-3,04	-4,22	-2,52	-3,76	-3,31	-2,35	-2,37	-2,32
3	-3,19	-2,47	-3,37	-4,33	-2,89	-4,05	-3,44	-2,69	-2,71	-2,93
4	-5,41	-4,55	-5,60	-6,61	-5,11	-6,73	-5,75	-4,86	-4,87	-5,12
5	-6,03	-5,15	-6,19	-7,16	-5,64	-7,46	-6,31	-5,47	-5,49	-5,45
6	-5,94	-5,05	-6,09	-6,84	-5,59	-7,46	-6,05	-5,38	-5,40	-5,54
7	-6,06	-5,11	-6,21	-6,74	-5,69	-7,75	-5,93	-5,48	-5,50	-5,76
8	-8,46	-7,53	-8,60	-9,23	-8,10	-10,13	-8,44	-7,89	-7,91	-8,13
9	-7,48	-6,65	-7,62	-8,24	-7,08	-8,84	-7,46	-6,95	-6,97	-7,00
10	-4,93	-4,25	-5,01	-5,70	-4,52	-5,72	-4,84	-4,45	-4,47	-4,26
11	-4,81	-4,11	-4,96	-5,91	-4,45	-5,63	-5,03	-4,32	-4,34	-4,21
12	-3,16	-2,62	-3,19	-4,18	-2,81	-3,65	-3,42	-2,76	-2,78	-2,44
Media	-5,05	-4,27	-5,19	-6,05	-4,69	-6,17	-5,21	-4,54	-4,55	-4,57

Tabla IV.3 mbe (%) para la estimación de la la temperatura de panel utilizando datos medios en las horas de radiación año 2013 Villacidalder.

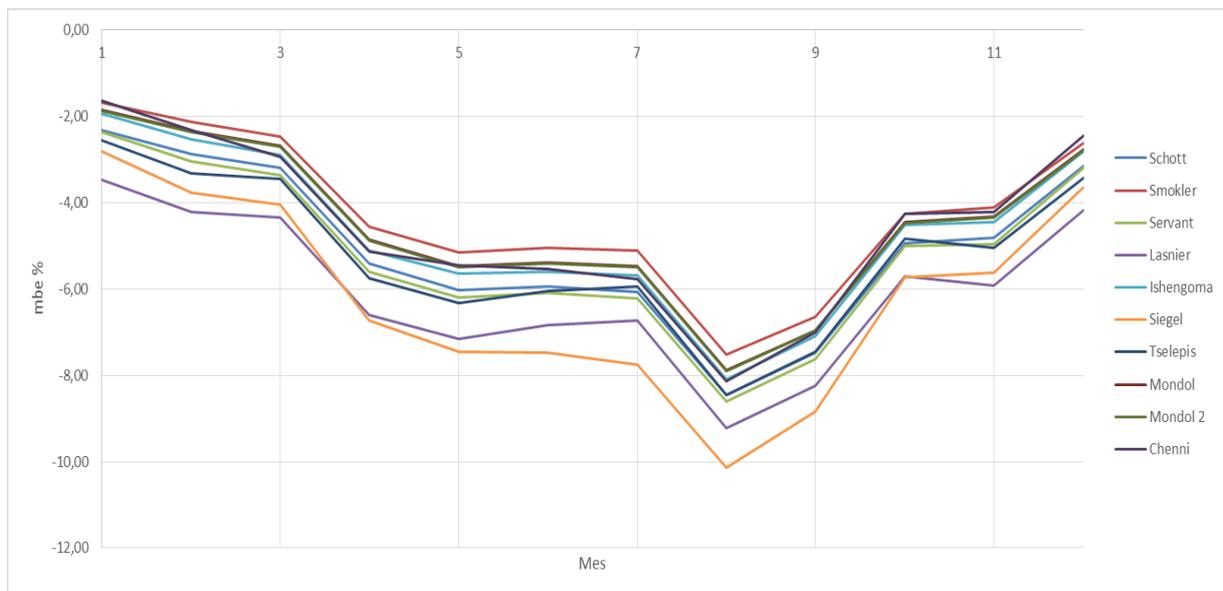


Figura IV.3 mbe (%) para la estimación de la la temperatura de panel utilizando datos medios en las horas de radiación año 2013 Villacidalder.

mbe 2014

Mes	Schott	Smokler	Servant	Lasnier	Ishengoma	Siegel	Tselepis	Mondol	Mondol 2	Chenni
1	-3,21	-2,67	-3,20	-4,13	-2,88	-3,50	-3,23	-2,78	-2,80	-2,81
2	-4,75	-4,10	-4,87	-5,84	-4,47	-5,38	-4,96	-4,28	-4,30	-4,63
3	-6,56	-5,71	-6,72	-7,76	-6,24	-7,88	-6,91	-6,01	-6,03	-6,23
4										
5										
6										
7	-5,84	-4,89	-5,99	-6,65	-5,50	-7,52	-5,84	-5,26	-5,28	-5,57
8	-5,96	-5,01	-6,10	-6,76	-5,56	-7,63	-5,95	-5,37	-5,39	-5,57
9	-5,25	-4,40	-5,40	-5,96	-4,82	-6,61	-5,14	-4,71	-4,72	-4,70
10	-4,95	-4,19	-5,09	-5,68	-4,52	-5,99	-4,84	-4,44	-4,46	-4,33
11	-2,36	-1,80	-2,37	-3,14	-2,01	-2,70	-2,24	-1,93	-1,95	-1,87
12	-3,57	-2,96	-3,60	-4,68	-3,16	-4,07	-3,78	-3,11	-3,13	-2,54
Media	-4,72	-3,97	-4,81	-5,62	-4,35	-5,70	-4,77	-4,21	-4,23	-4,25

Tabla IV.4 mbe (%) para la estimación de la la temperatura de panel utilizando datos en las horas de radiación diarios año 2014 Villacidaler.

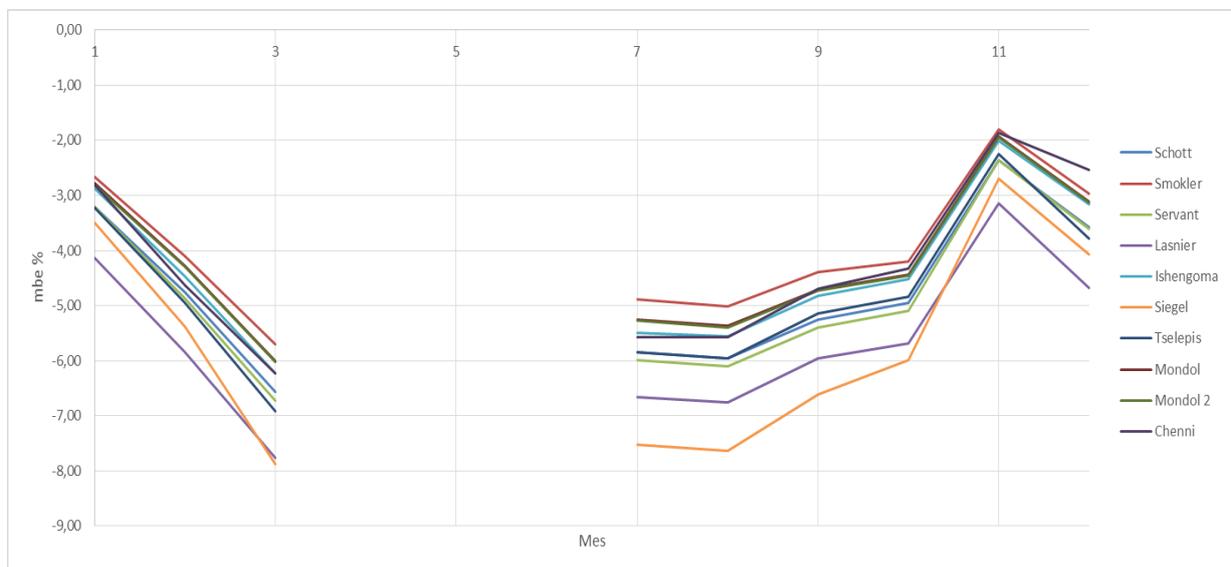


Figura IV.4 mbe (%) para la estimación de la la temperatura de panel utilizando datos medios en las horas de radiación año 2014 Villacidaler.

Valladolid

rmse 2011

Mes	Schott	Smokler	Servant	Lasnier	Ishengoma	Siegel	Tselepis	Mondol	Mondol 2	Chenni
1	1,46	0,93	1,48	2,48	1,16	1,96	1,63	1,04	1,06	1,11
2	2,72	2,09	2,84	3,76	2,35	3,62	2,96	2,28	2,30	2,15
3	2,42	1,68	2,57	3,44	2,11	3,55	2,65	1,93	1,95	2,10
4	2,92	2,04	3,11	3,88	2,62	4,42	3,05	2,36	2,38	2,68
5	3,11	2,19	3,29	3,99	2,78	4,73	3,17	2,54	2,56	2,88
6	2,63	1,70	2,81	3,46	2,32	4,35	2,64	2,05	2,07	2,48
7	4,21	3,42	4,36	4,90	3,95	5,74	4,21	3,72	3,74	4,06
8	2,89	2,01	3,03	3,49	2,44	4,42	2,68	2,34	2,35	2,37
9	2,97	2,04	3,08	3,72	2,46	4,60	2,90	2,39	2,41	2,32
10	2,64	1,78	2,77	3,56	2,19	4,10	2,74	2,09	2,11	2,03
11	1,84	1,28	1,86	2,64	1,46	2,31	1,81	1,42	1,44	1,08
12	1,30	1,04	1,33	2,22	1,10	1,74	1,42	1,05	1,06	1,16
Media	2,59	1,85	2,71	3,46	2,24	3,79	2,65	2,10	2,12	2,20

Tabla IV.5 rmse (%) para la estimación de la la temperatura de panel utilizando datos medios en las horas de radiación año 2011 Valladolid.

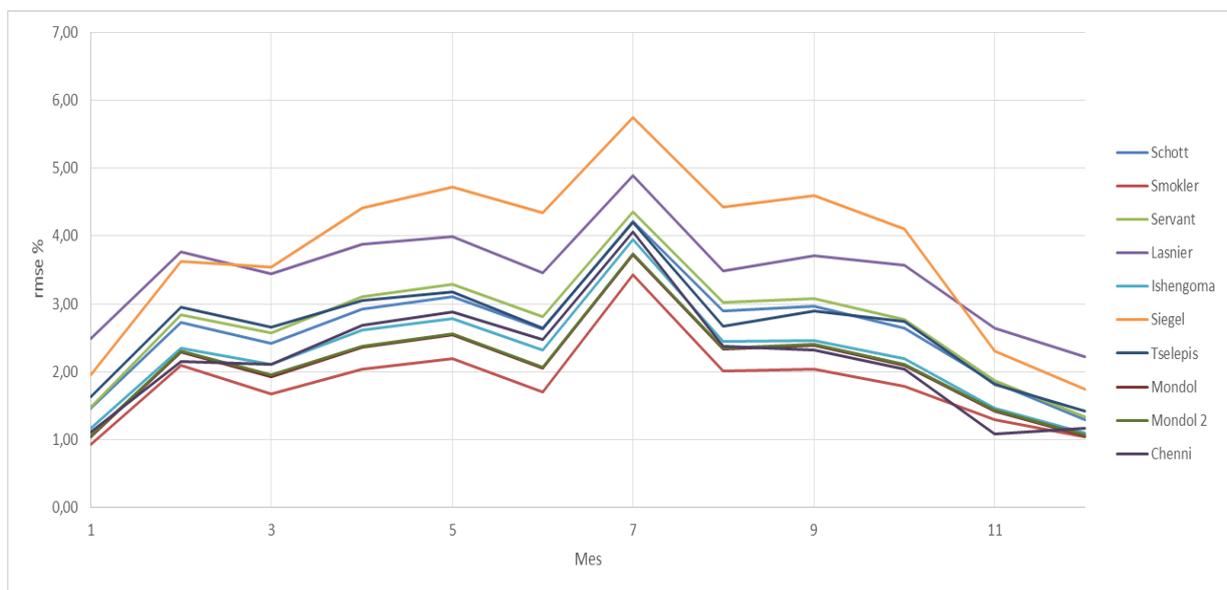


Figura IV.5 rmse (%) para la estimación de la la temperatura de panel utilizando datos medios en las horas de radiación año 2011 Valladolid.

rmse 2012

Mes	Schott	Smokler	Servant	Lasnier	Ishengoma	Siegel	Tselepis	Mondol	Mondol 2	Chenni
1	1,42	0,98	1,40	2,47	1,08	1,80	1,59	1,05	1,07	0,85
2	1,60	1,53	1,65	2,53	1,44	2,57	1,83	1,50	1,50	1,39
3	2,79	1,91	2,96	3,98	2,45	4,34	3,14	2,23	2,25	2,41
4	2,09	1,39	2,30	3,10	1,88	3,15	2,28	1,62	1,64	2,23
5	2,76	1,83	2,92	3,66	2,42	4,41	2,84	2,18	2,20	2,51
6	2,46	1,58	2,63	3,18	2,11	4,05	2,38	1,91	1,92	2,19
7	2,86	1,89	2,98	3,64	2,45	4,66	2,82	2,26	2,28	2,48
8	2,64	1,69	2,77	3,30	2,23	4,36	2,49	2,05	2,07	2,29
9	2,49	1,64	2,64	3,22	2,11	3,96	2,42	1,95	1,97	2,16
10	2,56	1,83	2,67	3,36	2,12	3,60	2,55	2,07	2,09	1,80
11	1,88	1,32	1,94	2,75	1,51	2,44	1,93	1,46	1,48	1,16
12	1,55	1,13	1,55	2,37	1,25	1,85	1,56	1,21	1,22	1,27
Media	2,26	1,56	2,37	3,13	1,92	3,43	2,32	1,79	1,81	1,89

Tabla IV.6 rmse (%) para la estimación de la la temperatura de panel utilizando datos medios en las horas de radiación año 2012 Valladolid.

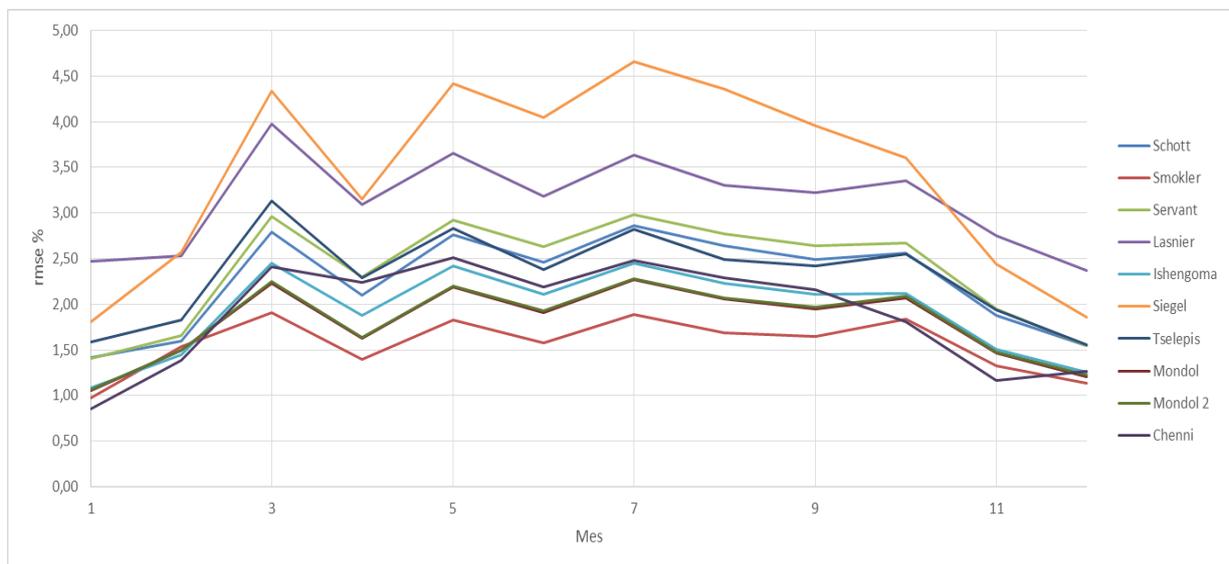


Figura IV.6 rmse (%) para la estimación de la la temperatura de panel utilizando datos medios en las horas de radiación año 2012 Valladolid.

rmse 2013

Mes	Schott	Smokler	Servant	Lasnier	Ishengoma	Siegel	Tselepis	Mondol	Mondol 2	Chenni
1	1,89	1,38	1,92	2,82	1,56	2,29	1,97	1,49	1,51	1,54
2	2,04	1,50	2,13	3,04	1,70	2,57	2,18	1,64	1,65	1,55
3	2,25	1,66	2,38	3,17	1,95	2,89	2,34	1,82	1,84	2,10
4	2,97	2,20	3,14	3,94	2,65	4,17	3,13	2,47	2,48	2,72
5	3,35	2,53	3,52	4,34	2,95	4,63	3,51	2,82	2,84	2,77
6	3,02	2,15	3,18	3,84	2,65	4,50	3,03	2,47	2,49	2,61
7	3,42	2,55	3,58	3,97	3,02	4,95	3,17	2,88	2,89	3,04
8	2,89	1,96	3,02	3,58	2,47	4,54	2,77	2,31	2,33	2,47
9	2,92	2,07	3,05	3,64	2,45	4,34	2,83	2,38	2,39	2,30
10	2,70	2,01	2,84	3,42	2,28	3,59	2,63	2,23	2,25	2,00
11	1,79	1,25	1,89	2,68	1,47	2,40	1,85	1,39	1,41	1,40
12	1,32	0,88	1,35	2,42	1,00	1,80	1,56	0,96	0,97	1,22
Media	2,55	1,85	2,67	3,41	2,18	3,56	2,58	2,07	2,09	2,14

Tabla IV.7 rmse (%) para la estimación de la la temperatura de panel utilizando datos medios en las horas de radiación año 2013 Valladolid.

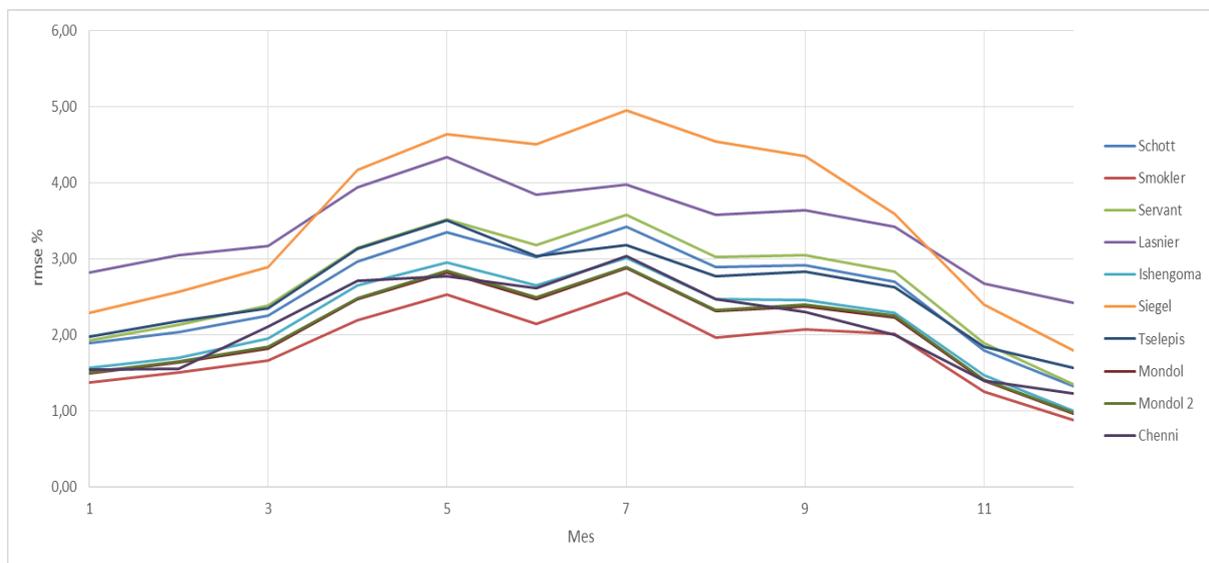


Figura IV.7 rmse (%) para la estimación de la la temperatura de panel utilizando datos medios en las horas de radiación año 2013 Valladolid.

rmse 2014

Mes	Schott	Smokler	Servant	Lasnier	Ishengoma	Siegel	Tselepis	Mondol	Mondol 2	Chenni
1	1,33	1,05	1,30	2,05	1,08	1,52	1,32	1,08	1,09	1,09
2	1,66	1,04	1,79	2,69	1,40	2,35	1,84	1,21	1,23	1,90
3	2,84	2,01	3,00	3,94	2,46	4,22	3,12	2,30	2,32	2,46
4	3,01	2,19	3,19	3,89	2,65	4,31	3,07	2,48	2,50	2,61
5	3,08	2,17	3,26	4,08	2,72	4,69	3,25	2,52	2,53	2,70
6	2,88	1,99	3,03	3,66	2,48	4,47	2,85	2,32	2,34	2,45
7	2,81	1,99	2,94	3,50	2,43	4,36	2,74	2,29	2,31	2,42
8	2,91	1,97	3,02	3,66	2,50	4,64	2,84	2,33	2,35	2,53
9	3,03	2,18	3,15	3,72	2,55	4,44	2,90	2,48	2,50	2,35
10	2,90	2,16	3,03	3,55	2,42	3,92	2,74	2,40	2,42	2,17
11	1,73	1,35	1,75	2,25	1,44	2,01	1,59	1,43	1,44	1,21
12	1,77	1,37	1,75	2,64	1,45	2,02	1,83	1,44	1,45	1,01
Media	2,50	1,79	2,60	3,30	2,13	3,58	2,51	2,02	2,04	2,08

Tabla IV.8 rmse (%) para la estimación de la la temperatura de panel utilizando datos medios en las horas de radiación año 2014 Valladolid.

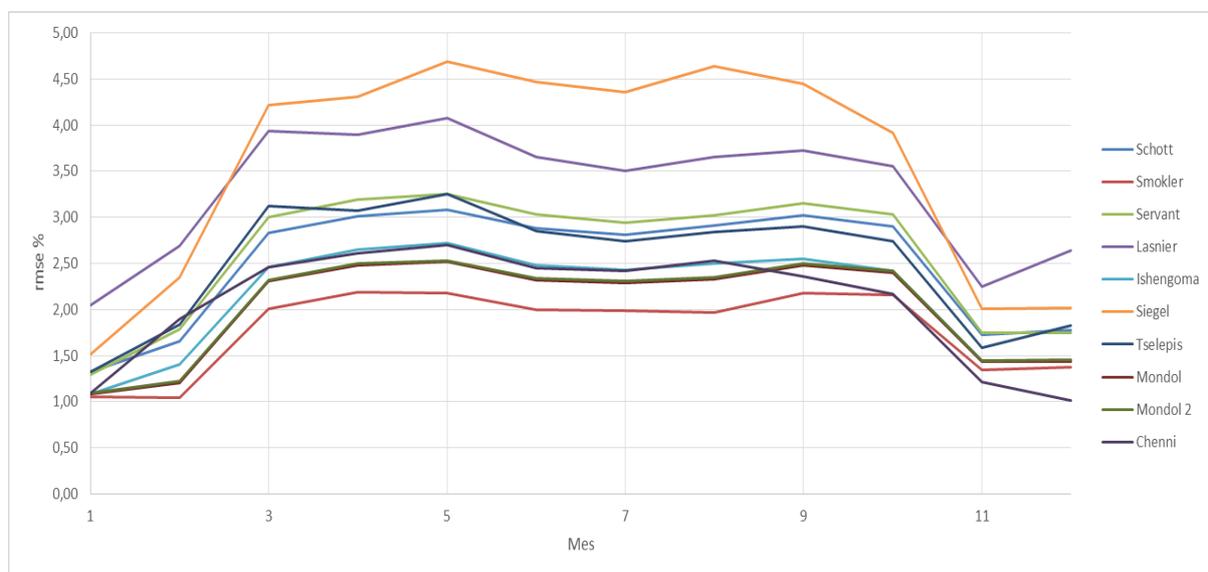


Figura IV.8 rmse (%) para la estimación de la la temperatura de panel utilizando datos medios en las horas de radiación año 2014 Valladolid.

mbe 2011

Mes	Schott	Smokler	Servant	Lasnier	Ishengoma	Siegel	Tselepis	Mondol	Mondol 2	Chenni
1	-1,36	-0,80	-1,36	-2,34	-1,07	-1,72	-1,45	-0,93	-0,95	-0,94
2	-2,34	-1,61	-2,46	-3,47	-1,95	-3,21	-2,57	-1,84	-1,86	-1,82
3	-2,14	-1,39	-2,29	-3,16	-1,83	-3,10	-2,30	-1,63	-1,65	-1,88
4	-2,81	-1,92	-3,01	-3,76	-2,51	-4,23	-2,90	-2,24	-2,26	-2,58
5	-2,99	-2,05	-3,19	-3,89	-2,67	-4,58	-3,04	-2,40	-2,42	-2,78
6	-2,56	-1,58	-2,76	-3,41	-2,27	-4,28	-2,57	-1,96	-1,98	-2,43
7	-3,46	-2,60	-3,60	-4,16	-3,16	-5,00	-3,44	-2,93	-2,95	-3,25
8	-2,83	-1,92	-2,97	-3,42	-2,37	-4,33	-2,59	-2,26	-2,28	-2,29
9	-2,92	-1,98	-3,03	-3,66	-2,40	-4,54	-2,82	-2,33	-2,35	-2,24
10	-2,51	-1,62	-2,65	-3,44	-2,07	-3,90	-2,58	-1,94	-1,96	-1,97
11	-1,70	-1,13	-1,68	-2,48	-1,31	-2,04	-1,57	-1,26	-1,28	-0,91
12	-0,89	-0,24	-0,94	-2,04	-0,49	-1,47	-1,11	-0,41	-0,43	-0,16
Media	-2,38	-1,57	-2,49	-3,27	-2,01	-3,53	-2,41	-1,84	-1,86	-1,94

Tabla IV.9 mbe (%) para la estimación de la la temperatura de panel utilizando datos medios en las horas de radiación año 2011 Valladolid.

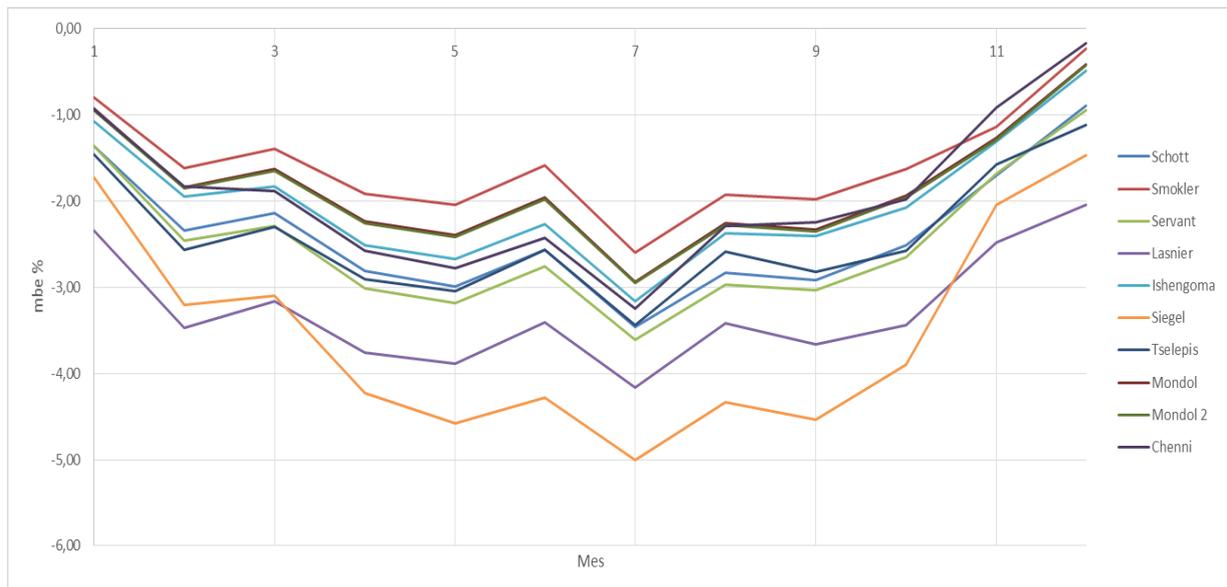


Figura IV.9 mbe (%) para la estimación de la la temperatura de panel utilizando datos medios en las horas de radiación año 2011 Valladolid.

mbe 2012

Mes	Schott	Smokler	Servant	Lasnier	Ishengoma	Siegel	Tselepis	Mondol	Mondol 2	Chenni
1	-1,23	-0,65	-1,19	-2,38	-0,81	-1,57	-1,45	-0,78	-0,80	-0,17
2	-0,52	0,38	-0,74	-2,12	-0,22	-1,87	-1,20	0,06	0,04	-0,11
3	-2,63	-1,70	-2,82	-3,86	-2,31	-4,14	-2,99	-2,04	-2,06	-2,28
4	-1,85	-1,09	-2,07	-2,89	-1,65	-2,80	-2,00	-1,33	-1,35	-2,05
5	-2,64	-1,69	-2,83	-3,56	-2,32	-4,25	-2,70	-2,05	-2,07	-2,43
6	-2,33	-1,40	-2,53	-3,06	-1,99	-3,92	-2,22	-1,75	-1,77	-2,10
7	-2,81	-1,81	-2,93	-3,59	-2,39	-4,61	-2,76	-2,20	-2,22	-2,40
8	-2,59	-1,61	-2,73	-3,24	-2,18	-4,31	-2,41	-1,99	-2,01	-2,25
9	-2,33	-1,45	-2,49	-3,09	-1,97	-3,74	-2,24	-1,77	-1,78	-2,08
10	-2,38	-1,64	-2,46	-3,16	-1,93	-3,28	-2,29	-1,87	-1,89	-1,60
11	-1,70	-1,10	-1,73	-2,58	-1,31	-2,17	-1,68	-1,24	-1,26	-0,91
12	-1,27	-0,72	-1,23	-2,20	-0,90	-1,53	-1,28	-0,83	-0,86	-0,64
Media	-2,02	-1,21	-2,15	-2,98	-1,66	-3,18	-2,10	-1,48	-1,50	-1,58

Tabla IV.10 mbe (%) para la estimación de la la temperatura de panel utilizando datos medios en las horas de radiación año 2012 Valladolid.

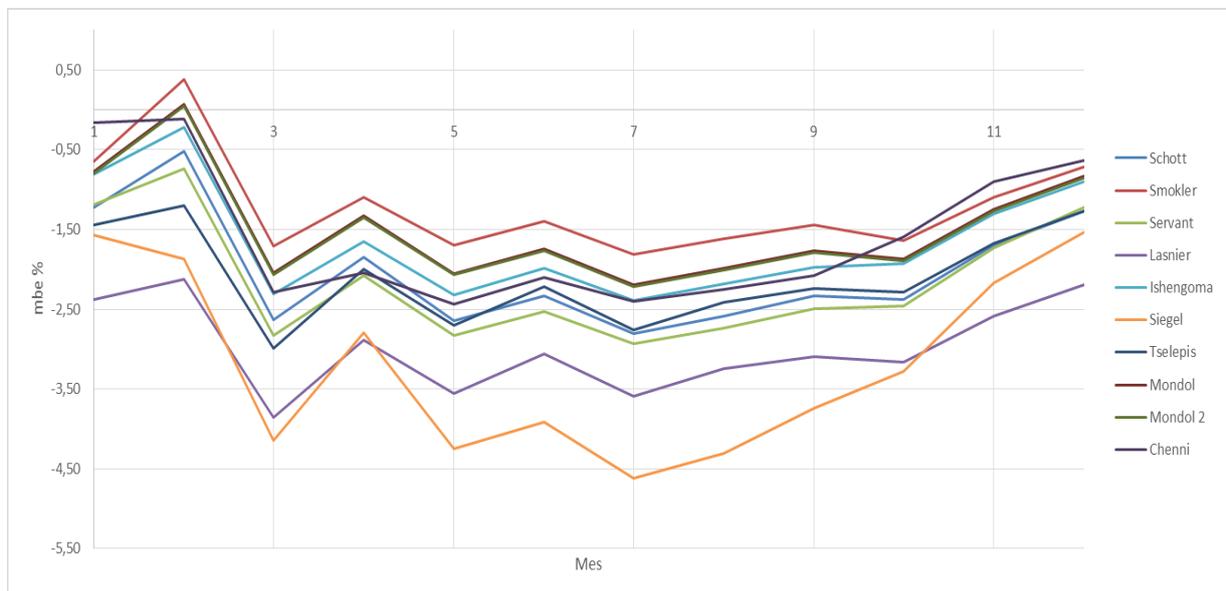


Figura IV.10 mbe (%) para la estimación de la la temperatura de panel utilizando datos medios en las horas de radiación año 2012 Valladolid

mbe 2013

Mes	Schott	Smokler	Servant	Lasnier	Ishengoma	Siegel	Tselepis	Mondol	Mondol 2	Chenni
1	-1,70	-1,14	-1,68	-2,67	-1,34	-2,00	-1,75	-1,26	-1,28	-1,28
2	-1,81	-1,18	-1,90	-2,91	-1,45	-2,34	-1,99	-1,34	-1,36	-1,27
3	-2,04	-1,41	-2,15	-2,97	-1,74	-2,60	-2,07	-1,57	-1,59	-1,98
4	-2,69	-1,90	-2,87	-3,70	-2,38	-3,76	-2,82	-2,16	-2,18	-2,56
5	-3,19	-2,37	-3,37	-4,18	-2,80	-4,40	-3,31	-2,65	-2,67	-2,62
6	-2,87	-1,98	-3,04	-3,71	-2,50	-4,30	-2,86	-2,30	-2,32	-2,45
7	-3,30	-2,38	-3,47	-3,86	-2,89	-4,86	-3,04	-2,73	-2,75	-2,92
8	-2,80	-1,84	-2,95	-3,50	-2,39	-4,45	-2,66	-2,21	-2,22	-2,40
9	-2,78	-1,91	-2,92	-3,52	-2,32	-4,17	-2,67	-2,22	-2,24	-2,17
10	-2,50	-1,81	-2,60	-3,18	-2,07	-3,27	-2,31	-2,01	-2,03	-1,79
11	-1,55	-0,91	-1,64	-2,52	-1,20	-2,12	-1,61	-1,08	-1,10	-1,02
12	-1,13	-0,52	-1,13	-2,30	-0,72	-1,56	-1,37	-0,66	-0,68	-0,34
Media	-2,36	-1,61	-2,48	-3,25	-1,98	-3,32	-2,37	-1,85	-1,87	-1,90

Tabla IV.11 mbe (%) para la estimación de la la temperatura de panel utilizando datos medios en las horas de radiación año 2013 Valladolid.

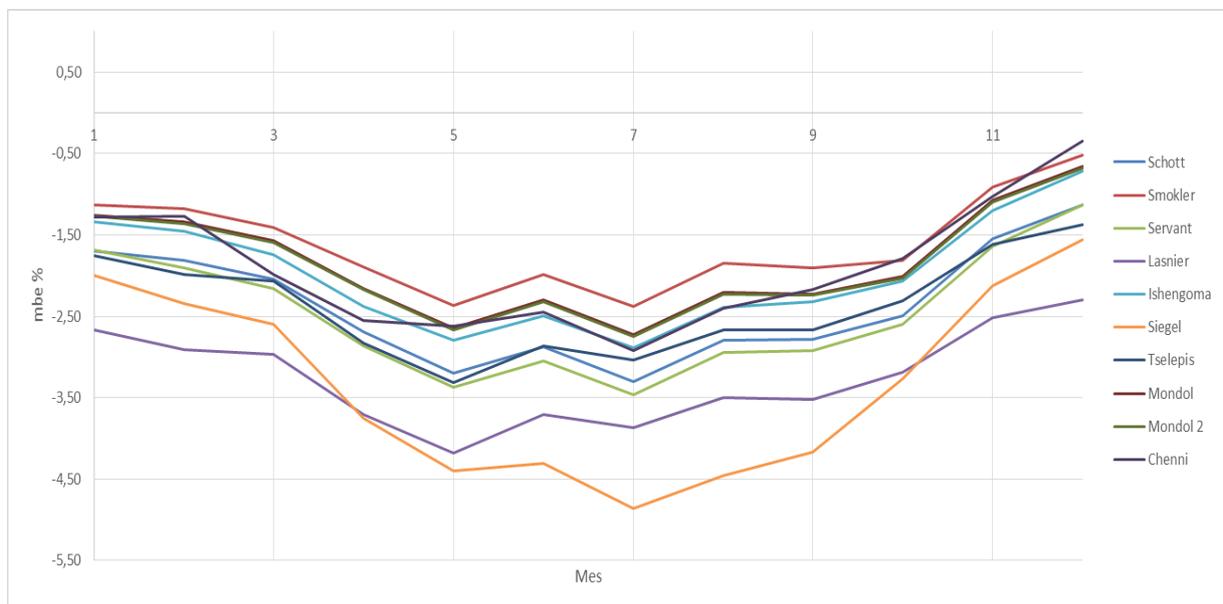


Figura IV.11 mbe (%) para la estimación de la la temperatura de panel utilizando datos medios en las horas de radiación año 2013 Valladolid.

mbe 2014

Mes	Schott	Smokler	Servant	Lasnier	Ishengoma	Siegel	Tselepis	Mondol	Mondol 2	Chenni
1	-0,90	-0,36	-0,87	-1,80	-0,57	-1,11	-0,87	-0,47	-0,49	-0,65
2	-1,55	-0,91	-1,66	-2,58	-1,30	-2,11	-1,67	-1,08	-1,10	-1,74
3	-2,60	-1,74	-2,77	-3,72	-2,25	-3,88	-2,84	-2,04	-2,06	-2,33
4	-2,85	-2,02	-3,04	-3,74	-2,50	-4,07	-2,88	-2,31	-2,33	-2,48
5	-2,94	-1,99	-3,14	-3,96	-2,59	-4,54	-3,10	-2,35	-2,37	-2,62
6	-2,74	-1,80	-2,91	-3,55	-2,35	-4,36	-2,70	-2,16	-2,18	-2,34
7	-2,53	-1,59	-2,68	-3,25	-2,12	-4,10	-2,41	-1,94	-1,96	-2,13
8	-2,83	-1,85	-2,95	-3,59	-2,42	-4,58	-2,76	-2,23	-2,25	-2,46
9	-2,93	-2,06	-3,07	-3,63	-2,45	-4,33	-2,79	-2,37	-2,39	-2,27
10	-2,76	-2,02	-2,89	-3,41	-2,29	-3,71	-2,55	-2,25	-2,27	-2,06
11	-1,24	-0,80	-1,22	-1,79	-0,94	-1,43	-1,04	-0,89	-0,91	-0,75
12	-1,45	-0,94	-1,42	-2,38	-1,07	-1,72	-1,55	-1,05	-1,07	-0,38
Media	-2,28	-1,51	-2,38	-3,12	-1,90	-3,33	-2,26	-1,76	-1,78	-1,85

Tabla IV.12 mbe (%) para la estimación de la la temperatura de panel utilizando datos medios en las horas de radiación año 2014 Valladolid.

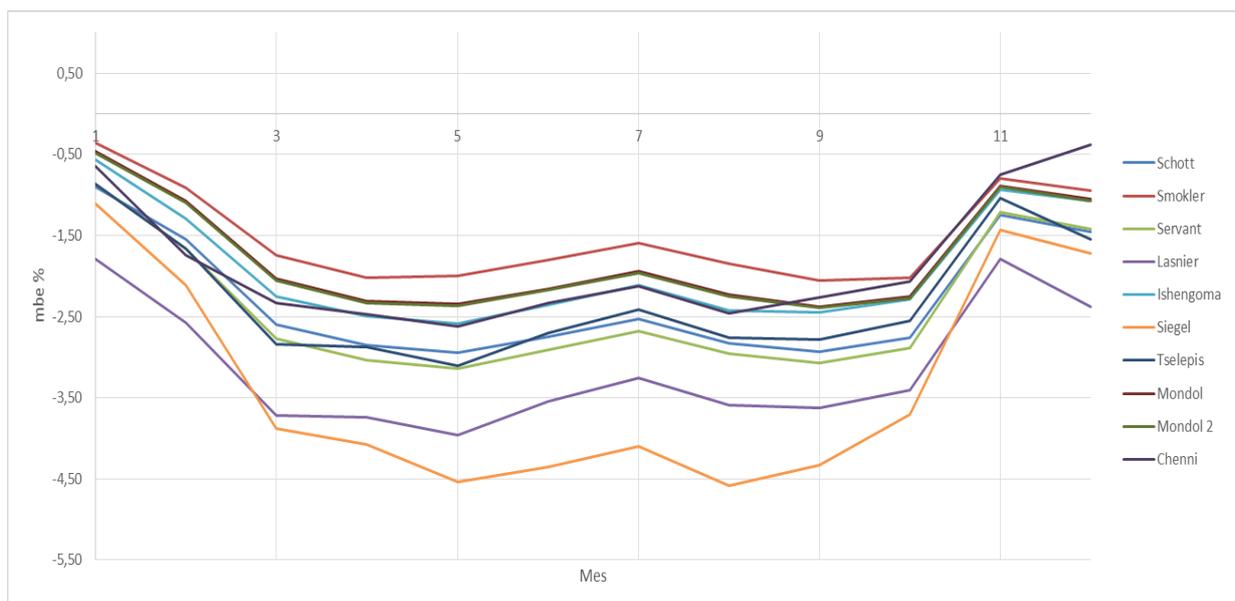


Figura IV.12 mbe (%) para la estimación de la la temperatura de panel utilizando datos medios en las horas de radiación año 2014 Valladolid.

ANEXO V

Comparación de valores de eficiencia teórica frente a eficiencia real.

	Instalación 1		Instalación 2		Instalación 3		Instalación 4		Instalación 5		Instalación 6	
	Teórico	Real										
2009	72,32	75,87	73,17	72,93	71,42	78,32	70,70	82,25	70,97	76,54	72,34	76,72
2010	71,64	77,55	71,99	77,28	71,18	78,43	71,10	84,09	70,40	75,52	71,15	76,97
2011	73,53	78,24	72,02	75,97	72,48	78,74	72,11	83,16	71,64	75,48	71,79	77,14
2012	70,84	76,64	71,70	74,75	71,95	78,27	71,21	83,14	71,00	77,25	71,48	75,74
2013	70,35	79,83	70,66	78,75	70,24	84,64	69,34	87,12	70,49	75,50	70,21	81,58
2014	72,21	78,32	71,80	74,17	71,96	83,74	71,31	83,81	70,50	78,95	72,48	82,13
media	71,81	77,74	71,89	75,64	71,54	80,36	70,96	83,93	70,83	76,54	71,57	78,38

Instalación 7		Instalación 8		Instalación 9		Instalación 10		Instalación 11	
Teórico	Real	Teórico	Real	Teórico	Real	Teórico	Real	Teórico	Real
71,42	77,35	71,19	79,62	71,63	77,40	70,67	78,86		
70,79	78,83	69,55	83,12	71,03	80,69	76,76	77,16		
72,14	79,34	71,25	80,04	70,88	79,45	72,48	75,69	75,49	77,42
72,00	79,95	71,44	80,51	71,21	79,13	71,95	78,42	78,09	76,88
70,13	83,21	69,89	83,04	69,26	80,68	70,24	81,33	74,68	77,87
71,30	80,56	70,65	84,77	71,75	79,57	71,96	75,92	71,98	80,07
71,30	79,87	70,66	81,85	70,96	79,49	72,34	77,90	75,06	78,06

Tabla V.1 Comparativa entre valores teóricos y reales de PR para las diferentes instalaciones.

Instalación 1

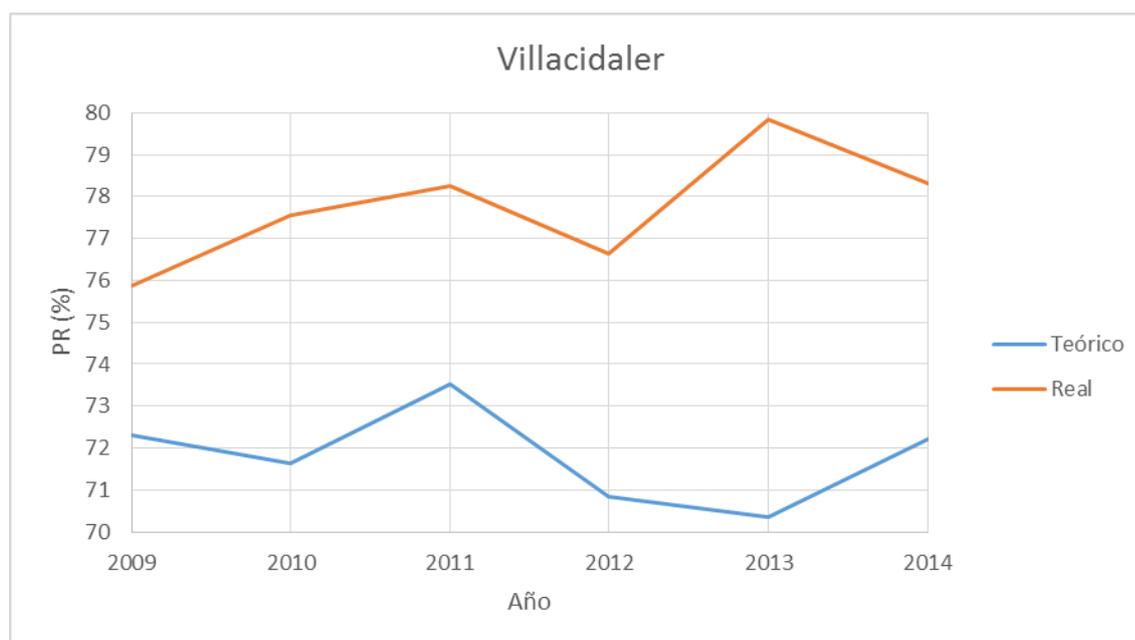


Figura V.1 Comparación entre PR teórico y real para la Instalación 1

Instalación 2

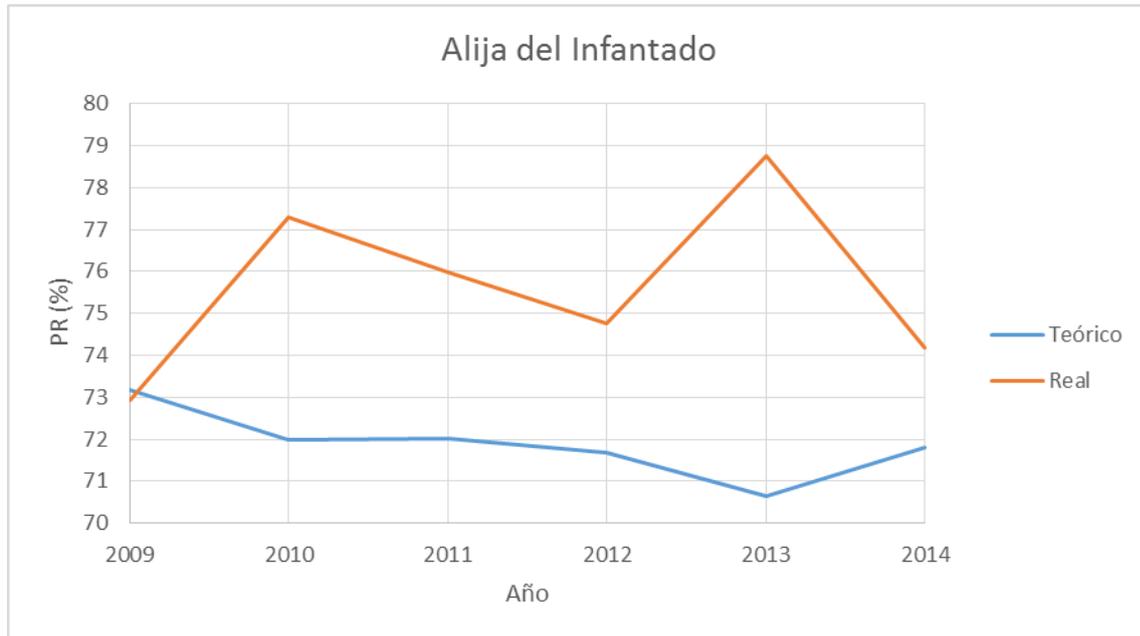


Figura V.2 Comparación entre PR teórico y real para la Instalación 2

Instalación 3

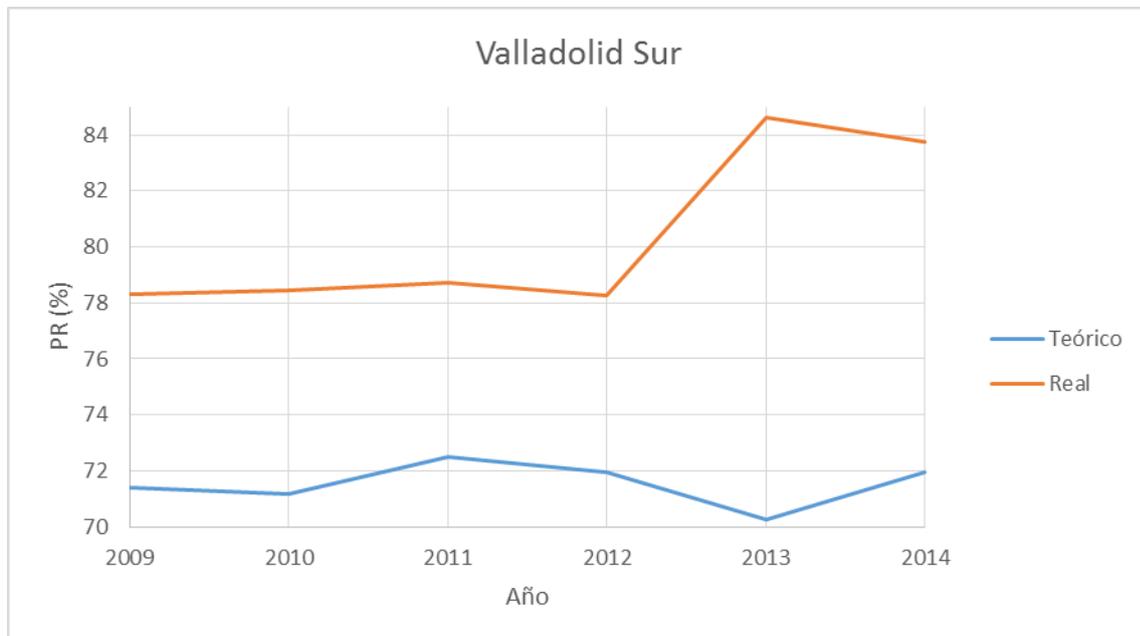


Figura V.3 Comparación entre PR teórico y real para la Instalación 3

Instalación 4

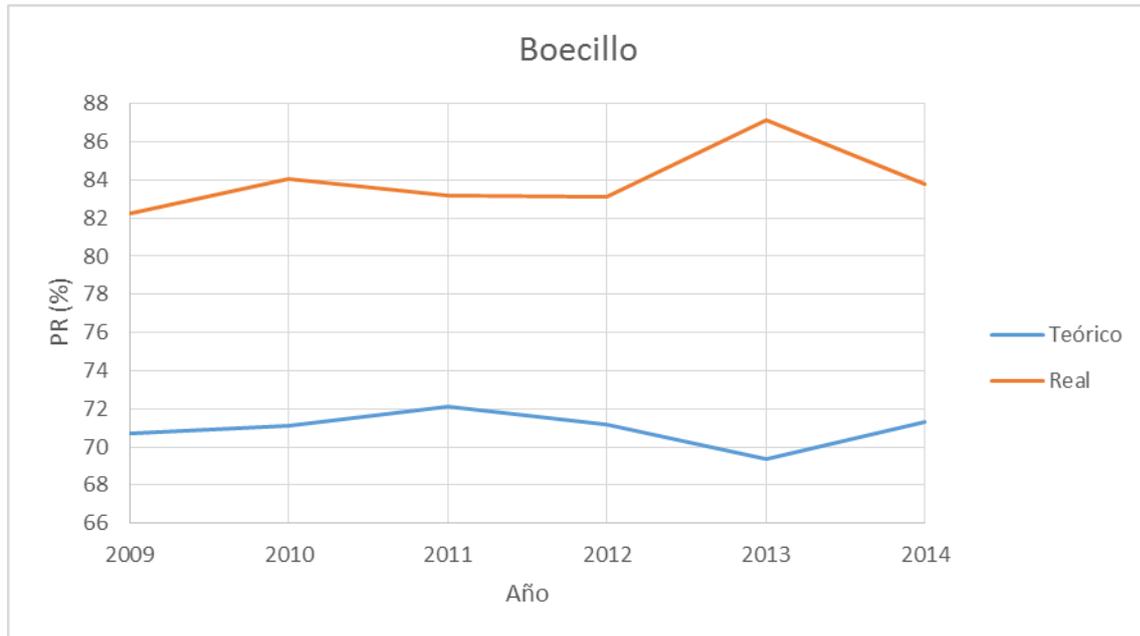


Figura V.4 Comparación entre PR teórico y real para la Instalación 4

Instalación 5

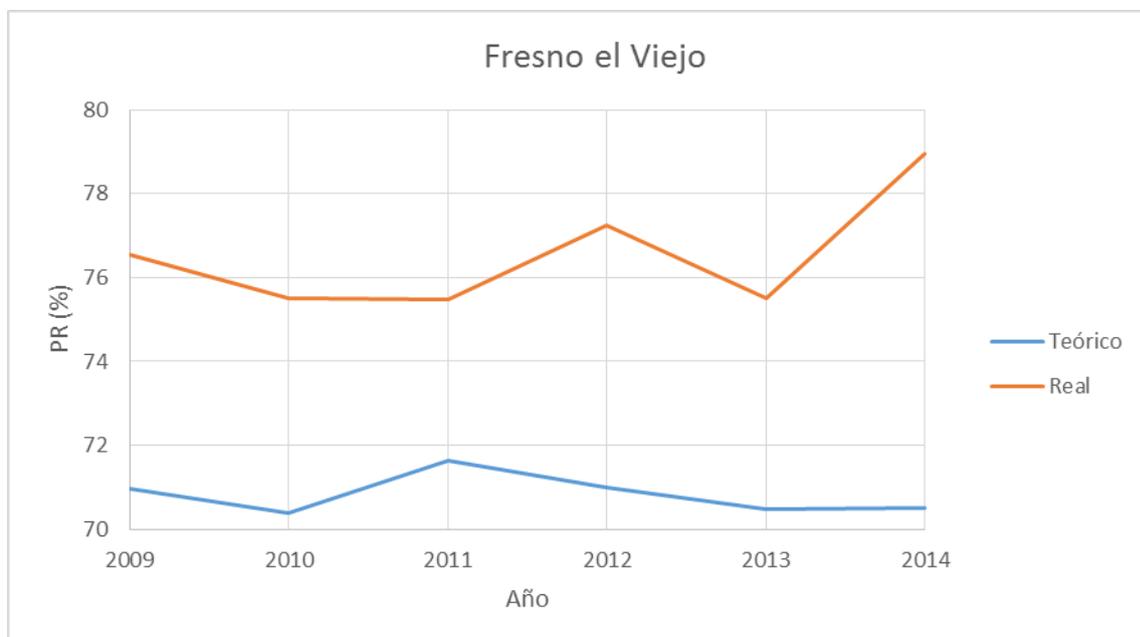


Figura V.5 Comparación entre PR teórico y real para la Instalación 5

Instalación 6

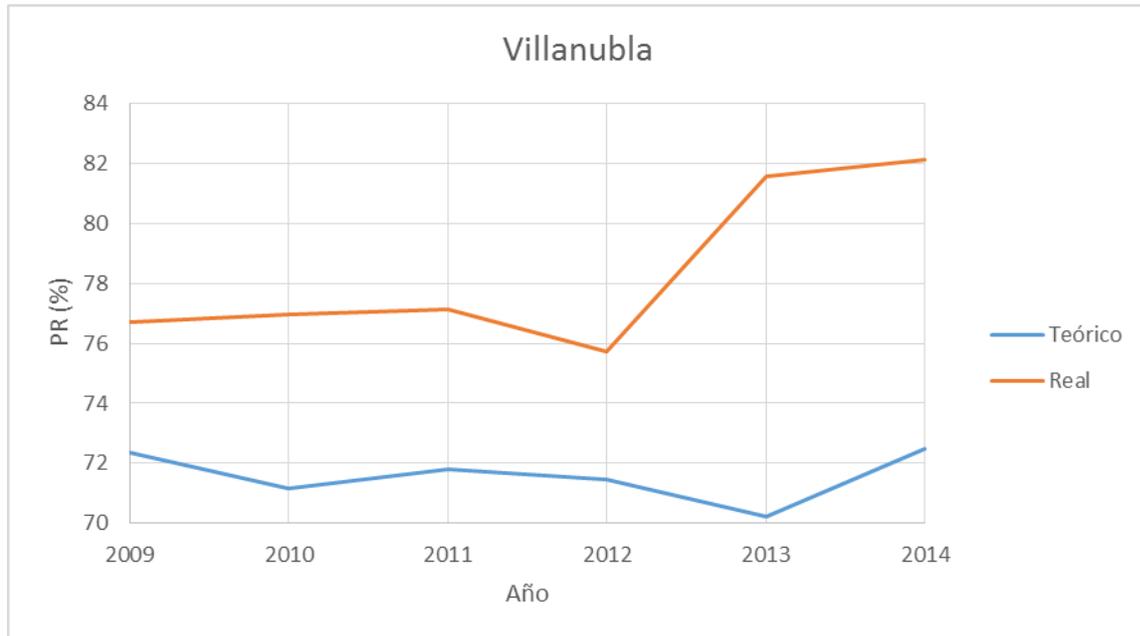


Figura V.6 Comparación entre PR teórico y real para la Instalación 6

Instalación 7

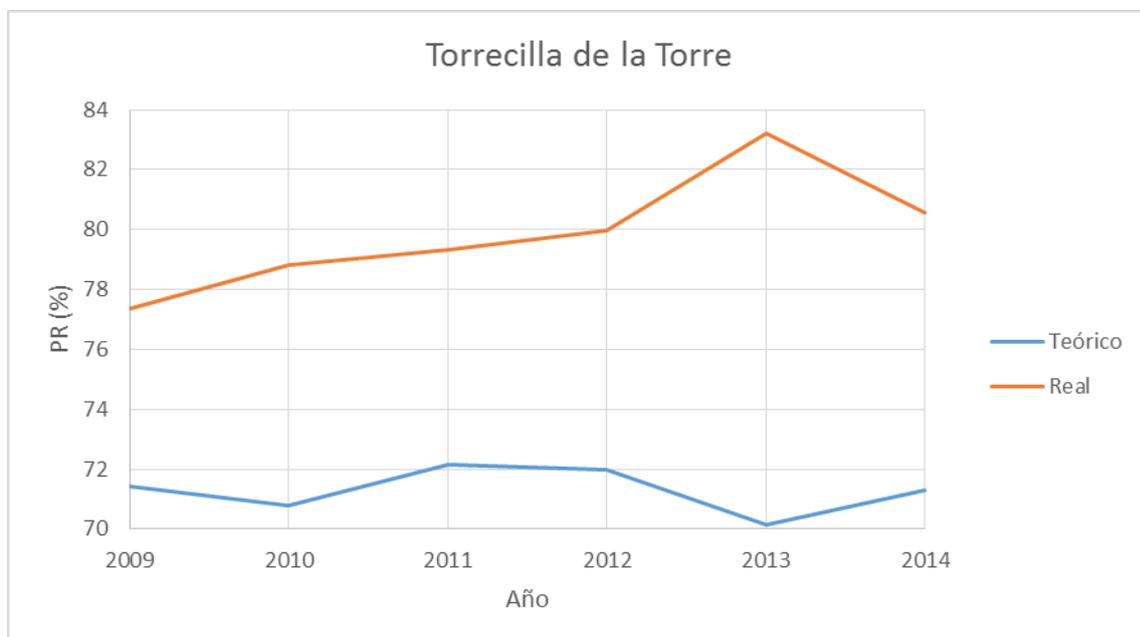


Figura V.7 Comparación entre PR teórico y real para la Instalación 7

Instalación 8

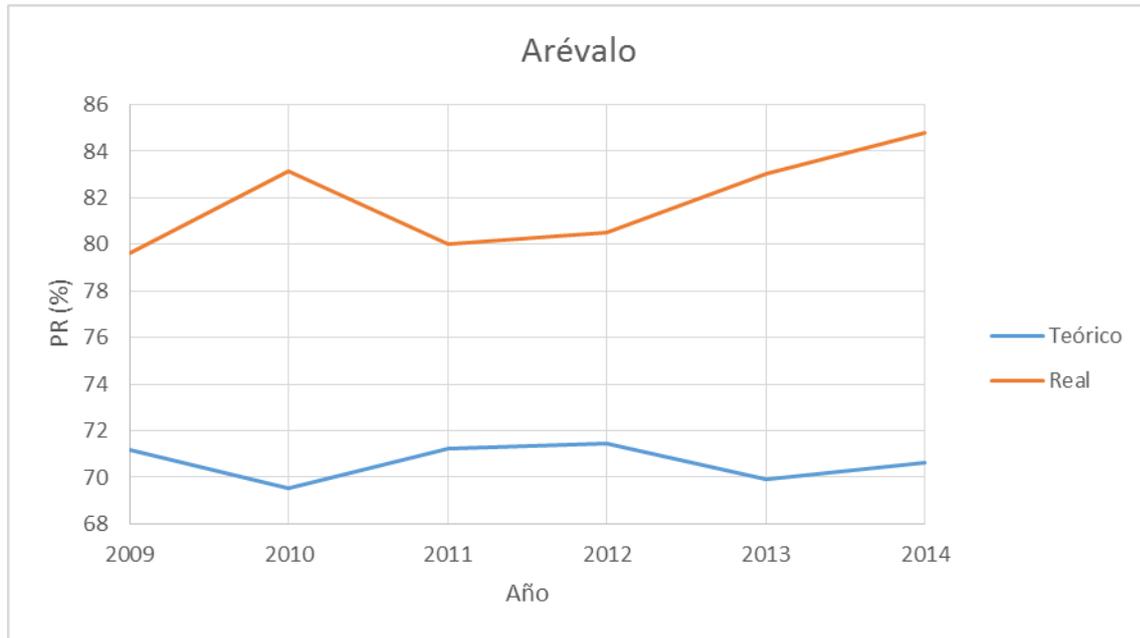


Figura V.8 Comparación entre PR teórico y real para la Instalación 8

Instalación 9

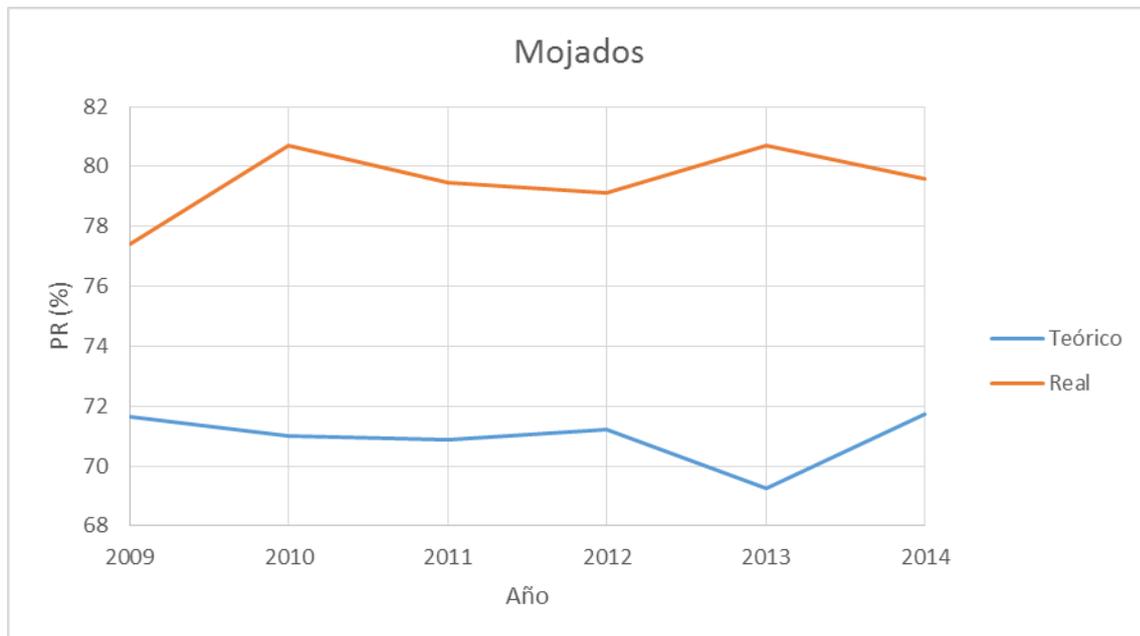


Figura V.9 Comparación entre PR teórico y real para la Instalación 9

Instalación 10

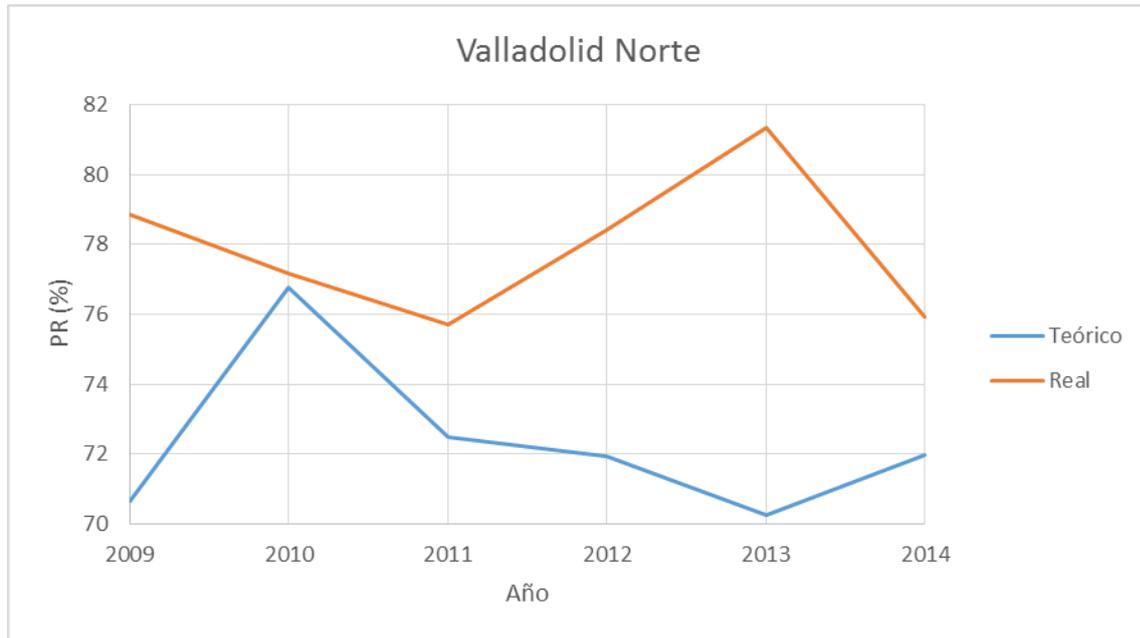


Figura V.10 Comparación entre PR teórico y real para la Instalación 10

Instalación 11

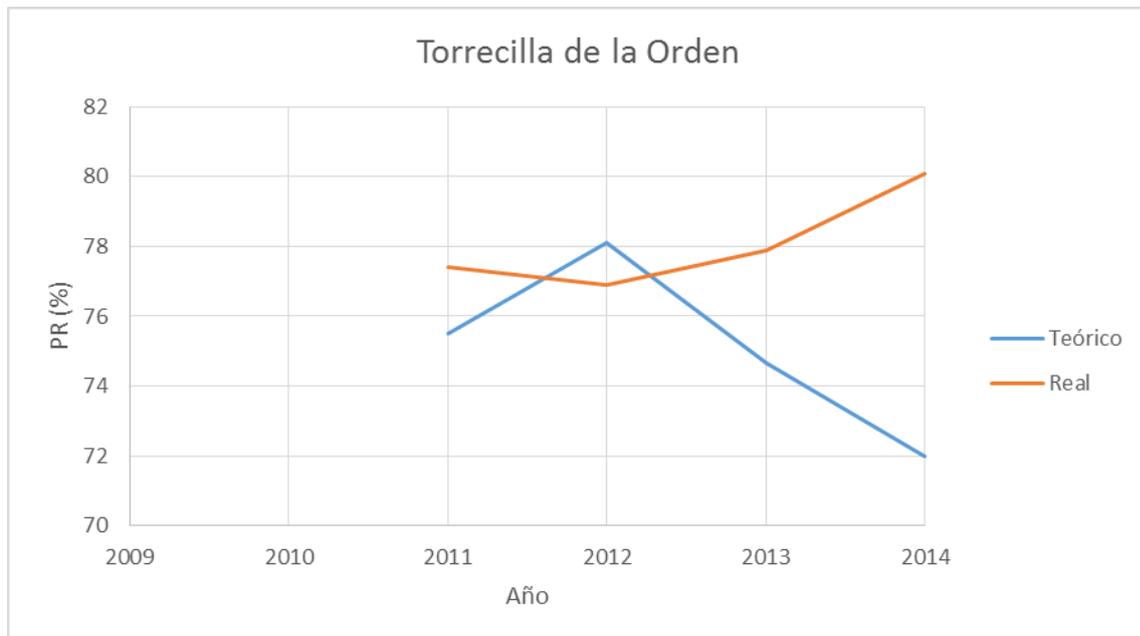


Figura V.11 Comparación entre PR teórico y real para la Instalación 11