



UNIVERSIDAD DE JAÉN
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR
DE JAÉN
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA
ELECTRÓNICA Y AUTOMÁTICA

TESIS DOCTORAL

CONTRIBUCIÓN AL MODELADO DEL
COMPORTAMIENTO ELÉCTRICO EN
EXTERIOR DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS
DE CAPA DELGADA

PRESENTADA POR:
MIGUEL TORRES RAMÍREZ

DIRIGIDA POR:
DR. D. GUSTAVO E. NOFUENTES GARRIDO
DR. D. JOSÉ VICENTE MUÑOZ DÍEZ

JAÉN, 13 DE FEBRERO DE 2015

ISBN 978-84-8439-952-0

UNIVERSIDAD DE JAÉN



TESIS DOCTORAL

CONTRIBUCIÓN AL MODELADO DEL COMPORTAMIENTO ELÉCTRICO EN EXTERIOR DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE CAPA DELGADA

AUTOR

MIGUEL TORRES RAMÍREZ

DIRECTORES

DR. GUSTAVO E. NOFUENTES GARRIDO

DR. JOSÉ VICENTE MUÑOZ DÍEZ

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA Y AUTOMÁTICA
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE JAÉN
LINARES, JAÉN, FEBRERO 2015

UNIVERSIDAD DE JAÉN

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE JAÉN

TESIS DOCTORAL

La memoria titulada “CONTRIBUCIÓN AL MODELADO DEL COMPORTAMIENTO ELÉCTRICO EN EXTERIOR DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE CAPA DELGADA”, presentada por Miguel Torres Ramírez, aspirante al grado de Doctor en “Ingeniería y Arquitectura”, ha sido realizada dentro del Departamento de Ingeniería Electrónica y Automática de la Universidad de Jaén, bajo la dirección de los doctores D. Gustavo E. Nofuentes Garrido y D. José Vicente Muñoz Díez.

Jaén, febrero 2015

El doctorando

Fdo. Miguel Torres Ramírez

Los directores de Tesis

Fdo. Dr. D. Gustavo E. Nofuentes Garrido Fdo. Dr. D. José Vicente Muñoz Díez

UNIVERSIDAD DE JAÉN



TESIS DOCTORAL

CONTRIBUCIÓN AL MODELADO DEL COMPORTAMIENTO ELÉCTRICO EN EXTERIOR DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE CAPA DELGADA

TRIBUNAL EVALUADOR

Presidente: Dra. Nicola Pearsall (Universidad de Nothumbria, Reino Unido).

Secretario: Dr. Jorge Aguilera Tejero (Universidad de Jaén).

Vocal: Dr. Eduardo Martín Álvarez Massis (Universidad del Valle, Guatemala).

Suplente: Dr. Mariano Sidrach de Cardona Ortín (Universidad de Málaga).

Suplente: Dr. Santiago Silvestre Berges (Universidad Politécnica de Cataluña).

Jaén, febrero 2015

Esta Tesis Doctoral ha sido parcialmente financiada por el Ministerio de Ciencia e Innovación, bajo el marco del proyecto: "Estimación de la energía generada por módulos fotovoltaicos de capa delgada: influencia del espectro" con código de expediente ENE2008-05098/ALT.

Adicionalmente, se ha dispuesto de apoyo económico por parte de la *Fundación Iberdrola* en el marco del proyecto: "Contribución al modelado del comportamiento eléctrico en exterior de módulos fotovoltaicos de capa delgada" y de la Escuela de Doctorado de la Universidad de Jaén en su programa de "Ayudas de Movilidad Internacional destinadas a la obtención de la Mención Internacional en el título de doctor" para investigadores en formación.

*a mis padres
a mi hermana
a mis abuel@s*

*“Esto no es el final, ni siquiera es el comienzo del
final, pero quizás si sea el final del comienzo”*

*“This is not the end. It is not even the beginning of the
end, but it is, perhaps, the end of the beginning”*

WINSTON CHURCHILL

AGRADECIMIENTOS

Una vez llegados a este punto, a falta de unas horas para que el depósito de esta Tesis Doctoral se haga realidad, es el momento de dedicarle unas líneas de agradecimiento a todas y cada una de las personas que han permitido que este hecho se convierta en realidad.

En primer lugar, me gustaría agradecer a mis directores de Tesis por todo su apoyo, trabajo, sacrificio y colaboración en que este proyecto saliera adelante. Especialmente a Gustavo por todo lo que ha luchado por ayudarme a conseguirlo y lo que he podido aprender de él. Gracias por todas esas horas de trabajo y tutorías que me has dedicado y a través de las cuales uno se da cuenta de la importancia que tiene este mundillo de la investigación el esfuerzo, la constancia y el sacrificio. A Vicente Muñoz, sin lugar a dudas me atrevo a decir que él es el germen de que hoy esté aquí sentado escribiendo estas líneas, cuando sin prácticamente conocerme de nada se ofreció amablemente a echarme una mano con LabVIEW en mi proyecto final de carrera de la ingeniería técnica, allá por el verano de 2008. Hoy día y tras varios años ya compartiendo laboratorio, cafés y alguna que otra fricadilla electrónica, se ha convertido en uno de mis mejores amigos. Gracias de verdad por todo vuestro apoyo durante estos últimos años.

No me puedo olvidar de Jorge Aguilera y Juan de la Casa, gracias a los cuales y a la confianza que han depositado en mi durante estos años he podido disfrutar participando en multitud de proyectos, especialmente en el Solar Decathlon, el cual fue una experiencia única e irrepetible. Igualmente quiero agradecer a Manolo Fuentes por su apoyo y colaboración durante estos años.

Ahora es el momento de hablar de mi amiga y compi Bea, con la que he podido compartir muchiiiiisimos momentos fantásticos disfrutando de nuestro trabajo, y con la que he formado el mejor de todos los equipos de trabajo posibles. Gracias por todas las cosas que me has permitido aprender de ti en lo personal y en lo laboral, gracias.

También me gustaría agradecer a David Elizondo, por darme la oportunidad de trabajar e integrarme como uno más en el Centre For Computational Intelligence en la Universidad De Montfort, en Leicester. Del mismo modo, quiero agradecer a otras muchas personas con las que he podido compartir muchos y muy buenos momentos en la cuarta planta del edificio A3 de la Universidad de Jaén, a David por su colaboración y disposición siempre a colaborar, a Juan Carlos o a Paco Muñoz y Cati, que estuvieron muy presentes y de forma muy positiva en mis inicios en este mundo de la investigación.

A continuación es el momento de agradecer a toda mi familia el apoyo incondicional que siempre me han demostrado sin ningún tipo de dudas. A mis padres, a mi hermana y a mis abuel@s que han estado siempre presentes durante todo este tiempo y que sin ellos estoy completamente seguro de que esto no hubiera sido posible. De ellos he podido aprender la importancia que tienen valores fundamentales e imprescindibles como son el trabajo, la constancia, el esfuerzo, el sacrificio o la humildad en cualquier ámbito de la vida.

No me puedo olvidar de mis amig@s que también han sido muy importantes con todo el apoyo y el cariño que me han dado desde siempre, Jose, Miguel David, Matías, Kike o Sergio que han estado ahí siempre desde el principio y desde donde ha surgido todo, nuestro querido barrio de Santa Ana en Linares. También han sido muy especiales para mi durante estos últimos años amigos como Chemi, Nuria, Laura, Alberto, Paco, Robert y muchos otros que ha sido, son y serán parte fundamental de todo esto.

Para finalizar, no me puedo dejar atrás a personas como Ana Lerma (aunque no haya escrito finalmente este documento en LaTeX) o Ana del Arco, que durante estos últimos meses cuando el ánimo y las fuerzas ya empezaban a flaquear han estado presentes para compartir momentos muy agradables de risas, fiambreras o bailes, entre otras muchas cosas.

**GRACIAS A TOD@S POR HACER QUE
ESTE MOMENTO HAYA SIDO POSIBLE**

RESUMEN

Durante las últimas décadas la problemática relacionada con el abastecimiento energético se está haciendo cada vez más acuciante, especialmente en el ámbito de la electricidad. La energía solar fotovoltaica se está erigiendo en los últimos años dentro de este sector como una de las posibles alternativas a los combustibles fósiles tradicionales, con una evolución constante de las tecnologías y de la cuota de potencia instalada a nivel mundial. Dentro de las tecnologías fotovoltaicas disponibles en el mercado, la predominante hasta este momento es aquella basada en silicio cristalino, debido principalmente al buen conocimiento que se tiene de la misma, su fiabilidad y sus bajos precios. A pesar de esto han ido surgiendo otras tecnologías que ofrecen distintas ventajas competitivas frente a esta tecnología tradicional. Entre ellas destacan las tecnologías basadas en lámina delgada, que aunque todavía no han conseguido desbancar la posición dominante del silicio cristalino, van consiguiendo progresivamente aumentar su capacidad de fabricación y su cuota de mercado en términos absolutos. En términos de modelado del comportamiento en exterior de las tecnologías de capa delgada, éste no se halla plenamente comprendido, a pesar de los numerosos esfuerzos que se han venido realizando recientemente. Se hace necesaria una mejora en el referido modelado en varias condiciones climáticas, debido principalmente a la acusada dependencia que este comportamiento posee de ciertos parámetros medioambientales, tales como la distribución espectral de la irradiancia.

La presente Tesis Doctoral, desarrollada en el seno del grupo de Investigación en Energía Solar de Universidad de Jaén, ha pretendido contribuir a la mejora del conocimiento existente en cuanto a la predicción del comportamiento eléctrico en exterior de módulos fotovoltaicos de capa delgada. En este sentido, y utilizando como punto de partida los datos empíricos que ha proporcionado una amplia campaña experimental en las localidades de Jaén y Madrid (España), se han podido obtener resultados y conclusiones de gran valor y repercusión en este ámbito. Para ello, se ha dispuesto de una muestra reducida de módulos fotovoltaicos de las siguientes

tecnologías, silicio amorfo (α -Si:H), Telururo de Cadmio (CdTe), Cobre-Indio-Galio-Selenio (CIGS) y heterounión de silicio amorfo y silicio microcristalino (α -Si:H/ μ c-Si:H), instalados en las localidades anteriores.

En primer lugar, gracias a estos datos experimentales, se ha podido caracterizar espectralmente el enclave donde se encontraban instalados los módulos fotovoltaicos mencionados. Así también, se ha conseguido evaluar la influencia que ejerce la distribución espectral de la irradiancia incidente y la temperatura de módulo sobre el factor de rendimiento de estos módulos. Conjuntamente con esto, se ha cuantificado la influencia que los efectos espectrales ejercen sobre diferentes tecnologías fotovoltaicas de capa delgada para distintas ventanas temporales. En este sentido, se ha obtenido que los efectos espectrales se atenúan a medida que la ventana temporal se hace mayor, llegando éstos a hacerse muy poco significativos para todas las tecnologías evaluadas en periodos anuales. Finalmente, atendiendo a los resultados obtenidos en el estudio previo, se ha propuesto la utilización de métodos analíticos sencillos para estimar la potencia máxima y la energía anual generada por este tipo de tecnologías fotovoltaicas a partir de valores de irradiación y temperatura ambiente. Estos parámetros se encuentran habitualmente disponibles en bases de datos y estaciones meteorológicas. La aplicabilidad de estos métodos es satisfactoria para climas soleados y de interior, no tropicales. Se habrá de explorar la bondad de los métodos para enclaves afectados por otros climas donde el impacto del espectro solar sobre una base anual sea más apreciable.

ABSTRACT

Over the past decades, the problems related to energy supply are becoming increasingly pressing, especially as regards electricity. Photovoltaic solar energy is emerging in recent years within this sector as one of the major alternatives to traditional fossil fuels. A constant and progressive evolution along with an increasing share of photovoltaic power installed worldwide have been noticed during this period time. Nowadays, crystalline silicon technology occupies a prevailing position in the photovoltaic market, with the largest market share, mainly because of its reliability, low cost and due to the fact that its outdoor performance is well-known. Although this technology is expected to prevail in the short and mid-term, other photovoltaic technologies have appeared offering some competitive advantages over the traditional ones. Thin-film photovoltaic technology is one of these emerging technologies that have steadily increased its market share since the 2000s. The main aim of this technology is to reduce the unitary cost of photovoltaic power using alternative manufacturing processes. Despite the existing research efforts, the outdoor behaviour of thin film photovoltaic technologies is far from being understood in full. In this sense, some improvements are still needed as those related to modelling the outdoor electrical performance of these technologies under different climate conditions. Indeed, this performance is influenced by some environmental parameters, being very remarkable the impact of the solar spectral irradiance distribution.

Regarding the analysed shortcomings, the present PhD thesis deepens into modelling the outdoor electrical performance on thin film photovoltaic modules, in order to improve the understanding that already exists about the state of art in this field. This PhD has been developed within the framework of the Solar Energy Research Group (IDEA) at the University of Jaén. The photovoltaic modules under study were deployed in two different sites; namely, Jaén and Madrid (Spain) with sunny and inland climates. This PhD thesis analyses the data collected from a large experimental campaign in these two locations. This empirical information has allowed to reach some relevant and sound results

about outdoor performance modelling of these photovoltaic technologies. A limited set of thin-film photovoltaic specimens has been available. Specifically, a module of each of the following technologies have been installed and tested in both sites; namely, α -Si (amorphous silicon), CdTe (cadmium telluride), CIGS (copper indium gallium selenide sulfide), CIS (copper indium diselenide), and α -Si:H/ μ c-Si:H (hydrogenated amorphous silicon/crystalline silicon hetero-junction).

Along this PhD thesis, different research works have been developed. Firstly, a spectral characterisation of the incident irradiation of the site was carried out. Additionally, the impact of the spectrum shape and the temperature of the module over its performance ratio was evaluated for each tested thin-film photovoltaic technology. The next research line focused on assessing and quantifying the spectral effects in the four mentioned photovoltaic technologies in terms of different timeframes. These effects have been analysed in four sites located in the north hemisphere -Stuttgart, Madrid, Jaén and Tamanrasset-. Thus, spectral effects on both monthly and annual time scales were evaluated. In this sense, the spectral effects are mitigated during long integration periods. Further to this, the annual spectral effects may be neglected for the four considered photovoltaic technologies in tempered and inland climates in practical terms. This may greatly simplify modelling their annual performance by using simple analytical methods which do not take into account the spectral distribution. Regarding the previous results, simple methods are proposed and validated in order to estimate the electrical outdoor performance -maximum power delivered and annual energy produced- of thin film photovoltaic modules in locations with a nontropical, tempered and inland climate, using only as inputs environmental data commonly available in meteorological databases. Thus, the obtained results have proven the applicability of these methods for this modelling task.

ÍNDICE GENERAL / INDEX

ÍNDICE DE TABLAS.....	2
LISTA DE ACRÓNIMOS	3
LISTA DE SÍMBOLOS.....	5
ESTRUCTURA DE LA MEMORIA	7
PARTE I: DISERTACIÓN	9
1. INTRODUCCIÓN.....	11
2. ANTECEDENTES	19
3. JUSTIFICACIÓN / MOTIVACIÓN.....	27
4. OBJETIVOS.....	31
5. METODOLOGÍA.....	33
6. CONFIGURACIÓN EXPERIMENTAL Y CAMPAÑA DE MEDIDA	35
7. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	43
8. CONCLUSIONES / CONCLUSIONS	61
9. LÍNEAS FUTURAS DE TRABAJO	71
10. AGRADECIMIENTOS.....	73
11. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	75
PARTE II: PUBLICACIONES / PUBLICATIONS OF THE PHD THESIS	89
• PUBLICACIONES EN REVISTAS INDEXADAS JCR.....	91
• COMUNICACIONES A CONGRESOS Y CONFERENCIAS INTERNACIONALES.....	131
• OTRAS PUBLICACIONES GENERADAS EN EL MARCO DE LA TESIS DOCTORAL.....	133

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1	37
Parámetros eléctricos en CEM para Octubre de 2011 y nominales (Nom.) ofrecido por el fabricante de los módulos FV en estudio. Se muestran valores de potencia máxima (P_M^* , en W), tensión de circuito abierto (V_{oc}^* , en V), corriente de cortocircuito (I_{sc}^* , en A) y del coeficiente de variación (γ , en $^{\circ}C^{-1}$) de la potencia máxima en función de la temperatura.	
TABLA 2	38
Variables registradas por el sistema de medida automático. Se muestra la categoría a la que pertenece cada una de estas variables, así como las unidades de las mismas.	
TABLA 3	40
Valores medios anuales de parámetros meteorológicos para Jaén y Madrid tras 30 años de mediciones	

LISTA DE ACRÓNIMOS

A-Si:H: SILICIO AMORFO.

A-Si:H/ μ C-Si:H: HETEROUNIÓN DE SILICIO AMORFO Y SILICIO MICROCRISTALINO.

AM: MASA DE AIRE (DEL INGLÉS, AIR MASS).

APE: ENERGÍA MEDIA DEL FOTÓN (DEL INGLÉS, AVERAGE PHOTON ENERGY).

BIPV: INTEGRACIÓN FOTOVOLTAICA EN EDIFICIOS (DEL INGLÉS, BUILDING-INTEGRATED PHOTOVOLTAICS).

CD: CAPA DELGADA.

CdS: SULFURO DE CADMIO

CdTe: TELURO DE CADMIO.

CEM: CONDICIONES ESTÁNDARES DE MEDIDA.

CIEMAT: CENTRO DE INVESTIGACIONES ENERGÉTICA MEDIOAMBIENTALES Y TECNOLÓGICAS

CIGS: COBRE-INDIO-GALIO-SELENIO.

CIS: COBRE-INDIO-SELENIO.

c-Si: SILICIO CRISTALINO.

EMF: ENERGÍA MEDIA DEL FOTÓN.

FV: FOTOVOLTAICA.

IDEA: INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO EN ENERGÍA SOLAR.

IEC: COMISIÓN ELECTROTÉCNICA INTERNACIONAL (DEL INGLÉS, INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION).

I-V: TENSION-INTENSIDAD.

K_T: ÍNDICE DE CLARIDAD (DEL INGLÉS, CLEARNESS INDEX).

M-Si: SILICIO MONOCRISTALINO.

MBPE_p: SESGO MEDIO PORCENTUAL PARA LA POTENCIA MÁXIMA (DEL INGLÉS, MEAN BIAS PERCENTAGE ERROR)

MMF: FACTOR DE DESACOPLO ESPECTRAL (DEL INGLÉS, MISMATCH FACTOR).

PC-Si: SILICIO POLICRISTALINO.

PR: FACTOR DE RENDIMIENTO (DEL INGLÉS, PERFORMANCE RATIO).

REE: ERROR RELATIVO PARA LA ENERGÍA (DEL INGLÉS RELATIVE ERROR).

RMSPE_p: RAÍZ CUADRADA DEL ERROR CUADRÁTICO MEDIO PORCENTUAL PARA LA POTENCIA MÁXIMA (DEL INGLÉS, ROOT MEAN SQUARE PERCENTAGE ERROR).

SF: FACTOR ESPECTRAL (DEL INGLÉS, SPECTRAL FACTOR).

UF: FRACCIÓN ÚTIL (DEL INGLÉS, USEFULL FRACTION).

μc-Si: SILICIO MICROCRISTALINO.

LISTA DE SÍMBOLOS

E_{DC} : ENERGÍA GENERADA [kWh].

$E(\lambda)$: IRRADIANCIA ESPECTRAL [$W \cdot m^{-2} \cdot nm^{-1}$].

$E^*(\lambda)$: IRRADIANCIA ESPECTRAL CORRESPONDIENTE AL ESTÁNDAR AM 1.5G [$W \cdot m^{-2} \cdot nm^{-1}$].

EMF : ENERGÍA MEDIA DEL FOTÓN [eV].

FF : FACTOR DE FORMA [-].

FF^* : FACTOR DE FORMA EN CEM [-].

G : IRRADIANCIA GLOBAL EN EL PLANO DEL GENERADOR [W/m^2]

G^* : IRRADIANCIA GLOBAL EN CEM (1 kW/m²).

H : IRRADIACIÓN GLOBAL EN EL PLANO DEL GENERADOR [Wh/m^2]

I_{sc} : CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO [A].

I_{sc}^* : CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN CEM [A].

$I-V$: CORRIENTE-TENSIÓN.

$MBPE_p$: SESGO MEDIO PORCENTUAL PARA LA POTENCIA MÁXIMA [%].

MMF : FACTOR DE DESACOPLO ESPECTRAL [-].

MMF_A : FACTOR DE DESACOPLO ESPECTRAL ANUAL [-].

MMF_M : FACTOR DE DESACOPLO ESPECTRAL MENSUAL [-].

N : NÚMERO DE MUESTRAS.

N_A : NÚMERO DE MUESTRAS ANUALES.

N_M : NÚMERO DE MUESTRAS MENSUALES.

P_M : POTENCIA MÁXIMA [W].

P_M^* : POTENCIA MÁXIMA EN CEM [W].

P_{O_i} : ENÉSIMO VALOR DE POTENCIA MÁXIMA MEDIDO [W].

PR : FACTOR DE RENDIMIENTO [-].

P_{T_i} : ENÉSIMO VALOR DE POTENCIA MÁXIMA MODELADO [W].

R^2 : COEFICIENTE DE DETERMINACIÓN [-].

REE : ERROR RELATIVO PARA LA ENERGÍA [%].

$RMSPE_p$: RAÍZ CUADRADA DEL ERROR CUADRÁTICO MEDIO PORCENTUAL PARA LA POTENCIA MÁXIMA [%].

SF : FACTOR ESPECTRAL [-].

$SR(\lambda)$: RESPUESTA ESPECTRAL DEL MÓDULO FV [$A \cdot W^{-1}$]

T_C : TEMPERATURA DE OPERACIÓN DEL MÓDULO [$^{\circ}C$].

T_C^* : TEMPERATURA DE OPERACIÓN DEL MÓDULO EN CEM ($25^{\circ}C$).

V_{oc} : TENSIÓN DE CIRCUITO ABIERTO [V].

V_{oc}^* : TENSIÓN DE CIRCUITO ABIERTO EN CEM [V].

β : COEFICIENTE DE VARIACIÓN DE LA TENSIÓN DE CIRCUITO ABIERTO CON LA TEMPERATURA [$^{\circ}C^{-1}$].

γ : COEFICIENTE DE VARIACIÓN DE LA POTENCIA MÁXIMA CON LA TEMPERATURA [$^{\circ}C^{-1}$].

λ_1 : LÍMITE INFERIOR DE LA RESPUESTA ESPECTRAL DEL MÓDULO FV [nm].

λ_2 : LÍMITE SUPERIOR DE LA RESPUESTA ESPECTRAL DEL MÓDULO FV [nm].

λ_3 : LÍMITE INFERIOR DE MEDIDA DEL ESPECTRORRADIÓMETRO [nm].

λ_4 : LÍMITE SUPERIOR DE MEDIDA DEL ESPECTRORRADIÓMETRO [nm].

ESTRUCTURA DE LA MEMORIA

Esta memoria se divide en por partes:

- **PARTE I: DISERTACIÓN.**

La primera parte de la memoria se dirige inicialmente a realizar una introducción a la tecnología fotovoltaica, especialmente a las tecnologías basadas en capa delgada. Además, se expone la situación que ocupan estas tecnologías dentro del sistema energético en un contexto internacional atendiendo a las necesidades de electricidad que se plantean en él. A continuación, se pasa a describir los antecedentes relacionados con el análisis del funcionamiento de estas tecnologías, así como los factores que influyen en el comportamiento en exterior de las mismas. Se presta especial atención a los efectos que provoca sobre dicho comportamiento la distribución espectral de la irradiancia incidente. A continuación, se exponen las motivaciones que justifican la realización de la presente Tesis Doctoral y el planteamiento de los objetivos que se han pretendido alcanzar con la realización de la misma. Posteriormente, se trata la metodología seguida, así como una descripción y discusión de los resultados obtenidos. Finalmente, las conclusiones que se han alcanzado, así como las líneas futuras de trabajo que se plantean son expuestas y detalladas.

- **PARTE II: PUBLICACIONES.**

La Parte II de la memoria está constituida por las publicaciones que han surgido a través de la consecución de los objetivos planteados para la realización de esta tesis doctoral. Se presentan agrupadas por categorías atendiendo a su temática.

PARTE I

DISERTACIÓN

En la Parte I introducimos la tecnología fotovoltaica de capa delgada, así como los parámetros medioambientales que ejercen una influencia destacada sobre su funcionamiento. A continuación, se describe el estado actual en el cual se encuentra el nivel de conocimiento, en cuanto al modelado en exterior de estas tecnologías fotovoltaicas se refiere. Posteriormente, se expone la oportunidad y relevancia que justifica el desarrollo de esta tesis, conjuntamente con los objetivos que se plantean alcanzar y la metodología aplicada para lograr dichos objetivos. A continuación, se proporciona un resumen de las líneas de trabajo propuestas junto con una discusión de los resultados más relevantes. Finalmente, se presentan las principales conclusiones obtenidas tras la realización de esta Tesis Doctoral y algunas de las líneas futuras de trabajo a desarrollar.

1

INTRODUCCIÓN

En este primer apartado se va a hacer un breve repaso tanto de la situación actual del sistema energético en el contexto internacional, como del estado actual en el que se encuentra la tecnología fotovoltaica desde un punto de vista generalista, con especial mención a las tecnologías fotovoltaicas (FV) basadas en lámina delgada. En este sentido, se exponen las condiciones medioambientales que ejercen una influencia destacada sobre el funcionamiento en exterior de estas tecnologías FV.

Durante las últimas décadas uno de los problemas más acuciantes a los que se está enfrentando la población en su conjunto es el abastecimiento energético. En este sentido, e intentando dar una solución al mismo, se ha promovido desde los estamentos gubernamentales la búsqueda de nuevos recursos o fuentes de energía alternativas a las tradicionales, basadas hasta ahora en combustibles fósiles. Problemas relativos a la sobrepoblación, que se espera que aumente de forma mundial un 17% para 2030 (8.200 millones de personas) o el desarrollo de nuevos países emergentes muy poblados tales

como China, India o Indonesia han provocado que las necesidades energéticas mundiales especialmente de electricidad crezcan sin cesar, pudiendo aumentar hasta en un 67% para 2030 (37.000 TWh/año) con respecto a las actuales [1-4]. En busca de una respuesta sencilla, viable, respetuosa con el medio ambiente y distribuida es de largo conocido el uso del sol como fuente renovable e inagotable de energía. En este campo se desarrolló la tecnología solar fotovoltaica, que aprovecha la energía lumínica del sol para la producción de electricidad [5,6]. Esta tecnología se ha situado como una de las principales dentro de las alternativas renovables, ocupando una posición destacada [7,8]. Dicha posición obedece a una evolución constante y progresiva de la tecnología y de la cuota de potencia instalada tanto a nivel mundial como europeo y español [7]. Actualmente las cifras que se manejan estiman una capacidad instalada a nivel mundial de 138,9 GWp a finales de 2013. El crecimiento del sector fotovoltaico se debe también al progresivo abaratamiento del coste (70% desde 2006 a 2014) [8], gracias principalmente a las políticas de promoción que se han desarrollado en el pasado reciente y han contribuido positivamente a este progresivo avance. El país que lidera el sector actualmente es China, la cual instaló 13 GWp durante 2013. A continuación se sitúa Europa, que en todo su conjunto instaló unos 11 GWp durante ese mismo año. Para el territorio español, la situación es bastante más compleja, siendo uno de los sectores productivos más dañados desde el inicio de la crisis económica. Por diversos motivos, este panorama ha provocado que únicamente se hayan instalado 118 MWp durante el año 2013, muy lejos de los 2700 MWp que se instalaron durante el año 2008. Las cifras de años anteriores, convirtieron a España en un referente a nivel mundial en la tecnología FV y a día de hoy todavía le permiten ocupar el sexto lugar del mundo en capacidad total instalada con algo más de 5300 MWp [7-9].

Dentro de las tecnologías FV disponibles en el mercado, la predominante hasta este momento es aquella basada en silicio cristalino (c-Si) -silicio monocristalino (m-Si) y silicio policristalino (pc-Si)-. Esta tecnología es la más utilizada hoy día para la fabricación de módulos FV, concretamente la capacidad de producción anual se estima que es superior a los 30 GWp en 2013 [8], lo que supone una cuota de mercado superior al 90%.

A pesar de esto han ido surgiendo otras tecnologías FV a nivel comercial que ofrecen distintas ventajas competitivas frente a la tecnología tradicional de c-Si. Entre ellas destacan las tecnologías basadas en lámina delgada,

tecnologías de concentración fotovoltaica, o las basadas en materiales orgánicos. A pesar del desarrollo de estas tecnologías, ninguna de ellas ha conseguido hasta el momento desbancar la posición dominante del c-Si, aunque progresivamente van consiguiendo aumentar su capacidad de fabricación y su cuota de mercado en términos absolutos [8].

Las principales razones que durante este periodo de tiempo han provocado que todavía no se haya extendido masivamente el uso de estas otras tecnologías son las siguientes:

- Buen conocimiento del funcionamiento del c-Si.
- Abaratamiento de los módulos de c-Si.
- Producción a gran escala de módulos de c-Si.
- Continua evolución de la eficiencia de los módulos FV de c-Si sin aumento significativo de costes finales, lo que ha supuesto también una reducción del coste del resto de elementos del sistema.
- La falta de bancabilidad en tecnologías diferentes al c-Si.
- Menor confianza de proyectistas y futuros titulares en tecnologías diferentes al c-Si.
- Menor disponibilidad de datos de funcionamiento de instalaciones o sistemas reales que empleen módulos fotovoltaicos diferentes al c-Si.

Este es el caso de la tecnologías FV basadas en materiales de lámina o capa delgada (CD). Actualmente, las tecnologías FV de CD ya se pueden considerar una alternativa real a la tecnología de c-Si. En este sentido, en los últimos años se ha producido un aumento paulatino de la cuota de mercado, gracias a una continua reducción de los costes de fabricación. Por otro lado, se ha conseguido una incremento progresivo de la eficiencia de células y módulos FV de estas tecnologías, alcanzando en algunos casos valores superiores al 20% [10,11]. Los menores costes a la hora de su fabricación es lo que se le presupone como ventaja competitiva frente a las tecnologías tradicionales, además de otras particularidades como la posibilidad de ser flexibles o ser fabricados en diferentes tonalidades, característica especialmente útil en aplicaciones de integración arquitectónica. El coste del proceso de fabricación

de módulos FV basados en tecnologías de CD se ve reducido por la utilización de técnicas de manufactura alternativas a las del c-Si. Estas técnicas emplean materiales más asequibles y más cómodos a la hora de trabajar con ellos e implementar estos procesos de fabricación. Además con estas técnicas de fabricación se consiguen tiempos de retorno de la energía necesaria para su fabricación inferiores a los de la mayoría de tecnologías FV convencionales basadas en c-Si [8,12-14].

Las tecnologías FV de CD más relevantes en cuanto a visibilidad y cuota de mercado de módulos FV se pueden agrupar en las siguientes categorías de acuerdo con el material empleado:

- **Telururo de Cadmio (CdTe).**
- **Cobre-Indio-Galio-Selenio (CIGS) y las variantes del mismo.**
- **Silicio Amorfo Hidrogenado (α -Si:H).**
- **Heterounión de Silicio Amorfo y Silicio microcristalino (α -Si:H/ μ c-Si:H).**

Tras unos años de avance progresivo en la cuota de mercado, ésta se ha reducido para estas tecnologías, pasando de un 14,4% (4,3 GWp) en 2012 a un 8,5% (3,3 GWp) a finales de 2013 [8]. A pesar de estas últimas cifras, se prevé que se vuelva a recuperar la senda de progresión y se alcancen los objetivos de crecimiento que se marcaban en la hoja de ruta establecida en [15,16].

De forma general la mayoría de las tecnologías de CD, se caracterizan por tener un proceso de fabricación similar. Este proceso está basado en depositar una serie de capas de materiales semiconductores sobre un sustrato de bajo coste (cristal, plástico, metal o cerámica) que será el que proporcione la rigidez necesaria para conformar el componente FV en cuestión, ya sea una célula o un módulo FV [12-14]. En cuanto a las características técnicas más destacadas de cada una de las tecnologías de CD mencionadas, se resumen a continuación:

- **Silicio amorfo (α -Si:H):** La tecnología FV basada en α -Si es una de las que ha tenido mayor recorrido en el tiempo junto con las basadas en c-Si. Esta tecnología presenta una estructura atómica más aleatoria que las de carácter cristalino. Es un material que ha sido ampliamente

utilizado en diferentes aplicaciones para producir electricidad. Debido a la falta de estabilidad que presenta en sus propiedades eléctricas y a efectos que tiene lugar en su funcionamiento que no son del todo predecibles no se ha extendido aún más su uso en proyectos de generación de electricidad a gran escala [12-14,17,18]. Esta falta de una predicción ha ido en detrimento del uso de esta tecnología a pesar de su bajo coste. Efectos térmicos (conocidos en la literatura como *Thermal Annealing*) [19,20] o de degradación inducida por la radiación (en la literatura como efecto de *Staebler-Wronski* [20-22]) son los que más repercusión tienen en su funcionamiento.

- **CdTe:** Esta tecnología, se encuentra dentro de las que utilizan materiales semiconductores de la segunda generación (Cadmio y Telurio). Su uso comenzó en los años 80 y a diferencia de la tecnología de a-Si, presenta una excelente estabilidad y se ve mínimamente afectada por la degradación debida a la exposición inicial a la luz solar [18]. Para esta tecnología se han conseguido recientemente eficiencias de célula cercanas al 20% [10,11].
- **CIGS:** Esta tecnología se caracteriza por ser una de las que mayor espectro sensible de absorción presenta en una única célula mono-unión (300-1400nm). Existen distintas variantes dentro de esta tecnología, las más habituales son las basadas en CIS o CIGS. En estos casos, el proceso de fabricación es algo más arduo, con complejas operaciones a la hora de la deposición de los materiales semiconductores sobre el sustrato. Esta tecnología se caracteriza por alcanzar una alta eficiencia, una buena estabilidad, un bajo coste de fabricación y un tiempo de retorno de la energía necesaria para su fabricación bajo, lo que la hace susceptible de adaptarse a multitud de aplicaciones en el ámbito FV [12,13,18].
- **Micromorfos (a-Si:H/ μ c-Si:H):** Esta es una de las tecnologías con un futuro más prometedor dentro de las tecnologías FV de CD. Se caracterizan por ser módulos basados en células tándem, que surgen de la unión de dos subcélulas de distintos materiales semiconductores. En la parte superior se coloca la subcélula de a-Si, mientras que la subcélula inferior está basada en silicio microcristalino (μ c-Si). Esta técnica de fabricación de módulos FV mejora la captura de la luz solar,

al extender el rango espectral al que es sensible el material semiconductor que los forma. Además, otros aspectos como la estabilidad son mejorados con respecto a los que ofrece el α -Si por si solo [18].

Las aplicaciones más representativas donde se da el uso de módulos FV basados en tecnologías de CD -aparte de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red sobre suelo- son principalmente, la integración arquitectónica, los sistemas fotovoltaicos autónomos, aplicaciones de interior o sistemas espaciales [12,13,17,18]. A continuación se detallan los rasgos más importantes de cada una de ellas:

- **Integración FV en edificios (BIPV, del inglés *Building-Integrated Photovoltaics*):** las tecnologías FV de CD dentro del sector de la industria de la edificación ocupan una posición destacada. Estas aplicaciones consisten principalmente en sistemas fotovoltaicos conectados a la red, instalados en su mayoría sobre tejados, fachadas o reemplazando a cualquier otro elemento arquitectónico. En este sector destaca sobre el resto (CdTe y CIGS) las tecnologías de α -Si. Además de la propia y principal misión de generar electricidad, este tipo de instalaciones permiten un mejor aislamiento térmico, un sombreado indirecto del edificio e introducir un elemento decorativo en el propio diseño arquitectónico. Los métodos actuales de fabricación permiten crear módulos semi-transparentes, flexibles o de un color determinado que mejora las posibilidades de integración arquitectónica de los mismos.
- **Sistemas Fotovoltaicos Autónomos:** Este tipo de tecnologías FV han sido también ampliamente utilizadas en programas de electrificación rural, para proveer de electricidad a zonas aisladas. Aplicaciones de bombeo, regadío, iluminación, telecomunicaciones o electrificación son las más comunes. Los nuevos países "emergentes" como China, India, Tailandia, Indonesia o Brasil, son los principales lugares donde tienen lugar la instalación de este tipo de sistemas. En este ámbito, estas tecnologías cuentan con la ventaja de ser módulos menos pesados, con lo que el transporte de los mismo es más sencillo que para el caso de los basados en c-Si.

- **Aplicaciones solares de interior:** Aquí, los módulos de pequeña potencia basados en a-Si son los más utilizados. En este caso, esta tecnología es capaz de aprovechar la radiación proveniente de lámparas incandescentes y fluorescentes, además de la propia radiación solar.

La progresiva implantación de estas tecnologías de CD ha provocado que crezca el interés por conocer de forma más exhaustiva el funcionamiento de las mismas, aun no entendido completamente. Se debe mencionar que en los últimos años se ha visto detenida esta expansión por los bajos precios y el elevado stock existente de módulos FV de tecnología cristalina. Como se ha comentado anteriormente, uno de los principales problemas de la tecnologías de CD surge a la hora de modelar y predecir su comportamiento. En este sentido, los materiales utilizados presentan una serie de peculiaridades por sus propiedades físicas y químicas que afectan de forma importante a su funcionamiento. Así, a diferencia de las tecnologías tradicionales basada en c-Si, las tecnologías de CD son más sensibles a la distribución espectral de la irradiancia, lo que provoca que esta influencia se convierta -a priori- en un aspecto crucial a la hora de evaluar el comportamiento en exterior de este tipo de módulos FV [20]. Por este motivo, entre otros, el modelado del comportamiento de esta tecnología FV ha sido ampliamente estudiado por la comunidad científica internacional durante los últimos años. Así, numerosos esfuerzos se han venido realizando tratando de obtener métodos que permitan estimar la potencia y la energía generada por sistemas FV basados en módulos de CD.

A continuación, en el siguiente apartado se van a exponer los trabajos más relevantes que se han llevado a cabo y están relacionados con el modelado del comportamiento en exterior de estas tecnologías.

2

ANTECEDENTES

En este segundo apartado se va a hacer un resumen detallado del estado actual del conocimiento en el modelado del comportamiento en exterior de tecnologías fotovoltaicas de capa delgada.

Las tecnologías de CD han alcanzado su máxima visibilidad en el mercado en términos absolutos durante la última década. Durante este periodo han sido numerosos los trabajos de investigación llevados a cabo tratando de mejorar el conocimiento sobre el comportamiento en exterior de estas tecnologías, con el objetivo de modelarlo y predecirlo.

Debido a la orientación hacia la ingeniería de sistemas de esta tesis, los antecedentes que se exponen a continuación están relacionados únicamente con el modelado del funcionamiento de módulos fotovoltaicos de CD, dejando a un lado aspectos vinculados con los procesos de fabricación de dichos módulos.

La estimación de la producción de electricidad solar a partir de las condiciones climáticas de los enclaves donde se ubican los sistemas fotovoltaicos

es esencial en la práctica de su ingeniería. Así, los fabricantes proporcionan valores de los parámetros eléctricos más significativos de los módulos FV medidos en las llamadas condiciones estándares de medida (CEM). Estas condiciones consisten en una irradiancia global incidente de $1000 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ con una distribución espectral AM1.5G y una temperatura de célula igual a 25°C [23,24]. A partir de dichas condiciones, la predicción del comportamiento eléctrico de los sistemas basados en silicio cristalino a sol real es posible -dentro de márgenes aceptables de incertidumbre- a través de métodos numéricos, algebraicos y empíricos, ampliamente referenciados en la literatura [25-37]. Sin embargo, este comportamiento dista de ser plenamente entendido en las tecnologías de CD [38-41].

A continuación se van a exponer los antecedentes más significativos que han tenido lugar hasta el momento en relación con el modelado del comportamiento de módulos FV de CD en exterior.

2.1 INFLUENCIA DE LAS CONDICIONES MEDIOAMBIENTALES EN EL FUNCIONAMIENTO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE CAPA DELGADA.

Las peculiaridades que presentan las tecnologías FV de CD en su comportamiento han motivado numerosos estudios con la intención de modelar dicho comportamiento, a partir de variables medioambientales. En este sentido, las variables que ejercen una influencia más destacada sobre el comportamiento en exterior de este tipo de módulos FV son la irradiancia global o la temperatura de la célula, cuya influencia se puede determinar a través del coeficiente de temperatura existente para cada tecnología de módulos. La influencia que ejercen estos dos últimos parámetros está bastante bien comprendida, no siendo así el caso de los efectos espectrales u otros efectos de segundo orden como pueden ser los relacionados con la influencia de la velocidad del viento, humedad relativa o presión atmosférica, los cuales distan de ser plenamente comprendidos.

Los efectos espectrales conjuntamente con otros de degradación han sido principalmente los responsables de esta situación de relativo desconocimiento [20,42-46]. Atendiendo a esto, se puede decir que los efectos de carácter espectral ejercen una influencia considerable en el comportamiento de estas

tecnologías. Así, el modelado de los efectos espectrales de las tecnologías FV de CD es crucial, ya que éstas presentan una alta sensibilidad a la distribución del espectro solar, mayor que la que experimentan aquéllas basada en silicio cristalino. Desafortunadamente, las medidas espectrorradiométricas -las cuales caracterizan la antedicha distribución- apenas están disponibles en la mayoría de las estaciones meteorológicas, de cuyas bases de datos se parte frecuentemente para efectuar estimaciones de la generación eléctrica de los sistemas FV.

Así, algunas de las líneas de investigación más destacadas que se han desarrollado en los últimos años, son las relacionadas con el estudio de la influencia de variables meteorológicas, especialmente de la distribución espectral de la irradiancia, en el comportamiento tanto en interior como en exterior de estas tecnologías FV [47-54]. En este ámbito, los trabajos relacionados con el impacto de la distribución espectral sobre el comportamiento de estas tecnologías son numerosos [45,46,55-61]. Como conclusión general de los mismos, se extrae que el funcionamiento de los módulos FV de CD presenta una acusada influencia de los efectos espectrales, los cuales motivan variaciones de carácter estacional, especialmente en los basados en tecnologías de a-Si. [42-44,62-66].

2.2 ESTIMACIÓN DE LOS EFECTOS ESPECTRALES EN TECNOLOGÍAS FOTVOLTAICAS DE CAPA DELGADA.

Los trabajos relacionados con el estudio de la influencia de la distribución espectral en las tecnologías FV son abundantes en la literatura científica. En este mismo ámbito, se han intentando cuantificar estos efectos y establecer una relación entre las pérdidas o ganancias espectrales y la distribución espectral de la irradiancia incidente.

La distribución espectral de la irradiancia, registrada por medio de un espectrorradiómetro, no se presta bien a ser utilizada en cálculos ingenieriles, ya que ésta consta de un conjunto más o menos denso de puntos dependiendo del margen espectral de medida y de la resolución que posea el instrumento en cuestión. Con el fin de solventar este escollo, se han realizado esfuerzos para definir un parámetro que caracterice biunívocamente una irradiancia espectral

dad. Así, se ha definido el parámetro conocido como la energía media del fotón (*EMF*, del inglés *APE*, *average photon energy*) [67-69]. Actualmente existe cierta controversia sobre esta biyección entre *EMF* y la distribución espectral, como se recoge en los trabajos [70,71].

Las pérdidas o ganancias espectrales que se producen en los módulos FV se cuantifican a través mediante la utilización del parámetro conocido como factor espectral (*SF*, del inglés *spectral factor*) o factor de desacoplo espectral (*MMF*, del inglés *mismatch factor*), definido en el estándar IEC 60904-7 [72].

$$\text{Ganancias espectrales (\%)} = (SF - 1) \cdot 100 \quad (\text{Ec. 1})$$

Valores positivos de la expresión anterior ($SF > 1$) representan ganancias espectrales, mientras que valores negativos ($SF < 1$) se corresponden con pérdidas espectrales, cuando se compara la distribución espectral dada con la correspondiente a la definida por el estándar AM1.5G [73].

Existen diversos estudios que han tratado de evaluar estos efectos sobre las tecnologías de CD: entre ellos destacan los llevados a cabo por Nann y Emery [74], los cuales observaron que la eficiencia de las tecnologías FV es menos sensible a los efectos espectrales cuando existen altos niveles de irradiancia, y por otro lado se demostraba cómo estos efectos se ven atenuados para periodos de integración mensuales o anuales.

Más recientes son los trabajos llevados a cabo por Ishii et al. [42,56,75], que recogen los valores que toman los efectos espectrales para distintas localizaciones de Japón con climas oceánicos y continentales. En estos trabajos se concluye que las tecnologías basada en c-Si se ven poco influidas por los efectos espectrales, mientras que para las basadas en a-Si la influencia de los efectos espectrales es más significativa, y con una marcada estacionalidad. En otro de sus trabajos [76] se hace una discriminación atendiendo a las condiciones climatológicas (soleadas y nubladas) para establecer los valores que toma el parámetro *SF*. Así, el rango de valores en el que se mueve este parámetro va entre 0,9 y 1,2 entre condiciones extremas para tecnologías basadas en a-Si. Para tecnologías FV tales como CIGS o pc-Si las variaciones de estos efectos son menos acusadas, variando el parámetro *SF* entre 0,975 y 1,1.

Otros estudios también recientes se han focalizado en establecer la relación que existe entre los valores de los efectos espectrales y la distribución espectral de irradiancia presente. En este campo destacan trabajos como el llevado a cabo por Nofuentes et al. [55] que establece que para climas soleados y de interior de forma general el valor de SF aumenta conforme lo hace el valor de la EMF . Esta dependencia es más acusada para tecnologías basadas en α -Si y CdTe, mientras que para módulos FV basados en m-Si y CIS es considerablemente menor. En este sentido se obtuvieron valores de ganancias espectrales entre -25/15% para α -Si y entre -5/5% para m-Si.

Atendiendo a la dependencia existente entre la EMF y los valores de SF observada en diferentes trabajos previos, Ishii et al. [56] han propuesto recientemente la posibilidad de estimar los valores de SF a partir de una regresión lineal, cuyos coeficientes ha sido determinados de forma empírica para distintas localizaciones en Japón.

Recientemente se presentó el trabajo de Ying Ye et al. [77] que establece el valor mensual y anual de los efectos espectrales para tecnologías de CD en un emplazamiento con clima tropical de Singapur. Las ganancias espectrales anuales que se obtienen para esta localización varían entre el 3% y el 7% para módulos FV basados en tecnologías de CdTe y α -Si respectivamente.

El trabajo más reciente y exhaustivo del que se tiene constancia es el de Dirnberger et al. (2015) en el cual se analizan las ganancias/pérdidas espectrales para cinco tecnologías FV en la localidad de Freiburg, Alemania [71]. En este trabajo, se observa que las tecnologías con un ancho de banda (del inglés, *band gap*) más amplio experimentan ganancias espectrales para la época estival y pérdidas para la época invernal, mientras que para las tecnologías de menor ancho de banda ocurre al contrario, pérdidas espectrales en invierno y ganancias espectrales en verano. Además de esto, en este mismo trabajo se hace una recopilación de los resultados más relevantes obtenidos en este ámbito para diferentes localizaciones con latitudes comprendidas entre 22,8 y 48,8° en el hemisferio norte.

Excepción hecha de los últimos dos trabajos [71,77], dados a conocer con posterioridad a la publicación de nuestros hallazgos [78,79], los demás se han centrado en valores instantáneos y horarios de las ganancias/pérdidas espectrales. Debido a esto, en el momento en el que se realizaron los trabajos,

que se exponen a continuación en esta Tesis Doctoral, existía una carencia en cuanto al conocimiento de las ganancias espectrales para un periodo de tiempo anual, de ahí que los estudios que aquí se detallan se focalicen en este ámbito.

2.3 ESTIMACIÓN DEL COMPORTAMIENTO ELÉCTRICO EN EXTERIOR DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE CAPA DELGADA.

Uno de los problemas que ha ralentizado la difusión de las tecnologías FV de CD es la relativa escasez de datos de operación de sistemas en funcionamiento y campañas experimentales con medidas a sol real que posibilitaran la creación de modelos de predicción de su comportamiento. De ahí, la escasez de métodos ingenieriles que comprometan sencillez y exactitud para estimar la energía generada por sistemas FV basados en módulos de CD, haciendo uso de parámetros medioambientales generalmente disponibles en estaciones meteorológicas.

A pesar de esta situación se han propuesto numerosos modelos de predicción del comportamiento eléctrico en exterior de módulos FV de CD, que proporcionan herramientas para determinar la potencia entregada o de la energía generada por este tipo tecnologías FV [32,47,66,80-85]. Estos métodos presentan una serie inconvenientes, como son la complejidad que presentan los mismos en su utilización o los requisitos necesarios para su aplicación. Principalmente, estos métodos hacen uso de gráficos de contorno, técnicas de inteligencia artificial o expresiones obtenidas empíricamente.

La Universidad de Hong Kong (República Popular China), junto con el Instituto Paul Scherrer (Suiza) ha propuesto algunos modelos complejos para un módulo CIS en concreto. Dichos modelos contemplan el índice de claridad (K_T), la masa de aire óptica (AM) y coeficientes empíricos [84,85], pero no son generalizables a la tecnología de CD, en general.

El concepto de "fracción útil" (UF), definido como la razón entre la irradiancia integrada en la banda de respuesta del material y la irradiancia total incidente, también se ha empleado en modelos propuestos tanto para el silicio cristalino como para el amorfo por la Universidad de Loughborough (Reino Unido), pero no se obtiene una buena concordancia entre la producción de energía experimental y la predicha [86].

A pesar de haber demostrado su exactitud, el modelo de Martín y Ruiz [87] propuesto por el Instituto de Energía Solar (España) -basado en expresiones analíticas que relacionan la respuesta espectral efectiva con AM y K_T - se limita únicamente al silicio cristalino y al amorfo.

La Universidad Ritsumeikan (Japón) junto con la Universidad de Agricultura y Tecnología de Tokyo [45,47,88,89] han propuesto un método de estimación de la energía producida por módulos de varias tecnologías de CD, basado en la obtención de un diagrama 3-D para cada una de dichas tecnologías en el que se representa el factor de rendimiento -*performance ratio* (PR), en inglés- de un módulo en función de la EMF y de la temperatura de la célula. Dicho diagrama es combinado con un diagrama tridimensional de la distribución de la irradiación colectada en función de la EMF y de la temperatura ambiente del enclave correspondiente, parámetro del que puede inferirse la temperatura de la célula. Éste es un modelo elegante, pero la biunivocidad entre la EMF y la distribución espectral de la irradiancia no se ha demostrado universalmente [69-71]. Además, estos diagramas 3-D no han sido obtenidos para materiales tales como el CdTe ni el CIS en climas templados no tropicales.

Una variación del método anterior ha sido propuesta por Takei et al. en [90]. En este trabajo se propone sustituir las variables anteriores EMF y temperatura de módulo, por el índice de claridad y la masa de aire. Esta variante de la metodología anterior presenta la ventaja de no requerir medidas espectrorradiométricas y alcanzar exactitudes similares a las que se obtienen en el modelo original. Esta metodología obtiene errores inferiores al 3% en estimaciones de energía anual generada para módulos de tecnologías de α -Si y pc-Si. Sin embargo, la metodología basada en gráficos de contorno se hace compleja a la hora de su aplicación.

La Universidad de Málaga (España) [66] ha propuesto un modelo empírico que permite estimar la eficiencia diaria para diferentes tecnologías de módulos FV, a partir de la irradiación diaria y la temperatura media diaria del módulo en cuestión. Este modelo ofrece buenos resultados, con errores medios por debajo del 5%, pero presenta el inconveniente de necesitar parámetros que se obtienen mediante un ajuste empírico, por lo que es necesaria una campaña experimental previa en el emplazamiento de los módulos FV.

Otros trabajos de la Universidad de Málaga, proponen la utilización de técnicas de inteligencia artificial para obtener la curva tensión-intensidad ($I-V$) de módulos FV de CD. Así, se propone la utilización de una red neuronal, que utilizaba como entradas variables meteorológicas, tales como la irradiancia global incidente, la temperatura de módulo y la *EMF* [61]. En otro estudio más reciente se propone la sustitución de la *EMF* por el ángulo de incidencia y el índice de claridad como parámetros que caracterizan la distribución espectral presente [91]. Al igual que sucede con de las contribuciones de esta Universidad, este método requiere de una campaña experimental previa que sirva de base empírica para el entrenamiento de las redes neuronales. Además de este inconveniente, surge otro como es el alto coste computacional que se requiere para entrenar de forma correcta la red neuronal resultante.

En cuanto a la estabilidad de las tecnologías de CD a lo largo del tiempo, caben ser mencionados los trabajos realizados en el Instituto Paul Scherrer (Suiza) así como en los llevados a cabo por la Universidad de Port Elizabeth (Sudáfrica), la de Murdoch (Australia) y la Universidad de Málaga [66,84,85,92,93]. Todos ellos concluyen la importancia de realizar medidas periódicas tanto en interior y exterior como a sol real [20,94-98] para cuantificar las variaciones que sufre a lo largo del tiempo la potencia pico de los módulos FV de CD.

A pesar de todos los esfuerzos que se han expuesto anteriormente, el comportamiento eléctrico en exterior para módulos FV de CD dista de ser plenamente comprendido en la actualidad. Los métodos anteriores, en general, presentan inconvenientes que los hacen poco prácticos para ser aplicados en un entorno ingenieril. En este ámbito se prefieren modelos que aunque algo menos exactos sean sencillos de implementar, y donde se dejen a un lado efectos de segundo orden y que recurran a datos medioambientales de entrada a los que sea fácil acceder. Estas razones están ampliamente desarrolladas en la literatura en [33,99-103]. A pesar de que los modelos anteriores son razonablemente satisfactorios, esta Tesis Doctoral pretende proponer modelos que eviten los inconvenientes identificados en las contribuciones que se han detallado en esta revisión del estado del conocimiento.

3

JUSTIFICACIÓN / MOTIVACIÓN

Una vez descrita la introducción y los antecedentes de esta tesis, se resumen una serie de cuestiones abiertas sin una solución clara en la literatura existente que justifica la oportunidad y relevancia de esta Tesis Doctoral. En términos de modelado del comportamiento en exterior de los módulos FV de capa delgada, este comportamiento no está plenamente comprendido, a pesar de los trabajos que se han expuesto. Es así que se hace necesaria una mejora en el modelado de este comportamiento en exterior en varias condiciones climáticas (climas soleados y secos, tropicales, templados y húmedos, etc.).

Así, específicamente, como se ha comentado anteriormente existe -a priori- un marcado impacto de la distribución espectral de la irradiancia sobre el funcionamiento de las tecnologías FV de CD. De ahí que sea necesario un análisis detallado del funcionamiento de éstas en función de las características espectrales del enclave donde se sitúen. Así, hasta el momento de la obtención de algunos resultados de esta Tesis, los estudios que se habían realizado para cuantificar estos efectos espectrales en intervalos superiores a una hora eran

insuficientes. En este sentido, se hacía necesario un análisis en profundidad de los efectos espectrales en localidades con distintos climas y para diferentes tecnologías FV de CD, variando las ventanas temporales de análisis, concretamente sobre una base mensual y anual, ya que hasta el momento solo existían estudios relativos a ganancias/pérdidas espectrales instantáneas o promediados horariamente.

Otra de las limitaciones que presenta el estado y situación actual del conocimiento en el ámbito del modelado de las tecnologías FV de CD es la carencia de métodos analíticos sencillos para estimar y predecir el comportamiento eléctrico en exterior, especialmente en términos de potencia y energía eléctrica generada. Dichos métodos deben recurrir a parámetros medioambientales disponibles habitualmente en bases de datos meteorológicas. Lógicamente, una mayor sencillez puede llegar a comprometer en cierto casos la exactitud de los mismos. Este es el precio que se ha de pagar cuando se emplean métodos ingenieriles, los cuales a menudo desprecian efectos de segundo orden.

Las limitaciones que actualmente presenta el estado de los conocimientos en relación al modelado del comportamiento en exterior de módulos FV de CD -descritas más arriba brevemente-, justifican la oportunidad y el desarrollo de esta tesis bajo los objetivos que se plantean en el siguiente apartado.

Además la realización de esta Tesis Doctoral, podrá suponer la consecución de una serie de beneficios en los ámbitos científico, tecnológico, socioeconómico y medioambiental. En este sentido, gracias a una mejora en la exactitud de la estimación de la producción eléctrica de módulos de las tecnologías de CD se logrará predecir mejor los comportamientos de los sistemas fotovoltaicos, que empleen estas tecnologías, consiguiendo así mejorar sus diseños. El análisis y la cuantificación adecuada de este comportamiento permitirá no defraudar las expectativas de producción eléctrica, pudiéndose ajustar dicha producción con mayor finura a las estipulaciones contractuales del proyecto en cuestión. Así, una predicción más refinada de la generación de electricidad de módulos de CD inspirará confianza en estas tecnologías FV a posibles titulares y proyectistas de sistemas. De esta forma se puede fomentar el empleo de estas tecnologías en el mercado, con la consiguiente creación de puestos de trabajo en empresas instaladoras y fabricantes de módulos de CD. Por último, una de las garantías del éxito de los proyectos fotovoltaicos pasa

por una adecuada y exacta -en el ámbito de la ingeniería de los sistemas- predicción de la generación eléctrica. Por tanto, la realización de esta Tesis supondrá una contribución al impulso para la utilización y penetración de la energía solar FV, en general y particularmente de la tecnología FV de CD, en detrimento de las opciones basadas en energías convencionales, altamente contaminantes.

4

OBJETIVOS

El objetivo principal de esta tesis doctoral es el siguiente:

Lograr una comprensión superior del comportamiento eléctrico en exterior y a sol real de módulos FV de diferentes tecnologías de CD, con la finalidad de proponer métodos sencillos para la estimación de su producción eléctrica a partir de las condiciones meteorológicas presentes. Dichos métodos deben poseer la exactitud suficiente desde un punto de vista ingenieril.

Para la consecución de este objetivo global, se ha planteado la consecución de los siguientes objetivos secundarios:

- Modelado del comportamiento eléctrico en exterior de diferentes tecnologías de CD (α -Si, CdTe, CIS y α -Si:H/ μ c-Si:H) en función de la distribución espectral de la irradiancia global incidente y de la temperatura de la célula.

- Caracterización de la irradiación colectada en un enclave determinado en función de la distribución espectral de la irradiancia global incidente y de la temperatura ambiente del enclave concreto.
- Evaluación de los efectos espectrales en un enclave para diferentes ventanas temporales (instantánea, mensual y anual).
- Propuesta de métodos analíticos simples para estimar la potencia y energía entregada por estas tecnologías de CD.

5

METODOLOGÍA

La consecución de los objetivos planteados se ha logrado a través de la metodología que se expone a continuación. La metodología empleada para la realización de la presente Tesis Doctoral se ha basado en los siguientes puntos:

- 1) La producción de electricidad de módulos de CD -a priori muy influida por la distribución espectral de la radiación y por la degradación a través del tiempo- se ha considerado que es susceptible de ser predicha mediante modelos numéricos, algebraicos y analíticos.
- 2) Una campaña experimental en exterior de dos años de duración se ha llevado a cabo en Jaén y Madrid -en la que se han registrado curvas de tensión-intensidad de módulos de diferentes tecnologías de capa delgada, junto con una serie de parámetros medioambientales- que ha proporcionado un gran volumen de datos relacionados con el comportamiento eléctrico a sol real de

estas tecnologías. La calibración en CEM de los módulos ensayados antes y después de la campaña experimental ha sido esencial para estudiar las fluctuaciones de la potencia pico que estos módulos han experimentado durante la referida campaña.

- 3)** Los datos recogidos en 2) han permitido realizar una evaluación cuantitativa de los principales factores que influyen en el comportamiento eléctrico en exterior de los módulos de CD. De este modo, los referidos datos han permitido evaluar las ganancias y pérdidas espectrales en intervalos de integración anual y en otro sentido, validar los modelos analíticos que se han propuesto dirigidos a estimar la potencia máxima y la producción de energía de dichos módulos. La disponibilidad de datos empíricos en dos localizaciones climáticas similares ha permitido evaluar el grado de generalización que estos métodos consiguen para localizaciones con climas típicamente soleados y de interior, no tropicales.

6

CONFIGURACIÓN EXPERIMENTAL Y CAMPAÑA DE MEDIDA

Esta sección pretende hacer una descripción detallada de los medios técnicos que han sido utilizados durante la presente Tesis Doctoral y que han permitido llevar a cabo con éxito de la campaña experimental que se expondrá a continuación. La citada campaña experimental ha proporcionado el soporte empírico sobre el que descansa la Tesis Doctoral que aquí se expone.

6.1 MEDIOS TÉCNICOS.

Los medios técnicos con los que se ha contado para el desarrollo de la presente Tesis Doctoral se pueden dividir en dos partidas principales. En primer lugar, se presentarán los especímenes fotovoltaicos que se han ensayado y en segundo lugar, el sistema de medida que se ha utilizado para llevar a cabo la

adquisición de la información relativa al funcionamiento en exterior de los anteriores especímenes, así de como ciertos parámetros medioambientales.

Una de las características más destacadas de esta Tesis Doctoral y que proporciona un mayor soporte empírico a la misma, ha sido la posibilidad de disponer de datos experimentales registrados en dos localizaciones diferentes con climas similares. Esta situación ha permitido una generalización más amplia de las conclusiones que se han obtenido en los estudios llevados a cabo durante la realización de la misma. Dichas localizaciones donde se ha llevado a cabo la campaña de medida han sido Madrid, en la Universidad Carlos III dentro de las instalaciones del CIEMAT (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas) y Jaén, en las instalaciones de la Escuela Politécnica Superior de la Universidad de Jaén, en los laboratorios del Grupo de Investigación IDEA (Investigación y Desarrollo en Energía Solar).

6.1.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS BAJO ESTUDIO.

Los especímenes FV que se han ensayado están basados en tecnologías de CD. En este sentido, se ha dispuesto durante esta tesis doctoral de una muestra reducida de módulos FV a través de los cuales se han estudiado las siguientes tecnologías, α -Si:H, CdTe, CIGS y α -Si:H/ μ c-Si:H. Conjuntamente con estos módulos, se ha dispuesto de las respuestas espectrales típicas de dichas tecnologías, más la correspondiente a la tecnología de c-Si.

Así, módulos FV de cada una las tecnologías mencionadas anteriormente se han instalado en Jaén y Madrid. En ambas localizaciones, se ha utilizado una estructura inclinada 35° con orientación sur para ser dispuestos en el exterior. La selección de este ángulo de inclinación no ha sido arbitraria, sino que se corresponde con el ángulo que maximizaría la irradiación anual colectada en el plano de generador. Así, este criterio es ampliamente aceptado y seguido a la hora de dimensionar sistemas FV conectados a la red. Algunos trabajos previos han estimado este valor de ángulo como óptimo para latitudes como la de Madrid [104]. En consecuencia, este valor de ángulo puede ser asumido para localizaciones con la latitud de Jaén, sin un error apreciable.

Las características técnicas de los módulos bajo ensayo reflejadas en la **Tabla 1.**

TABLA 1

Parámetros eléctricos en CEM para Octubre de 2011 y nominales (Nom.) ofrecido por el fabricante de los módulos FV en estudio. Se muestran valores de potencia máxima (P_M^* , en W), tensión de circuito abierto (V_{oc}^* , en V), corriente de cortocircuito (I_{sc}^* , en A) y del coeficiente de variación (γ , en $^{\circ}\text{C}^{-1}$) de la potencia máxima en función de la temperatura.

Módulos FV instalados en Jaén					
		P_M^* [W]	I_{sc}^* [A]	V_{oc}^* [V]	γ [$^{\circ}\text{C}^{-1}$]
α-Si	Nom.	60 W -5/+10%			-0,0023
	CEM	57,4 \pm 4%	1,1 \pm 3%	89,3 \pm 0,3%	
CdTe	Nom.	70 W \pm 5%			-0,0025
	CEM	67,2 \pm 4%	1,2 \pm 3%	89,6 \pm 0,3%	
CIGS	Nom.	120 W \pm 10%			-0,0039
	CEM	119,1 \pm 4	3,0 \pm 3%	58,6 \pm 0,3%	
α-Si:H/μc-Si	Nom.	121 W -5/+10%			-0,0024
	CEM	109,4 \pm 4%	3,2 \pm 3%	56,8 \pm 0,3%	
Módulos FV instalados en Madrid					
		P_M^* [W]	I_{sc}^* [A]	V_{oc}^* [V]	γ [$^{\circ}\text{C}^{-1}$]
α-Si	Nom.	60 W -5/+10%			-0,0023
	CEM	57,6 \pm 4%	1,1 \pm 3%	86,5 \pm 0,3%	
CdTe	Nom.	70 W \pm 5%			-0,0025
	CEM	53,6 \pm 4%			
CIGS	Nom.	80 W \pm 10%	1,2 \pm 3%	82,8 \pm 0,3%	-0,0039
	CEM	78,2 \pm 4%	2,7 \pm 3%	44,0 \pm 0,3%	
α-Si:H/μc-Si	Nom.	121 W -5/+10%			-0,0024
	CEM	114,2 \pm 4%	3,2 \pm 3%	56,6 \pm 0,3%	

Dos módulos FV de cada tecnología de CD (α -Si, CIGS, CdTe y α -Si:H/ μ c-Si) han sido analizados. Más concretamente, un módulo de cada tecnología ha sido instalado en cada emplazamiento. Así, un conjunto de cuatro módulos FV, con su correspondiente sistema de medida ha sido instalado en Jaén y de la misma forma otro homólogo fue instalado en Madrid.

6.1.2 SISTEMA DE MEDIDA.

Un sistema automático de medida, desarrollado en el seno del Grupo de Investigación IDEA de la Universidad de Jaén, ha sido el encargado de las tareas de adquisición, procesado y registro de las variables medioambientales y parámetros eléctricos que serán utilizados en el modelado del funcionamiento eléctrico en exterior de las diferentes tecnologías FV en estudio. Este sistema ya ha sido descrito en detalle en una tesis previamente expuesta, así como en varias publicaciones [79,105-107]. El sistema de medida desarrollado por investigadores del CIEMAT instalado en Madrid tiene características técnicas muy similares al instalado en Jaén. En efecto, ambos están basados en una carga capacitiva, pero poseen ligeras diferencias de diseño a la hora de adquirir la curva $I-V$ de los módulos bajo ensayo.

Brevemente, este sistema de monitorización se encargaba de adquirir la curva $I-V$ de los módulos FV testeados en periodos de cinco minutos. Para ello se ha hecho uso de una carga capacitiva de carácter comercial. De forma cuasi-simultánea al registro de dicha curva, se hacía la medición de las variables medioambientales consideradas, incluyendo dentro de éstas la distribución espectral de la irradiancia global incidente entre 350 a 1050 nm. Las variables registradas, así como sus unidades están recogidas en la **Tabla 2**.

TABLA 2

Variables registradas por el sistema de medida automático. Se muestra la categoría a la que pertenece cada una de estas variables, así como las unidades de las mismas.

Categoría	Variable	Unidad
Temporal	Fecha (Año-Mes-Día)	aaaa-MM-dd
	Tiempo (Hora-Minuto-Segundo)	hh-mm-ss
Eléctrica	Tensión	V
	Intensidad	A
Medioambiental	Irradiancia global horizontal	W·m ⁻²
	Irradiancia global en el plano del generador	W·m ⁻²
	Distribución espectral de la irradiancia en el plano del generador	W·m ⁻² ·µm ⁻¹
	Temperatura de módulo	°C
	Temperatura ambiente	°C
	Velocidad de viento	m·s ⁻¹
	Dirección de viento	grados sexagesimales
	Humedad relativa	%
	Presión atmosférica	mbar

Todo el proceso de monitorización ha estado automatizado y gestionado por una aplicación desarrollada en el software de instrumentación virtual LabVIEW™. Esta aplicación era la encargada de la gestión de los elementos de control del sistema, así como de la adquisición, procesado y almacenamiento de la información recogida.

Se ha de destacar que las medidas adquiridas a niveles de irradiancia global incidente inferiores a $300 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ han sido descartadas. Varias publicaciones previas han determinado que los niveles de irradiancia por debajo de ese valor se pueden considerar como poco relevantes, en climas soleados en lo relativo a la producción de electricidad solar [33,55,79,99,103,108]. Adicionalmente, el descartar estas medidas, evita posibles efectos relacionados con el ángulo de incidencia de la irradiancia, los cuales pueden corromper las medidas a causa del error que dichos efectos introducen.

En cuanto al equipamiento utilizado para la medida de las variables meteorológicas se destacan los siguientes equipos:

- Medida de la irradiancia: Piranómetro CMP21 Kipp&Zonen™.
- Medida de la distribución espectral: Espectro radiómetro EKO™ MS-700.
- Medida de la temperatura de módulo: Sensor térmico resistivo PT-100.
- Medida de temperatura ambiente y humedad relativa: Sensor Young™ 41382.
- Medida de la presión atmosférica: Barómetro Vaisala™ BAROCAP PTB100.
- Medida de la velocidad y dirección de viento: Anemómetro Young™ 05305VM.

6.2 CAMPAÑA EXPERIMENTAL.

La campaña experimental que se ha desarrollado ha tenido una duración de 24 meses (desde Octubre de 2011 a Septiembre de 2013). Durante dicha campaña experimental los módulos FV anteriormente descritos se han ensayado y medido. Para ello se ha adquirido de forma repetitiva su curva $I-V$ junto con una serie de parámetros medioambientales. Previamente a este proceso de medida los módulos fueron inicialmente calibrados y expuestos en exterior durante un periodo de 15 meses para conseguir la estabilización de los valores nominales de sus parámetros eléctricos. Una vez finalizado este periodo de estabilización, un nuevo proceso de calibración fue llevado a cabo. De esta forma se posee así un valor de referencia que sirve de punto de partida para un posterior análisis de la evolución de la potencia pico de los módulos a través del tiempo.

La campaña experimental ha seguido el mismo procedimiento en ambas localizaciones. Las características geográficas donde los módulos FV se han instalado son los siguientes:

- **Jaén: España, latitud 37.8N, longitud 3.8W y elevación 510m.**
- **Madrid: España, latitud 40.4N, longitud 3.7W y elevación 655m.**

Ambas localizaciones se caracterizan por poseer un clima típicamente Mediterráneo-Continental para el caso de Jaén y Continental para Madrid. En la **Tabla 3** se presentan los valores de ciertos parámetros meteorológicos que caracteriza a ambos enclaves.

TABLA 3

Valores medios anuales de parámetros meteorológicos para Jaén y Madrid obtenidos a través de 30 años de mediciones [109].

	Irradiación horizontal (kWh/m ²)	T_{amb} (°C)	T_{amb} mínima (°C)	T_{amb} máxima (°C)	Humedad relativa (%)	Precipitación (mm)	Presión atmosférica (hPa)
Jaén	1869	16,9	11,4	22,3	63	558	954,1
Madrid	1767	14,3	9,5	19,1	56	456	941,5

Como se puede comprobar en los datos históricos anteriores Jaén y Madrid presentan un patrón climático similar, principalmente soleado y de interior. El disponer de datos empíricos en dos localizaciones relativamente semejantes, en lo tocante al clima, confiere a las conclusiones obtenidas una generalización más sólida. Además de disponer de datos empíricos en dos localizaciones similares, los especímenes FV que se están ensayando en ambas localizaciones también son idénticos. En este sentido, se han testado módulos de la misma tecnología, marca, modelo y fabricante respectivamente. No es éste el caso de los módulos CIGS que son de idéntica tecnología a excepción de su potencia y fabricante.

Durante la campaña experimental se han recogido diferentes parámetros medioambientales, así como los parámetros eléctricos que caracterizan el funcionamiento de los módulos FV. Así, las variables y parámetros que se han registrado se han mostrado anteriormente en la **Tabla 2**.

7

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Esta sección muestra un resumen de las distintas líneas de trabajo que se han abordado y que se recogen en la presente Tesis Doctoral. Así mismo se presenta una breve discusión sobre los resultados obtenidos en cada una de ellas.

Las líneas de trabajo que se han desarrollado durante la ejecución de esta Tesis Doctoral están encadenadas y comienzan con la caracterización espectral de los enclaves, y el comportamiento eléctrico de los módulos bajo estudio para luego pasar a analizar la influencia de los efectos espectrales sobre los módulos FV de las tecnologías de CD evaluadas. Una vez cuantificados estos efectos, se pasa a proponer métodos analíticos sencillos para determinar la potencia entregada y la energía generada por las diferentes tecnologías FV de CD en evaluación.

A continuación se recogen los diferentes estudios que se han realizado en cada una de las líneas de trabajo, así como una breve discusión de los resultados alcanzados para cada una de las etapas de esta Tesis Doctoral. Las líneas que se han tratado son las siguientes:

- Caracterización espectral de un enclave. Estudio del factor de rendimiento de módulos FV de CD en función de la energía media del fotón y la temperatura de módulo.
- Estimación de los efectos espectrales en tecnologías FV de CD para distintas escalas temporales.
- Propuesta y validación empírica de métodos analíticos simples para la estimación del comportamiento en exterior de módulos FV de CD.

7.1 CARACTERIZACIÓN ESPECTRAL DE UN ENCLAVE Y *PR* DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE CAPA DELGADA EN FUNCIÓN DE LA ENERGÍA MEDIA DEL FOTÓN Y LA TEMPERATURA DE MÓDULO.

A la vista de los antecedentes expuestos en la presente Tesis, la caracterización espectral es importante a la hora de predecir y/o analizar el correcto funcionamiento de un sistema fotovoltaico.

En el caso de la tecnologías FV de CD, una caracterización espectral de la localización se hace en muchos casos imprescindible debido a las peculiaridades que presentan en su funcionamiento este tipo de tecnologías. En este sentido, la distribución espectral de la irradiancia global incidente debe ser tomada en cuenta para evaluar su influencia junto a otras variables medioambientales como la irradiancia global incidente o la temperatura de módulo.

En la literatura se ha propuesto un método para predecir el rendimiento eléctrico de módulos FV de tecnologías de CD [45,47] teniendo en cuenta la distribución espectral de la irradiancia. Este método está basado en una caracterización espectral del enclave donde se encuentren instalados los módulos FV y la utilización de un "patrón" de funcionamiento de la tecnología FV en cuestión en función a la distribución espectral incidente y la temperatura

del módulo FV. La caracterización espectral del enclave que se propone en este método emplea la energía media del fotón (*EMF*, en eV, *APE*, del inglés, *average photon energy*).

La *EMF* es un parámetro que pretende caracterizar biunívocamente la distribución espectral de la irradiancia incidente. Recientemente se ha cuestionado la biyección *EMF* - distribución espectral [70,71,110]. En cualquier caso, este parámetro da una estimación del contenido espectral de la irradiancia incidente. Así, valores elevados de *EMF* representan distribuciones con mayor densidad de potencia en longitudes de onda cortas (espectro azul), mientras que valores bajos de *EMF*, se atribuyen a espectros desplazados a longitudes de onda larga, es decir espectros ricos en luz roja [56,69,111]. La expresión que define este parámetro es la siguiente:

$$EMF = \frac{\int_{\lambda_a}^{\lambda_b} E(\lambda) d\lambda}{\int_{\lambda_a}^{\lambda_b} \phi(\lambda) d\lambda} \quad (\text{Ec. 2})$$

donde $E(\lambda)$ [$\text{W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{nm}^{-1}$] es la distribución espectral medida de la irradiancia, Φ [$\text{m}^{-2}\cdot\text{nm}^{-1}\cdot\text{s}^{-1}$] es la densidad espectral de flujo de fotones y finalmente, λ [nm] es la longitud de onda, λ_a [nm] y λ_b [nm] son los límites superior e inferior del intervalo espectral considerado. Estos valores de λ_a y λ_b se corresponden con el rango de medida disponible en el espectrorradiómetro. En el caso que nos ocupa, estos límites se establecen en 350 y 1050 nm. Para este intervalo, si se considera una distribución espectral que se ajusta al AM1.5G, definida en el estándar IEC 60904-3 [73], el valor de *EMF* es igual a 1,88eV [89].

Recientemente han sido numerosos los trabajos realizados que utilizan este parámetro para analizar la influencia del espectro solar en el funcionamiento de módulos FV de diferentes tecnologías [46,55,56,80,112].

Tomando como punto de partida el método anterior, la innovación que en esta tesis se propone es la aplicación de este mismo método a localizaciones con climas soleados y de interior, no tropicales, en donde prevalecen los espectros desplazados al rojo. Hasta el momento, este método únicamente se ha aplicado en emplazamientos -Málaga (España) o Kusatsu City (Japón)- con climas marítimos con un mayores niveles de humedad relativa, lo que favorece distribuciones espectrales con mayor contenido en densidad de potencia en

longitudes de onda cortas. Además, tampoco se ha explorado el funcionamiento de este método para módulos FV basados en CdTe.

Brevemente, este método consiste en primer lugar en la obtención de un "patrón característico" de funcionamiento para cada tecnología FV, en la que el PR es representado en función de la EMF y de la temperatura de operación del módulo, empleando gráficos de contorno. A continuación, se genera otro gráfico de contorno en el que se representa la irradiación colectada en el plano del generador en función de la EMF y de la temperatura ambiente. De aquí puede inferirse la temperatura del módulo. De esta forma se caracteriza espectralmente el enclave. De la combinación de ambos gráficos, del correspondiente al "patrón" y al de la caracterización espectral se deriva el comportamiento eléctrico en exterior de la tecnología FV en cuestión en términos de potencia y energía (**Ec. 3**).

$$E_{DC} = P^*_M \cdot PR \cdot H / G^* \quad (\text{Ec. 3})$$

donde E_{DC} es la energía que produce el módulo FV durante el periodo de tiempo considerado, H es la irradiación para ese mismo periodo, G^* es la irradiancia en CEM ($1\text{kW}\cdot\text{m}^{-2}$).

Tomando como punto de partida este método, se han desarrollado para las localidades de Jaén y Madrid, los gráficos de contorno necesarios para la aplicación de este método [78]. Ambas localizaciones están caracterizadas por un espectro predominantemente desplazado al rojo, donde las longitudes de onda larga tienen una mayor importancia en el concierto de colección de irradiación anual. Centrándonos en el caso de la localidad de Jaén, el estudio se ha realizado a partir de una campaña experimental de 12 meses en exterior. Durante esta campaña se han recogido muestras de funcionamiento de cuatro módulos FV de diferentes tecnologías de CD (α -Si, CIGS, CdTe y α -Si:H/ μ c-Si). Para ello se ha registrado la curva I - V de los mismos y de forma simultánea se han adquirido parámetros medioambientales, incluida la distribución espectral de la irradiancia.

Para cada uno de los módulos fotovoltaicos en estudio se han obtenido los gráficos de contorno donde el PR de éstos se ha graficado en función de la EMF y la temperatura del módulo. Por otro lado, se ha representado la irradiación anual colectada en el plano del generador en función de EMF y de la

temperatura ambiente. Mediante al combinación de ambos se ha obtenido el comportamiento eléctrico para los diferentes módulos FV en estudio.

En primer lugar, en cuanto a la caracterización espectral del enclave se ha obtenido que para la localidad de Jaén, algo más del 60% de la irradiación colectada se obtiene para valores de *EMF* inferiores a 1,88 eV, lo que indica un predominio de las longitudes de onda larga y un espectro eminentemente rojo, en relación con el espectro estándar AM 1.5G. Adicionalmente, la mayor cantidad de irradiación colectada se halla en el intervalo de *EMF* que va de 1,82 a 1,88 eV y en el rango de temperatura de módulo que va desde 33 a 61°C, concretamente el 55,8% de la misma.

Así, este método también ha permitido analizar la influencia de la distribución espectral de la irradiancia y de la temperatura de módulo para las tecnologías en estudio a través de diagramas de contorno. En este sentido, para evaluar la influencia de la distribución espectral, se fija en el diagrama un temperatura de módulo constante y se varía la *EMF* para ver cómo se altera el *PR* del módulo. De estos diagramas se observa que la influencia de los efectos espectrales es más aguda en los módulos basados en la tecnología de silicio amorfo (α -Si y α -Si:H/ μ c-Si). Concretamente, del análisis de éstos se extrae que los mayores valores de *PR* se obtienen a medida que crece el valor de *EMF* -espectros con predominio de luz azul-. Esta situación ocurre para todas las tecnologías excepto para la tecnología CIGS. Esto es debido a que la respuesta espectral para las tecnologías anteriores se comporta mejor a estas longitudes de onda bajas. En el caso del módulo FV basado en la tecnología CIGS, la influencia del espectro es contraria a la anterior, el *PR* crece a medida que el valor de *EMF* se reduce -espectros desplazados a longitudes de onda largas, ricos en luz roja- cuando la temperatura se mantiene constante.

En cuanto al efecto de la temperatura de módulo, de estos diagramas se extrae que su influencia es limitada para las tecnologías de módulos basadas en α -Si, CdTe y α -Si:H/ μ c-Si. Dicha influencia es más apreciable para el módulo basado en CIGS, debido a su mayor coeficiente de variación de potencia con la temperatura. Así, de forma general, conforme la temperatura aumenta, *PR* se reduce, afirmación que es válida para las cuatro tecnologías evaluadas.

A pesar de no ser un método original desarrollado durante esta Tesis Doctoral, la aplicación de este método ha permitido realizar un análisis desde

un punto de vista cualitativo de la influencia de la distribución espectral de la irradiancia y de la temperatura del módulo sobre el rendimiento de cuatro tecnologías de módulos FV de CD en enclaves soleados de interior con prevalencia de espectros desplazados al rojo, estudios que hasta el momento sólo se había realizado para enclaves con climas marítimos como Kusatsu City (Japón) o Málaga (España). Como conclusiones destacadas, se ha detectado que módulos basados en α -Si y α -Si:H/ μ c-Si tienen un rendimiento más elevado para los valores de *EMF* altos. Esto indica que se obtienen ganancias espectrales para distribuciones con mayor presencia de densidad de potencia en longitudes de onda corta (azul). Esto es debido a sus respuestas espectrales, caracterizadas por su estrechez y por estar centradas en estas longitudes de onda corta. En el caso de la tecnología CIGS, valores bajos de *EMF* son los que generan mayores valores de *PR*, debido a que su respuesta espectral es mejor a longitudes de onda mayores. Consecuentemente, las distribuciones espectrales más ricas en luz roja son las que provocan rendimientos más elevados en esta última tecnología.

Una vez ensayado este método se ha detectado que presenta una serie de inconvenientes a la hora de su aplicación. El principal problema que se encuentra radica en la dificultad a la hora de obtener medidas espectrales de una localización en concreto, así como el patrón de funcionamiento de las tecnologías bajo estas condiciones espectrales. Además de este problema, este método, se caracteriza por ser poco apto para su empleo en la ingeniería de los sistemas FV. Esto es principalmente debido a su dificultad de aplicación y a que proporciona una información de un carácter más descriptivo o cualitativo que cuantitativo. Es decir, no proporcionan una respuesta satisfactoria al objetivo principal de esta Tesis Doctoral, que es hallar métodos sencillos que permitan una estimación del funcionamiento en exterior de módulos FV de CD con una exactitud suficiente para la ingeniería de sistemas FV.

Las publicaciones asociadas a esta línea de trabajo son:

NOFUENTES G, DE LA CASA J, TORRES-RAMÍREZ M, ALONSO-ABELLA M. SOLAR SPECTRAL AND MODULE TEMPERATURE INFLUENCE ON THE OUTDOOR PERFORMANCE OF THIN FILM PV MODULES DEPLOYED ON A SUNNY INLAND SITE. INTERNATIONAL JOURNAL OF PHOTOENERGY 2013. dx.doi.org/10.1155/2013/620127. ARTICLE ID 620127

7.2 ESTIMACIÓN DE LOS EFECTOS ESPECTRALES EN TECNOLOGÍAS FOTOVOLTAICAS DE CAPA DELGADA PARA DISTINTAS ESCALAS TEMPORALES.

La influencia de la distribución espectral sobre las tecnologías FV de CD puede ser muy significativa en situaciones meteorológicas concretas como se refleja en los estudios previamente analizados en la **Sección 2.2** de esta memoria. En la sección anterior se caracterizaba desde el punto de vista espectral un enclave y se evaluaba el funcionamiento de las diferentes tecnologías de CD de forma cualitativa. Es ahora necesario, plantear el análisis de los efectos espectrales para distintas escalas temporales a fin de determinar las ganancias o pérdidas espectrales según el intervalo de tiempo que se considere. Dichas ganancias/pérdidas espectrales van a ser los que resulten de interés para el proyectista o el titular. En este sentido, se plantea el estudio de estos efectos en tres escalas temporales: de forma instantánea, por un lado e integradamente de forma mensual y anual, por otro.

La evaluación y cuantificación de estos efectos espectrales se ha realizado a través del parámetro conocido con el nombre de factor espectral o factor de desacoplo espectral (*SF*, del inglés "*Spectral Factor*" o *MMF*, del inglés "*Mismatch Factor*"). Este parámetro se define en el estándar IEC 60904-7 [72]. Considerando un piranómetro como dispositivo de referencia para medida de la irradiancia global incidente, para el cual se puede asumir una respuesta espectral plana, el *MMF* se define como:

$$MMF = \frac{\int_{\lambda_3}^{\lambda_4} E^*(\lambda) d\lambda \cdot \int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E(\lambda) \cdot SR(\lambda) d\lambda}{\int_{\lambda_3}^{\lambda_4} E(\lambda) d\lambda \cdot \int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E^*(\lambda) \cdot SR(\lambda) d\lambda} \quad (\text{Ec. 4})$$

donde λ_1 [nm] y λ_2 [nm] son los límites inferior y superior de la respuesta espectral donde es sensible el módulo fotovoltaico, λ_3 [nm] and λ_4 [nm] son las longitudes de onda límites inferior y superior, respectivamente, donde el dispositivo de referencia es espectralmente sensible, $SR(\lambda)$ [$A \cdot W^{-1}$] es la respuesta espectral del módulo fotovoltaico y $E^*(\lambda)$ [$W \cdot m^{-2} \cdot nm^{-1}$] es la irradiancia espectral correspondiente a la distribución espectral de referencia AM 1.5G.

Tomando en consideración únicamente efectos espectrales, valores de MMF superiores a la unidad indican que existen ganancias espectrales. En otras palabras, ante las condiciones medidas de irradiancia espectral el funcionamiento del módulo fotovoltaico en cuestión sería mejor que bajo condiciones espectrales correspondientes al estándar AM 1.5G. En caso contrario, valores de MMF inferiores a la unidad se corresponden con pérdidas espectrales. Esta situación se corresponde con un mejor funcionamiento del módulo FV bajo condiciones espectrales relativas al estándar AM 1.5G que con la distribución espectral medida.

La ecuación anterior para el MMF se puede simplificar en el caso en el que se considere G [$W \cdot m^{-2}$] como la irradiancia global incidente calculada mediante la integral de $E(\lambda)$ entre λ_3 y λ_4 , G^* [$W \cdot m^{-2}$] como la irradiancia global incidente en CEM ($1 \text{ kW} \cdot m^{-2}$), I_{SC} [A] como la corriente de cortocircuito generada por el módulo fotovoltaico bajo las condiciones medidas de irradiancia espectral $E(\lambda)$ e I_{SC}^* [A] como la corriente de cortocircuito bajo CEM. Así, MMF se puede describir como:

$$MMF = \frac{G^* \cdot I_{SC}}{G \cdot I_{SC}^*} \quad (\text{Ec. 5})$$

Como se ha comentado anteriormente, estos efectos espectrales se han investigado y cuantificado para escalas temporales más amplias en este trabajo. Los efectos espectrales integrados de forma mensual (MMF_m) y anual (MMF_a) se han calculado mediante las siguientes expresiones:

$$MMF_m = \frac{\int_{\lambda_3}^{\lambda_4} E^*(\lambda) d\lambda \cdot \sum_{i=1}^{Nm} \int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E_i(\lambda) \cdot SR(\lambda) d\lambda}{\int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E^*(\lambda) \cdot SR(\lambda) d\lambda \cdot \sum_{i=1}^{Nm} \int_{\lambda_3}^{\lambda_4} E_i(\lambda) d\lambda} \quad (\text{Ec. 6})$$

donde $E_i(\lambda)$ [$W \cdot m^{-2} \cdot nm^{-1}$] representa cada una de la muestras de irradiancia espectral medida y Nm es el número de muestras que se van a evaluar para el periodo mensual en estudio. De la misma forma, para el caso del periodo de integración anual la expresión es la siguiente:

$$MMF_a = \frac{\int_{\lambda_3}^{\lambda_4} E^*(\lambda) d\lambda \cdot \sum_{i=1}^{Na} \int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E_i(\lambda) \cdot SR(\lambda) d\lambda}{\int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E^*(\lambda) \cdot SR(\lambda) d\lambda \cdot \sum_{i=1}^{Na} \int_{\lambda_3}^{\lambda_4} E_i(\lambda) d\lambda} \quad (\text{Ec. 7})$$

donde Na es el número de muestras que se van a evaluar para el periodo anual en estudio. Al igual que ocurría para el caso instantáneo, valores de

MMF_m y MMF_a superiores o inferiores a la unidad siguen representando ganancias o pérdidas espectrales respectivamente, ya sea para un periodo de integración mensual o anual.

Las expresiones anteriores **Ecs. (6,7)** también pueden reescribirse utilizando corrientes de cortocircuito como sigue:

$$MMF_m = \frac{\sum_{i=1}^{Nm} I_{SCi}}{\frac{I_{SC}^*}{G^*} \cdot \sum_{i=1}^{Nm} G_i} \quad (\text{Ec. 8})$$

$$MMF_a = \frac{\sum_{i=1}^{Na} I_{SCi}}{\frac{I_{SC}^*}{G^*} \cdot \sum_{i=1}^{Na} G_i} \quad (\text{Ec. 9})$$

donde $I_{sc,i}$ [A] es cada una de las muestras de corriente de cortocircuito generada por el módulo FV en estudio que se van a evaluar para el periodo mensual o anual bajo condiciones de irradiancia espectral dados por $E_i(\lambda)$. G_i [$\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$] representa cada una de las correspondientes medidas de irradiancia global incidente calculadas mediante la integración de $E_i(\lambda)$ entre λ_3 y λ_4 .

La evaluación del impacto de los efectos espectrales en las tecnologías FV de CD en estudio se ha realizado utilizando dos metodologías diferentes. En ambas se parte de las respuesta espectrales reales de los módulos FV de CD testeados, obtenidas éstas en los laboratorio del CIEMAT (Madrid). La primera metodología ha consistido en utilizar estas respuestas espectrales conjuntamente con medidas experimentales de distribuciones espectrales recogidas en Jaén y en Madrid para determinar los valores de MMF , MMF_m y MMF_a . Para la segunda en cambio se ha hecho uso del modelo de simulación SEDES2 [113] para obtener las distribuciones espectrales correspondientes a distintas localizaciones. Las localizaciones ensayadas han sido las siguientes, Stuttgart (Alemania), Tamanrasset (Marruecos), Jaén (España) y Madrid (España).

Al igual que en la línea de trabajo anterior, una campaña experimental llevada a cabo entre Enero y Diciembre de 2012 ha permitido realizar diferentes estudios y análisis es este campo.

De forma general, los resultados obtenidos mediante estas investigaciones, indican que la influencia de los efectos espectrales tiene una marcada componente estacional, lo que hace que se repita la tendencia a lo largo del

tiempo. En este sentido, los especímenes FV basados en tecnologías de a-Si y CdTe, son los que experimentan una mayor dispersión a lo largo del año en cuanto a pérdidas/ganancias espectrales. En el caso de tecnologías basadas en CIGS o m-Si la amplitud de estos efectos es menor, siendo esta influencia prácticamente plana a lo largo del año. Más concretamente las ganancias espectrales instantáneas para los módulos FV basados en tecnologías de a-Si y CdTe se van a producir principalmente para condiciones ambientales correspondientes a días nublados, con espectros azules, mientras que las principales pérdidas espectrales instantáneas se corresponden con niveles bajos de irradiancia producidos al comienzo y final de días claros. Estos efectos no son tan acusados para las tecnologías CIS, CIGS y m-Si, que se comportan de forma más regular bajo todas las condiciones. En cuanto a situaciones meteorológicas correspondientes a altos niveles de irradiancia, el impacto de los efectos espectrales es de carácter reducido, debido a que la distribución espectral se asemeja a la del estándar AM1.5G. Estos resultados se han comprobado para las localizaciones de Jaén y Madrid y en ambas se obtienen resultados similares.

A continuación se van a detallar los resultados obtenidos para las dos metodologías empleadas. En primer lugar se van a comentar los resultados obtenidos mediante la utilización de las respuestas espectrales para las diferentes tecnologías de módulos FV y las distribuciones simuladas mediante SEDES2. Seguidamente se comentan los resultados obtenidos mediante la utilización de las medidas a sol real de la distribución espectral de irradiancia global incidente, en combinación con las referidas respuestas espectrales.

Si atendemos a la localización del enclave se observa que los valores máximos de pérdidas se reducen para las tecnologías de a-Si y CdTe, conforme la latitud se acerca al ecuador, debido a que se va reduciendo la masa de aire y los espectros tienden a ser más ricos en luz azul.

Analizando los resultados en función del periodo de integración considerado, para periodos de integración más amplios, mayores que un día, la influencia de los efectos espectrales sobre las diferentes tecnologías se reduce de forma considerable. Los efectos espectrales mensuales tienen también un marcado carácter estacional, al igual que ocurría para los efectos espectrales instantáneos. Especialmente marcado es el impacto en los módulos FV basados en tecnologías de a-Si y CdTe. Los valores mínimos y máximos de estos efectos

espectrales se encuentran localizados en los meses de invierno y verano respectivamente. Concretamente para los basados en α -Si las pérdidas espectrales oscilan entre 16% (invierno, Stuttgart) y 2,9% (invierno, Tamanrasset) y las ganancias espectrales entre el 4% (verano, Stuttgart) y 6% (verano, Tamanrasset). En el caso de la tecnología de CdTe, las ganancias espectrales oscilan entre -8% (invierno, Stuttgart) y 1,5% (verano, Tamanrasset). Para el resto de tecnologías evaluadas, las variaciones mensuales se mantienen de forma estable durante todo el año, con oscilaciones que no llegan a sobrepasar en ningún momento ganancias superiores a -2/2%.

Si ahora pasamos a comparar los valores obtenidos mediante la campaña experimental de recogida de distribuciones espectrales y los obtenidos mediante el modelado de la misma, se observa que los valores experimentales se ajustan razonablemente bien a los modelados. Las diferencias que surgen son debidas a que para modelar se han utilizados valores de un año meteorológico típico, obtenidos de una base de datos (Meteonorm V6.0), mientras que para los experimentales se corresponden con un año meteorológico concreto.

Cuando se evalúa el impacto de los efectos espectrales para una escala de tiempo anual la influencia de los mismo se atenúa aún más, atendiendo a los resultados obtenidos. En este sentido, para ninguna de las metodologías, tecnologías o localizaciones evaluadas se observan pérdidas espectrales anuales superiores al 1,5%, ni las ganancias alcanzan en ningún caso valores superior al 2.2%.

Según los resultados obtenidos en los diferentes análisis realizados, se puede concluir que los efectos espectrales son más acusados cuanto más estrecha es la respuesta espectral de la tecnología en evaluación. En otro sentido, el impacto de estos efectos sobre el funcionamiento se hace menos apreciable cuanto mayor es el periodo de integración de los mismos. A pesar de que para condiciones meteorológicas puntuales en ordenes de magnitud horarios o diarios, estos efectos pueden ser destacados, como es el caso de los módulos FV basados en tecnología de α -Si, donde estas pérdidas/ganancias pueden alcanzar valores en torno al 20%, para escalas de tiempo del orden de un año, estos efectos se pueden considerar poco significativos en todas las tecnologías evaluadas, para climas templados correspondientes a latitudes mayores que las de los trópicos (en valor absoluto). En efecto, las

ganancias/pérdidas espectrales que se producen en la estación calurosa son parcialmente cancelados por las pérdidas/ganancias espectrales de la estación fría.

Las publicaciones asociadas a esta línea de trabajo son:

ALONSO-ABELLA M, CHENLO F, NOFUENTES G, TORRES-RAMÍREZ M. ANALYSIS OF SPECTRAL EFFECTS ON THE ENERGY YIELD OF DIFFERENT PV (PHOTOVOLTAIC) TECHNOLOGIES: THE CASE OF FOUR SPECIFIC SITES. ENERGY 2014;67:435-43.

7.3 MÉTODOS ANALÍTICOS SIMPLES PARA LA ESTIMACIÓN DEL COMPORTAMIENTO EN EXTERIOR DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE CAPA.

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en los trabajos expuestos anteriormente, se propone la utilización de métodos analíticos sencillos para estimar el comportamiento en exterior de módulos FV de CD. Aquí se recurre a la de utilización de métodos que se han empleado ampliamente de forma satisfactoria en módulos de c-Si, tecnología de una gran madurez industrial e implantación masiva en el mercado. El uso de estos métodos en tecnologías de CD tiene su base en las conclusiones de los trabajos anteriores, las cuales indican que a mayores intervalos temporales de integración los efectos espectrales se reducen e incluso pueden llegar a ser despreciables en la práctica para el caso de un análisis anual. En otras palabras, en regiones con latitudes correspondientes a climas templados, soleados y de interior el impacto de los efectos espectrales sobre la producción anual de electricidad se cancela en términos prácticos, debido a que las ganancias espectrales en la estación cálida se compensan con las pérdidas en la estación fría, o viceversa.

La utilización de este tipo de métodos además brinda la posibilidad de la estimación del comportamiento eléctrico en exterior de módulos FV de tecnologías de CD utilizando únicamente como parámetros de entrada variables ambientales comúnmente presentes en estaciones y bases de datos meteorológicas. Así, los métodos, cuya utilización para tecnologías de CD aquí se propone, utilizan únicamente la irradiancia global incidente y la temperatura del módulo. Esta última puede inferirse a partir de la temperatura ambiente y de la información que proporciona el fabricante. Conjuntamente con estos

parámetros meteorológicos, van a ser necesarias medidas en CEM de los parámetros eléctricos característicos del módulo FV cuyo comportamiento eléctrico se pretenda modelar. Es fundamental que el módulo se haya experimentado la estabilización inicial de potencial tras la primera exposición en exterior.

Atendiendo a estos requisitos, se propone la utilización de los métodos de Osterwald y del Factor de Forma Constante, para modelar tanto la potencia máxima entregada como la energía generada de forma anual por módulos de cuatro tecnologías FV de CD (α -Si, CIGS, CdTe y α -Si:H/ μ c-Si) en dos localizaciones (Jaén y Madrid) que se caracterizan por tener un clima soleado y de interior.

Como se comentó al comienzo de la sección, los métodos que aquí se proponen no son una contribución original, sino que se vienen utilizando con éxito para la evaluación del funcionamiento de módulos FV de tecnologías basadas en el silicio cristalino desde los años 70 del pasado siglo. Diferentes trabajos previos indicaban la posibilidad de utilizarlos también para otro tipo de tecnologías FV [114], pero hasta donde se conoce únicamente se han aplicado para módulos de tecnología CIS, presentando también un buen comportamiento para esta tecnología [29]. En ese sentido, a pesar de no ser una contribución original, la innovación que aquí se plantea es la utilización de estos métodos en módulos FV de tecnologías basadas en α -Si, CIGS, CdTe y α -Si:H/ μ c-Si, para las cuales no se tiene constancia de que estos hayan sido empleados previamente. La principal ventaja que presentan estos modelos reside en que únicamente necesitan como variables de entrada los parámetros eléctricos del módulo en CEM y dos parámetros medioambientales como son la irradiancia global incidente en el plano del generador y la temperatura del módulo, que se podrá estimar a partir de la temperatura ambiente.

A continuación se exponen los métodos utilizados:

- **Método de Osterwald:**

Este método es uno de los más simples que se encuentran disponibles para estimar la potencia máxima de un módulo FV a partir de la temperatura de módulo y de la irradiancia global incidente. Este método fue descrito por Osterwald en [29], y en este trabajo ya se introducía la posibilidad de su utilización para otras tecnologías como CIS o CdS, además de las tecnologías

basadas en silicio cristalino. Así, la potencia máxima entregada por un módulo fotovoltaico se puede escribir como sigue:

$$P_M = P_M^* \cdot \frac{G}{G^*} \cdot [1 + \gamma \cdot (T_C - T_C^*)] \quad (\text{Ec. 10})$$

donde P_M [W] es la potencia máxima entregada por el módulo FV bajo unas condiciones de G y T_C dadas, γ [$^{\circ}\text{C}^{-1}$] es el coeficiente de variación de la potencia máxima en función de la temperatura del módulo, T_C [$^{\circ}\text{C}$] es la temperatura de operación del módulo y T_C^* es la temperatura de operación del módulo FV en CEM (25 $^{\circ}\text{C}$).

- **Método del Factor de Forma Constante:**

Este segundo método asume que el factor de forma del módulo FV se mantiene constante para todas las condiciones de operación del mismo. Además se considera que la corriente de cortocircuito y la tensión de circuito abierto varían y de forma lineal con la irradiancia y la temperatura de operación del módulo respectivamente, según la siguientes expresiones:

$$\frac{P_M}{I_{SC} \cdot V_{OC}} = FF \cong FF^* = \frac{P_M^*}{I_{SC}^* \cdot V_{OC}^*} \quad (\text{Ec. 11})$$

$$P_M = FF^* \cdot I_{SC} \cdot V_{OC} \quad (\text{Ec. 12})$$

$$I_{SC} = I_{SC}^* \cdot \frac{G}{G^*} \quad (\text{Ec. 13})$$

$$V_{OC} = V_{OC}^* \cdot [1 + \beta \cdot (T_C - T_C^*)] \quad (\text{Ec. 14})$$

donde FF es el factor de forma del módulo, FF^* es el factor de forma de módulo en CEM, V_{OC} [V] es la tensión de circuito abierto del módulo y β [$^{\circ}\text{C}^{-1}$] es el coeficiente de variación de la tensión de circuito abierto con la temperatura proporcionado por el fabricante del módulo.

Es importante destacar que estos métodos no consideran otros posibles efectos que ejerzan influencia sobre el comportamiento del módulo FV, tales como efectos espectrales, pérdidas por suciedad u otros efectos de segundo orden. Tampoco se han considerado posibles efectos de degradación de potencia a través del tiempo en los módulos FV. Tampoco se ha considerado la variación de potencia pico para los módulos de α -Si que se produce

estacionalmente debido al efecto conocido como "recocido térmico" (en inglés, "*Thermal Annealing*") en la estación calurosa.

Mediante la utilización de los métodos expuestos anteriormente se han realizado estudios en términos de potencia máxima instantánea entregada y energía anual generada. Para ello se ha utilizado la información recogida durante una campaña experimental de 12 meses en las ciudades de Jaén y Madrid. Esta campaña experimental se ha basado en la medida de la curva $I-V$ de ocho módulos FV, dos módulos para cada una de las cuatro tecnologías evaluadas. Un módulo de cada tecnología se encontraba instalado en Jaén y otro en Madrid. Junto a la medida de estas curvas $I-V$, se han recogido simultáneamente los valores correspondientes de irradiancia global incidente y de temperatura de módulo a los cuales se producían dichas curvas. Las curvas $I-V$ proporcionaban los valores de potencia máxima reales frente a los que se han evaluado los valores de potencia obtenidos por los métodos propuestos utilizando los parámetros medioambientales que dichos métodos requieren.

En cuanto a los parámetros eléctricos de los módulos en CEM, necesarios para la aplicación de los métodos propuestos, se han utilizado valores calibrados. Estos valores se obtuvieron justo antes del comienzo de la campaña experimental y se encuentran recogidos en la **Tabla 1** de este documento. Mediante la utilización de estos valores calibrados, se minimiza el error que pueda existir en relación con el valor proporcionado por el fabricante. Es decir, se parte de valores de parámetros eléctricos en CEM medidos y no nominales.

La metodología seguida a la hora de estudiar la viabilidad de aplicación de los métodos propuestos, ha consistido en estimar la potencia máxima para cada uno de los módulos ensayados utilizando los valores recogidos de G y T_C . Para cada muestra de dichos parámetros se ha estimado la potencia máxima utilizando los métodos propuestos y se ha comparado este valor de potencia estimado con el valor real de potencia máxima medido mediante la curva $I-V$ para esas condiciones de G y T_C . La bondad de ajuste de ambos métodos se ha evaluado mediante parámetros estadísticos como el $MBPE_p$ (sesgo medio porcentual para la potencia máxima, del inglés, "*Mean Bias Percentage Error*") o el $RMSPE_p$ (raíz cuadrada del error cuadrático medio porcentual para la potencia máxima, del inglés, "*Root Mean Square Percentage Error*") para el estudio de la potencia máxima o se ha empleado el REE (error relativo para la energía, del inglés, "*Relative Error*") para el caso de la energía anual generada.

Los resultados obtenidos relativos a la potencia máxima indican que el comportamiento de ambos métodos es similar para ambas localizaciones. Ambos métodos tienden a sobreestimar ligeramente la potencia máxima real de los módulos bajo estudio ($MBPE_p > 0$). Los valores de $RMSPE_p$ se mantienen por debajo de 4,5% y 3,8% para los módulos basados en CIGS y CdTe, respectivamente, en ambas localizaciones. Las discrepancias más destacadas entre los valores de potencia máxima modelados y medidos se dan para los módulos basados en a-Si y a-Si:H/ μ c-Si, para los cuales el valor de $RMSPE_p$ se sitúa entre 5,4% y 6,7%. Adicionalmente se ha evaluado el coeficiente de determinación (R^2) entre los valores de potencia máxima modelados y medidos, obteniéndose para ambos métodos en las dos localizaciones valores superiores a 0,981. El mejor ajuste se corresponde con el comportamiento de los módulos CIGS usando el método de Osterwald en la localidad de Madrid ($R^2 = 0,993$).

En cuanto al análisis de la energía anual generada por los diferentes módulos FV, los resultados indican que la aplicabilidad de los métodos propuestos es factible para todas las tecnologías evaluadas, con errores relativos en términos anuales inferiores al 4%.

Este buen comportamiento de los métodos en cuestión a la hora de predecir la energía generada anualmente se debe en buena medida a la compensación parcial de las ganancias y pérdidas espectrales a lo largo del año. A esto también se añade la cancelación parcial de los efectos estacionales correspondientes al recocido térmico (*thermal annealing*) en tecnologías basadas en a-Si, lo que minimiza su impacto a lo largo del año.

La variación mensual de las ganancias espectrales es la causa que justifica las peores predicciones en lo que a la potencia entregada por los módulos se refiere, toda vez que ambos métodos no incluyen la influencia del espectro.

Este buen comportamiento de los métodos en cuestión puede no ser válido en zonas tropicales, donde existe una prevalencia de espectros con gran contenido en luz azul a lo largo de todo el año. En este caso, los efectos espectrales no son despreciables y habrían de incluirse de algún modo [77]. Otro tanto cabe conjeturar para climas marítimos en enclaves de climas templados por idéntica razón.

En resumen, se puede concluir que los métodos de Osterwald y del factor de forma constante se podrían aplicar para estimar el comportamiento eléctrico

en exterior de módulos FV de CD basados en tecnologías de a-Si, a-Si:H/ μ c-Si, CIGS y CdTe, ordenadas éstas en orden ascendente de exactitud obtenida, para climas soleados y de interior, no tropicales. Es decir, se podrían utilizar en tareas relacionadas con la ingeniería de sistemas fotovoltaicos, en la que se antepone la simplicidad de uso a una exactitud muy elevada. En términos de modelado de la energía generada anualmente se obtienen incluso mejores resultados para todas las tecnologías evaluadas.

Como ya se apuntó al comienzo de la sección, la principal ventaja que aportan estos métodos es la posibilidad de aplicación teniendo como requisitos de parámetros de entrada únicamente variables atmosféricas comúnmente presentes en estaciones meteorológicas. Además de esto, su aplicación es sencilla y evita engorrosos cálculos. Es necesario mencionar también la importancia en cuanto a la elección de los parámetros eléctricos en CEM necesarios para la aplicación de los métodos. Estos se deben corresponder con valores pasado el periodo inicial de estabilización en potencia, para minimizar al máximo posibles variaciones en la potencia máxima que afecten a los resultados finales que se puedan obtener.

Las publicaciones asociadas a esta línea de trabajo son:

TORRES-RAMÍREZ M, NOFUENTES G, SILVA JP, SILVESTRE S, MUÑOZ JV. STUDY ON ANALYTICAL MODELLING APPROACHES TO THE PERFORMANCE OF THIN FILM PV MODULES IN SUNNY INLAND CLIMATES. ENERGY 2014;73:731-40.

8

CONCLUSIONES / *CONCLUSIONS*

En esta sección se presenta una síntesis de las principales aportaciones llevadas a cabo durante el desarrollo de los trabajos de investigación que se recogen en la presente Tesis Doctoral.

Esta Tesis Doctoral poseía como objetivo principal lograr una comprensión superior del conocimiento que se dispone del comportamiento eléctrico en exterior de módulos FV de distintas tecnologías de CD, con la finalidad de proponer métodos sencillos para la estimación de su producción eléctrica a partir de las condiciones meteorológicas de operación. La sencillez que se exigía a estos métodos no debía ser tal que pudiese comprometer en demasía la exactitud necesaria para su empleo en la ingeniería de los sistemas fotovoltaicos.

Para ello se ha llevado a cabo una campaña experimental en dos localizaciones con clima soleado y de interior, Jaén y Madrid. Esta campaña experimental ha proporcionado la base empírica necesaria para la consecución

tanto del objetivo principal como de los secundarios que se planteaban al inicio de la presente Tesis Doctoral.

Las tecnologías FV de CD que se han estudiado durante este periodo de investigación han sido las que poseen una mayor presencia en el mercado (α -Si, CIGS, CdTe y α -Si:H/ μ c-Si). En este sentido, se ha monitorizado el comportamiento en exterior de módulos FV basados en estas tecnologías en las dos localizaciones mencionadas anteriormente. Conjuntamente con los parámetros eléctricos provenientes del ensayo y medida de estos módulos FV, se han recogido una serie de parámetros medioambientales -entre ellos la distribución espectral de la irradiancia incidente- lo que ha permitido evaluar la influencia que éstos ejercen sobre el funcionamiento en exterior de estas tecnologías.

En este sentido, gracias a esta campaña experimental se ha podido analizar en detalle los efectos espectrales que experimentan las distintas tecnologías FV. Esto ha permitido caracterizar las localizaciones donde han estado emplazados los módulos FV desde el punto de vista del espectro solar. Con respecto a los resultados obtenidos se ha concluido que tanto Madrid como Jaén, poseen un espectro predominantemente "rojo". Es decir, la densidad de potencia en el espectro solar está mayormente desplazada hacia longitudes de onda larga, si dicha densidad de potencia es comparada con la correspondiente al estándar AM1.5G.

Además, se ha obtenido el factor de rendimiento (PR) de estas tecnologías de CD en función de la temperatura de módulo y la energía media del fotón, como parámetro que condensa la información contenida en la distribución espectral. Según los resultados obtenidos, se ha observado una influencia limitada de la temperatura sobre el funcionamiento de estas tecnologías, excepción hecha de los módulos CIGS. En cuanto a la influencia de la distribución espectral para una temperatura de operación fija, se ha detectado que para las tecnologías α -Si y α -Si:H/ μ c-Si su rendimiento mejora en condiciones de EMF elevados (espectros de contenido rico en luz azul), por encima de 1,88 eV. En el caso de los módulos basados en CIGS, su comportamiento empeora conforme la EMF aumenta, es decir se comporta mejor en presencia de espectros cuyo contenido en densidad de potencia se encuentra en longitudes de onda largas. Por último, se ha de destacar que esta influencia en los módulos basados en CdTe no es tan marcada como en el resto.

La siguiente línea de trabajo ha estado enfocada en cuantificar los efectos espectrales para diferentes ventanas temporales de análisis en las tecnologías FV comentadas anteriormente. Estos efectos espectrales se han evaluado en cuatro localidades distintas utilizando dos metodologías diferentes. La primera metodología está basada en la utilización de medidas experimentales de distribuciones espectrales de la irradiancia incidente y la segunda recurre al empleo del modelo SEDES2 para generar estas distribuciones. Las dos metodologías han hecho uso de las respuestas espectrales típicas correspondientes a las tecnologías evaluadas. En los dos casos se han cuantificado los efectos espectrales de forma mensual y anual. Atendiendo a los resultados obtenidos, se puede concluir que los efectos son más acusados puntualmente que para periodos amplios de integración, siendo éstos más notables cuanto más estrecha es la respuesta espectral de la tecnología. Así, los módulos FV basados en la tecnología de a-Si son los más influidos por estos efectos, con ganancias espectrales que pueden alcanzar valores instantáneos del orden del -25/25%. A continuación estarían los módulos basados en la tecnología de CdTe, en el orden del -10/10%, mientras que estos efectos se reducen a niveles inferiores a -5/5% para tecnologías tales como CIGS y m-Si (valores instantáneos).

Una de las conclusiones principales extraída de los trabajos de investigación desarrollados durante esta Tesis Doctoral es la atenuación que se produce de los efectos espectrales a medida que aumenta la ventana temporal en la que estos se evalúan. En términos prácticos, éstos no son significativos en todas las tecnologías evaluadas para escalas de tiempo anuales y en climas soleados y de interior de zonas no tropicales. Concretamente las ganancias espectrales mensuales obtenidas para tecnologías como la de a-Si varían desde -16% en periodos invernales al 6% durante el periodo estival. Reduciéndose estos valores a -8% y 1,5% para el CdTe. En cuanto a las tecnologías basadas en CIGS, o m-Si, éstas no experimentan ganancias superiores al 2% ni pérdidas superiores al 2% para ningún mes del año, en ninguna de las localizaciones estudiadas. Estos valores se reducen aún más si se toma un periodo anual de integración para evaluar los efectos espectrales. En este caso, se obtienen unas ganancias espectrales anuales que varían en el intervalo que va desde -1,5% a 2,2%, para todas las tecnologías estudiadas.

Atendiendo a los resultados anteriores, se ha propuesto la aplicación de métodos analíticos sencillos para estimar la potencia máxima instantánea

entregada y la energía anual generada por módulos FV de CD en localizaciones con climas soleados y de interior. Así, mediante la información obtenida de la campaña experimental realizada en Jaén y Madrid se ha podido evaluar la aplicabilidad de estos métodos, que hasta el momento se han venido utilizando con éxito en tecnologías basadas en c-Si. En este sentido, se han validado los métodos de Osterwald y del factor de forma constante para predecir el comportamiento eléctrico en exterior de módulos FV de cuatro tecnologías de CD. Dichos métodos utilizan parámetros medioambientales, comúnmente disponibles en estaciones meteorológicas, tales como la irradiancia global incidente y la temperatura ambiente, así como los parámetros eléctricos de los módulos medidos en CEM. Los resultados obtenidos validan la aplicabilidad de los métodos anteriores. En el caso de la estimación de la potencia máxima se han obtenido valores de $RMSPE_p$ por debajo del 3,8 y 4,5% para los módulos FV de CdTe y CIGS, respectivamente, y entre 5,4 y 6,7% para los basados en las tecnologías de α -Si y α -Si:H/ μ c-Si, respectivamente. Para estas últimas tecnologías se ha observado una oscilación estacional en la bondad de la predicción. Los efectos espectrales, así como variaciones en la potencia pico de los módulos FV debido a efectos térmicos como el recocido térmico o "*thermal annealing*", que tiene lugar durante los meses estivales, para el caso del silicio amorfo, son las causas que explican estas variaciones. En términos de energía anual generada, los resultados son sensiblemente mejores, obteniendo errores relativos anuales inferiores al 4%, para todas las tecnologías en ambas localizaciones, lo que confirma que estos métodos poseen la exactitud suficiente para la ingeniería de sistemas FV en zonas con climas soleados y de interior, no tropicales. Además estos métodos cuentan con la ventaja de su facilidad a la hora de aplicarlos y además las variables de entrada necesarias son parámetros relativamente asequibles para disponer de los mismos.

La validación experimental de la aplicación de estos métodos analíticos sencillos a módulos fotovoltaicos de capa delgada, así como la evaluación de los efectos espectrales en estas tecnologías FV en escalas de tiempo mensuales y anuales son las principales contribuciones al estado actual del conocimiento en materia de modelado del comportamiento en exterior de módulos FV de CD que se han realizado con el desarrollo de la presente Tesis Doctoral.

Los resultados obtenidos deben ser tomados con cierta cautela ya que la muestra de especímenes FV que se ha dispuesto ha sido reducida. En este sentido, la extrapolación y generalización de los resultados a los módulos de

una misma tecnología debe llevarse a cabo de forma progresiva y cuidadosa. En efecto, existe un gran número de fabricantes y variantes en cuanto al proceso de fabricación de módulos FV basados en las tecnologías que se han tratado en este trabajo.

CONCLUSIONS

This section shows a summary of the main contributions developed during this PhD thesis. Thus, the results achieved through these research works are presented hereafter.

The main goal of this PhD thesis was achieving a better comprehension about the outdoor performance of thin film photovoltaic modules. The ending target was offering simple analytical methods in order to estimate the generation of electricity from the current meteorological conditions. These methods should have enough accuracy in order to be practical at the photovoltaic engineering field, bearing in mind the goal of simplicity.

Four thin film photovoltaic technologies -amorphous silicon (α -Si), cadmium telluride (CdTe), copper indium gallium selenide sulfide (CIGS) and hydrogenated amorphous silicon/crystalline silicon heterojunction (α -Si:H/ μ c-Si)- were analysed through these research works. These four technologies are the most visible technologies at market level. An experimental campaign was carried out at Jaén and Madrid (Spain), both with sunny and inland climate. This experimental campaign provided the empirical basis in order to reach the main and secondary goals that were established at the beginning of this PhD thesis. In this sense, the outdoor performance of photovoltaic modules of these four technologies was monitored and tested. Some environmental parameters were recorded together with the previous mentioned electrical parameters. Thus, the impact on the electrical outdoor performance of some environmental parameters -i.e. solar spectral irradiance- could be evaluated.

Due to the previous experimental campaign, spectral effects on thin film photovoltaic technologies were deeply analysed. Particularly, a spectral characterisation of the incident irradiation of the site was carried out. This clearly indicates that Jaén and Madrid are characterised by a higher red light content of the spectral irradiance. In other words, the collected incident irradiation has been generated under solar spectra whose long wavelength light is enhanced, when compared to the AM 1.5G incident spectral irradiance distribution.

Additionally, performance ratio (PR) over the experimental campaign was calculated for each tested thin film photovoltaic technology as function of the module temperature and the average photon energy (APE). APE was used as an index that characterizes the spectrum shape. According to the obtained results, the α -Si, CdTe and α -Si:H/ μ c-Si photovoltaic modules exhibit a little sensitivity to module temperature. Instead of that, the performance of CIGS technology worsens as module temperature increases, at a fixed APE, due to the high maximum power temperature coefficient.

Regarding the spectral influence, both the α -Si and α -Si:H/ μ c-Si technologies noticeably improve their outdoor performance as APE increases -the solar spectral incident irradiance is enhanced at short wavelengths, "blue-rich" light spectrum- at fixed module temperature. The trend is the other way round for the CIGS technology; at fixed module temperature, its performance worsens as APE increases; that is, the solar spectral incident irradiance is enhanced at long wavelengths. Last, the CdTe technology does not show such a strong dependence on this spectral index as the other photovoltaic specimens do.

The next research line was focused on assessing and quantifying the spectral effects in the four mentioned photovoltaic technologies in terms of different timeframes. These effects have been analysed in four sites located in the north hemisphere -Stuttgart, Madrid, Jaén and Tamanrasset-. Two methodologies were applied to carry out this task. The first one uses modelled solar spectra distributions by means of the SEDES2 software and the second one uses measured solar spectrums periodically recorded. Then, both of them use the typical spectral responses of photovoltaic solar technologies selected. Thus, spectral effects on both monthly and annual time scales were evaluated.

According to the results, the higher spectral gains/losses were obtained at shorter period of evaluation, instantly and daily timeframes. Regardless of the site, the considered α -Si and CdTe photovoltaic technologies experience the most noticeable spectral effects. Instantaneous values of spectral gains could reach -25/25% and -10/10%, respectively. These effects are lower than -5/5% for CIGS and crystalline silicon technologies. To summarize, spectral effects are more noticeable in materials with larger bandgaps and narrower spectral responses.

Then, the spectral effects are mitigated on long integration periods. Thus, the maximum monthly variations of these spectral gains take place in the a-Si photovoltaic technology, ranging from -16% (winter) to 4% (summer). These values are reduced to -8% and 1.5% for CdTe technology. Anyway, the monthly spread of the spectral effects decreases as the latitude of the site does. The rest of evaluated technologies -CIGS and crystalline silicon- did not experience monthly spectral gains beyond -2%/2%. The annual spectral gains are further reduced to -1.5%/2.2% in all cases, technologies and locations.

In this sense, some of the major contribution of this PhD was the fact that the impact of the solar spectrum distribution on the performance of photovoltaic materials is remarkably reduced when the period of integration is enlarged up to a year. Further, the annual spectral effects may be neglected for the four considered photovoltaic technologies in tempered and sunny inland climates in practical terms. This may greatly simplify modelling their annual performance by using simple analytical methods which do not take the spectral distribution into account.

Regarding previous results, simply analytical methods are proposed in order to estimate the electrical outdoor performance -maximum power delivered and annual energy produced- of thin film photovoltaic modules in locations with tempered and inland climate. The aforementioned experimental campaign carried out in Madrid and Jaén (Spain) provided the necessary data in order to evaluate the applicability of these methods, previously successfully applied to crystalline silicon technologies. Thus, Osterwald's and fill factor methods were tried and validated to model the outdoor performance of photovoltaic modules corresponding to four thin film technologies. Only electrical parameters at standard test conditions, on-plane global irradiance and ambient temperature are required as inputs. The results obtained prove the applicability of the prior methods. In maximum power terms, the $RMSPE_p$ (root mean square percentage error) stays below 3.8% and 4.5% for CdTe and CIGS photovoltaic modules, respectively, while $RMSPE_p$ lies between 6.3% and 5.4% for a-Si and a-Si:H/ μ c-Si PV modules, respectively. The latter results are partly due to monthly spectral effects. Thus, the impact of the solar spectrum distribution on a-Si photovoltaic modules in terms of spectral gains and losses in summer and winter months, respectively, is especially remarkable. The seasonal oscillations of the peak power this material experiences due to thermal annealing also help to explain why the two simple methods under analysis are not so well suited for

modelling their performance in power terms as they are for CdTe and CIGS PV modules. Regarding energy terms, errors lie below 4.0% in all cases. Thus, the methods tried may be used to model the outdoor behaviour of the tested photovoltaic modules with enough accuracy for photovoltaic engineering purposes in sunny and inland sites with similar spectral characteristics to those of the two sites considered. Additionally, the methods tried here have two main advantages: they use environmental data commonly available in meteorological databases and are easy to use because cumbersome calculations are avoided.

Two major contributions were achieved during this PhD thesis so as to improve the comprehension of the modelling of the electrical outdoor behaviour of thin film photovoltaic modules. On the one hand, the evaluation and quantification of the spectral effects in monthly and annual time scales. On the other hand, the empirical validation of simple analytical methods in order to estimate the maximum power delivered and the annual energy produced of four thin film technologies.

Anyway, the above results and conclusions should be used cautiously due to the limited number of photovoltaic specimens. In this sense, the generalization and extrapolation of the results should be carried out in a progressive and carefully manner. Indeed, there are a large number of manufacturers and alternative manufacturing processes of thin film other than those used to manufacture the PV specimens tested and measured in this work.

9

LÍNEAS FUTURAS DE TRABAJO

Atendiendo a las líneas de trabajo tratadas durante esta Tesis Doctoral y en vista del alcance y relevancia de los resultados obtenidos, se proponen algunas líneas de investigación para trabajos futuros.

En primer lugar hay que destacar que tanto la campaña experimental como el número de especímenes evaluados durante la misma han sido limitados. En este sentido, se propone como posible línea futura de investigación, ampliar la campaña experimental a otras localizaciones. Especialmente útil serían para este fin emplazamientos con condiciones climáticas diferentes a las aquí consideradas. Un ejemplo de estas deberían ser nuevas localizaciones con un perfil espectral con un predominio de longitudes de onda corta (espectros ricos en luz azul), como podrían ser las correspondientes a un clima marítimo, o radicadas en zonas subtropicales.

De la misma forma se plantea la posibilidad de aplicar las metodologías aquí propuestas a módulos FV de otros fabricantes de las tecnologías

estudiadas para ampliar el conocimiento sobre las mismas y añadir generalidad a las conclusiones obtenidas en esta tesis.

Adicionalmente se propone la realización de estudios de degradación para mejorar el conocimiento sobre las tecnologías de capa delgada a largo plazo y conocer cómo afecta la exposición en exterior a las propiedades eléctricas de módulos fotovoltaicos de estas tecnologías.

En relación con la carencia de medidas espectrorradiométricas en la mayoría de bases de datos meteorológicas y debido a la necesidad que existe de ellas para el análisis de los efectos espectrales sobre las tecnologías fotovoltaicas de capa delgada, se plantea la posibilidad de desarrollar métodos que permitan estimar la distribución espectral de la irradiancia a partir de datos que estén presentes comúnmente en estaciones meteorológicas. Para ello, se deja como cuestión abierta el modelado de la distribución espectral de la irradiancia mediante técnicas basadas en inteligencia artificial tales como redes neuronales artificiales. Actualmente, el mercado de módulos de CD se está extendiendo hacia nuevos emplazamientos situados en zonas subtropicales como Brasil, India, Perú, Singapur o Indonesia, donde la disponibilidad de medidas reales del espectro solar es prácticamente inexistente. Desde luego, se sabe que en estas zonas el impacto anual de los efectos espectrales en tecnologías de CD es más apreciable que el que el experimentado para climas templados. De este modo, el modelado del espectro solar mediante estas técnicas puede resultar de gran interés. Así, la existencia de una herramienta que provea de esta información a instaladores, promotores e investigadores sería de gran utilidad. Actualmente en nuestro grupo de investigación ya se está trabajando en este sentido, con resultados tempranos satisfactorios en este ámbito [115].

10

AGRADECIMIENTOS

Esta Tesis Doctoral ha sido parcialmente financiada por el Ministerio de Ciencia e Innovación, bajo el marco del proyecto: "Estimación de la energía generada por módulos fotovoltaicos de capa delgada: influencia del espectro" con código de expediente ENE2008-05098/ALT. Adicionalmente, se ha dispuesto de apoyo económico por parte de la Fundación Iberdrola en el marco del proyecto: "Contribución al modelado del comportamiento eléctrico en exterior de módulos fotovoltaicos de capa delgada" y de la Escuela de Doctorado de la Universidad de Jaén en su programa de "Ayudas de Movilidad Internacional destinadas a la obtención de la Mención Internacional en el título de doctor" para investigadores en formación.

Por último el autor de la presente Tesis Doctoral, quiere mostrar su agradecimiento al grupo de investigación DIGITS de la Universidad de De Monfort (Leicester, Reino Unido) por facilitarle los materiales y los recursos necesarios para realizar las tareas investigadoras que llevó a cabo durante su estancia en la referida institución.

11

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] International Renewable Energy Agency (IRENA). Rethinking energy: towards a new power system; 2014. www.irena.org/rethinking - Último acceso: 02-12-2014.

[2] World Bank Group. World DataBank; 2014. databank.worldbank.org/data/views/reports/tableview.aspx?isshared=true - Último acceso: 02-12-2014.

[3] International Renewable Energy Agency (IRENA). REmap 2030: A renewable energy roadmap. IRENA. Abu Dhabi, 2014. www.irena.org - Último acceso: 02-12-2014.

[4] International Energy Agency (IEA). IEA online data services; 2014. data.iea.org/ieastore/statslisting.asp - Último acceso: 02-12-2014.

[5] Singh GK. Solar power generation by PV (photovoltaic) technology: A review. *Energy* 2013;53:1-13.

- [6] Shah R, Mithulananthan N, Bansal RC, Ramachandaramurthy VK. A review of key power system stability challenges for large-scale PV integration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2015;41:1423-36.
- [7] European Photovoltaic Industry Association (EPIA). Global market outlook for photovoltaics 2014-2018. ISBN: 9789082228403; 2014. www.epia.org/news/publications - Último acceso: 02-12-2014.
- [8] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (Fraunhofer ISE). Photovoltaics report 2014; 2014. www.ise.fraunhofer.de - Último acceso: 02-12-2014.
- [9] Red Eléctrica Española (REE). El sistema eléctrico español 2013; 2014. Depósito Legal: M-17949-2014. www.ree.es - Último acceso: 02-12-2014.
- [10] Green MA, Emery K, Hishikawa Y, Warta W, Dunlop ED. Solar cell efficiency tables (version 43). *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2014;22:1-9. [dx.doi.org/10.1002/pip.2452](https://doi.org/10.1002/pip.2452).
- [11] National Renewable Energy Laboratory (NREL). Research cell efficiency records; 2014. www.nrel.gov/ncpv/images/efficiency_chart.jpg - Último acceso: 02-12-2014.
- [12] Poortmans J, Arkhipov V. *Thin Film Solar Cells: Fabrication, Characterization and Applications*. 1st ed. New York: John Wiley & Sons, Ltd; 2006.
- [13] Shah A. *Thin-Film Silicon Solar Cells*. Engineering sciences: Micro-and nanotechnology. 1st ed. New York: EPFL Press; 2010.
- [14] Hegedus S. Thin film solar modules: the low cost, high throughput and versatile alternative to Si wafers. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2006;14(5):393-411.
- [15] Jäger-Waldau A. Research, solar cell production and market implementation of photovoltaics, PV status report 2011. European Commission, DG Joint Research Centre, Ispra (VA), Italia.
- [16] Jäger-Waldau A. Thin film photovoltaics: markets and industry. *International Journal of Photoenergy* 2012; vol. 2012; 2012. [dx.doi.org/10.1155/2012/768368](https://doi.org/10.1155/2012/768368). Article ID 768368.

- [17] Markvart T. Solar electricity. 2nd ed. New York: John Wiley & Sons, Ltd; 2000.
- [18] Häberlin H. Photovoltaics: System design and practice. 1st ed. New York: John Wiley & Sons, Ltd; 2012.
- [19] Sardin G, Morenza JL. Unifying model of thermal and light-induced degradations of a-Si:H. *Solar Energy Materials* 1990;20:189-97.
- [20] Muñoz-García MA, Marin O, Alonso-García MC, Chenlo F. Characterization of thin film PV modules under standard test conditions: results of indoor and outdoor measurements and the effects of sunlight exposure. *Solar Energy* 2012;86(10):3049-56.
- [21] Staebler DL, Wronski CR. Reversible conductivity changes in discharge produced amorphous Si. *Applied Physics Letters* 1977;31:292-4.
- [22] Shimizu T. Staebler-wronski effect in hydrogenated amorphous silicon and related alloy films. *Japanese Journal of Applied Physics* 2004;43:3257-68.
- [23] IEC/TS 61836. Solar photovoltaic energy systems – Terms, definitions and symbols. 2nd ed. Geneva (Switzerland): International Electrotechnical Commission; 2007.
- [24] IEC 61853-1. Photovoltaic (PV) module performance testing and energy rating - Part 1: Irradiance and temperature performance measurements and power rating. 1st ed. Geneva (Switzerland): International Electrotechnical Commission; 2011.
- [25] Kenny RP, Dunlop ED, Ossenbrink HA, Müllejans H. A practical method for the energy rating of c-Si photovoltaic modules based on standard tests. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2006;14(2):155-66.
- [26] Rus-Casas C, Aguilar JD, Rodrigo P, Almonacid F, Pérez-Higueras PJ. Classification of methods for annual energy harvesting calculations of photovoltaic generators. *Energy Conversion and Management* 2014;78:527-36.
- [27] Araujo GL, Sánchez E. Analytical expressions for the determination of the maximum power point and the fill factor of a solar cell. *Solar Cells* 1982;5(4):377-86.

- [28] Araujo GL, Sánchez E, Martí M. Determination of the two-exponential solar cell equation parameters from empirical data. *Solar Cells* 1982;5(2):199-204.
- [29] Osterwald CR. Translation of device performance measurements to reference conditions. *Solar Cells* 1986;18(3-4), pp. 269-279.
- [30] Kroposki B, Emery K, Myers D, Mrig L. A comparison of PV module performance evaluation methodologies for energy ratings. En: *Proceedings of the 1st World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion*; 1994. pp. 858-62.
- [31] Marion B. A method for modeling the current-voltage curve of a PV module for outdoor conditions. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2002;10(3):205-14.
- [32] Marion B, Rummel S, Anderberg A. Current-voltage curve translation by bilinear interpolation. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2004;12(8):593-607.
- [33] Fuentes M, Nofuentes G, Aguilera J, Talavera DL, Castro M. Application and validation of algebraic methods to predict the behaviour of crystalline silicon PV modules in Mediterranean climates. *Solar Energy* 2007;81(11):1396-1408.
- [34] Zhou W, Yang H, Fang Z. A novel model for photovoltaic array performance prediction. *Applied Energy* 2007;84(12):1187-98.
- [35] Almonacid F, Rus C, Hontoria L, Fuentes M, Nofuentes G. Characterisation of Si-crystalline PV modules by artificial neural networks. *Renewable Energy* 2009;34(4):941-9.
- [36] Huld T, Dunlop ED, Beyer HG, Gottschalg R. Data sets for energy rating of photovoltaic modules. *Solar Energy* 2013;93:267-79.
- [37] Huld T, Friesen G, Skoczek A, Kenny RP, Sample T, Field M, Dunlop ED. A power-rating model for crystalline silicon PV modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2011;95:3359-69.

- [38] Virtuani A, Müllejans, Dunlop ED. Comparison of indoor and outdoor performance measurements of recent commercially available solar modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2011;19(1):11-20.
- [39] Hegedus S. Review of photovoltaic module energy yield (kWh/kW): comparison of crystalline Si and thin film technologies. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment* 2013;(2):218-233.
- [40] Vorasayan P, Betts TR, Gottschalg R, Infield DG. Long-term performance of amorphous silicon photovoltaic modules. En: *Proceedings of the 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*; 2006. pp. 2129-32.
- [41] Thevenard D, Pelland S. Estimating the uncertainty in long-term photovoltaic yield predictions. *Solar Energy* 2013;91:432-445.
- [42] Ishii T, Otani K, Takashima T, Ikeda K. Change in I-V characteristics of thin-film photovoltaic (PV) modules induced by light soaking and thermal annealing effects. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2013;22(9):949-57.
- [43] Del Cueto J, von Roedern G. Temperature-induced changes in the performance of amorphous silicon multi-junction modules in controlled light-soaking. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 1999;7(2):101-12.
- [44] Makrides G, Zinsser B, Phinikarides A, Schubert M, Georghiou GE. Temperature and thermal annealing effects on different photovoltaic technologies. *Renewable Energy* 2012;43:407-17.
- [45] Minemoto T, Nagae S, Takakura H. Impact of spectral irradiance distribution and temperature on the outdoor performance of amorphous Si photovoltaic modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2007;91(10):919-23.
- [46] Cornaro C, Andreotti A. Influence of Average Photon Energy index on solar irradiance characteristics and outdoor performance of photovoltaic modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2013;21(2):996-1003.

- [47] Katsumata N, Nakada Y, Minemoto T, Takakura H. Estimation of irradiance and outdoor performance of photovoltaic modules by meteorological data. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2011;95(1):199-202.
- [48] Haller J, Voswinckel S, Wesselak V. The effect of quantum efficiencies on the optimum orientation of photovoltaic modules e a comparison between crystalline and thin film modules. *Solar Energy* 2013;88:97-103.
- [49] Muñoz-García MA, Moreda G, Alonso-García C, Balenzategui JL. Electricity production using different photovoltaic technologies working at the same conditions: a real case. *Journal of Beijing Institute of Technology* 2013;22(S1):1-5.
- [50] Amrouche B, Sicot L, Guessoum A, Belhamel M. Experimental analysis of the maximum power point's properties for four photovoltaic modules from different technologies: monocrystalline and polycrystalline silicon, CIS and CdTe. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2013;118:124-34.
- [51] Muñoz-García MA, Marin O, Alonso-García MC, Chenlo F. Characterization of thin film PV modules under standard test conditions: results of indoor and outdoor measurements and the effects of sunlight exposure. *Solar Energy* 2012;86(10):3049-56.
- [51] Kenny RP, Ioannides A, Mullejans H, Zaaiman W, Dunlop ED. Performance of thin film PV modules. *Thin Solid Films* 2006;511-512:663-72.
- [53] Gottschalg R, Betts TR, Eeles A, Williams SR, Zhu J. Influences on the energy delivery of thin film photovoltaic modules *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2013;119:169-80.
- [54] Sharma V, Kumar A, Sastry OS, Chandel SS. Performance assessment of different solar photovoltaic technologies under similar outdoor conditions. *Energy* 2013;58:511-18.
- [55] Nofuentes G, García-Domingo B, Muñoz JV, Chenlo F. Analysis of the dependence of the spectral factor of some PV technologies on the solar spectrum distribution. *Applied Energy* 2014;113:302-9.

- [56] Ishii T, Otani K, Takashima T, Itagaki A, Utsunomiya K. A simplified methodology for estimating solar spectral influence on photovoltaic energy yield using average photon energy. *Energy Science & Engineering* 2013;1(1):18-26.
- [57] Behrendt T, Kuehnert J, Hammer A, Lorenz E, Betcke J, Heinemann D. Solar spectral irradiance derived from satellite data: A tool to improve thin film PV performance estimations?. *Solar Energy* 2013;98(Part B):100-10.
- [58] Gottschalg R, Betts TR, Infield DG, Kearney MJ. On the importance of considering the incident spectrum when measuring the outdoor performance of amorphous silicon photovoltaic devices. *Measurement Science and Technology* 2004;15:460-66.
- [59] Nagae S, Toda M, Minemoto T, Takakura H, Hamakawa Y. Evaluation of the impact of solar spectrum and temperature variations on output power of silicon-based photovoltaic modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2006;90:3568-75.
- [60] Tsutsui J, Kurokawa K. Investigation to estimate the short circuit current by applying the solar spectrum. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2008;16:205-11.
- [61] Piliouguine M, Elizondo D, Mora-López LI, Sidrach-de-Cardona M. Multilayer perceptron applied to the estimation of the influence of the solar spectral distribution on thin-film photovoltaic modules. *Applied Energy* 2013;112:610-7.
- [62] Virtuani A, Fanni L. Seasonal power fluctuations of amorphous silicon thin-film solar modules: distinguishing between different contributions. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2014;22(2):208-17.
- [63] Nikolaeva-Dimitrova M, Kenny RP, Dunlop ED, Pravettoni M. Seasonal variations on energy yield of α -Si, hybrid, and crystalline Si PV modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2010;18(5):311-20.
- [64] Nakada Y, Fukushige S, Minemoto T, Takakura H. Seasonal variation analysis of the outdoor performance of amorphous Si photovoltaic modules using the contour map. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2009;93(3):334-7.

- [65] Gottschalg R, Infield DG, Kearney MJ. Experimental study of variations of the solar spectrum of relevance to thin film solar cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2003;79:527-37.
- [66] Cañete C, Carretero J, Sidrach-de-Cardona M. Energy performance of different photovoltaic module technologies under outdoor conditions. *Energy* 2014;65:295-302.
- [67] Betts TR, Jardine CN, Gottschalg R, Infield DG, Lane K. Impact of spectral effects on the electrical parameters of multijunction amorphous silicon cells. En: *Proceedings of the 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*; 2003. pp. 1756-59.
- [68] Minemoto T, Fukushige S, Takakura H. Difference in the outdoor performance of bulk and thin-film silicon-based photovoltaic modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2009;93(6-7):1062-5.
- [69] Minemoto T, Nakada Y, Takahashi H, Takakura H. Uniqueness verification of solar spectrum index of average photon energy for evaluating outdoor performance of photovoltaic modules. *Solar Energy* 2009;83(8):1294-9.
- [70] Gueymard CA. Daily spectral effects on concentrating PV solar cells as affected by realistic aerosol optical depth and other atmospheric conditions. In: *Proceedings of the SPIE e Optical Modeling and Measurements for Solar Energy Systems III*; 2009. dx.doi.org/10.1117/12.826071. art. no. 741007.
- [71] Dirnberger D, Blackburn G, Müller B, Reise C. On the impact of solar spectral irradiance on the yield of different PV technologies. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2014;132:431-42.
- [72] IEC 60904-7. Photovoltaic devices e part 7: computation of the spectral mismatch correction for measurements of photovoltaic devices. 3rd ed. Geneva (Switzerland): International Electrotechnical Commission; 2008.
- [73] IEC 60904-3. Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data. 2nd ed. Geneva (Switzerland): International Electrotechnical Commission; 2008.
- [74] Nann S, Emery K. Spectral effects on PV-device rating. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 1992;27(3):189-216.

- [75] Ishii T, Otani K, Takashima T. Effects of solar spectrum and module temperature on outdoor performance of photovoltaic modules in round-robin measurements in Japan. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2010;19(2):141-8.
- [76] Ishii T, Otani K, Takashima T, Xue Y. Solar spectral influence on the performance of photovoltaic (PV) modules under fine weather and cloudy weather conditions. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2013;21(4):481-9.
- [77] Ye JY, Reindl T, Aberle AG, Walsh TM. Performance degradation of various PV module technologies in tropical Singapore. *IEEE Journal of Photovoltaics* 2014;4(5):1288-94.
- [78] Nofuentes G, de la Casa J, Torres-Ramírez M, Alonso-Abella M. Solar spectral and module temperature influence on the outdoor performance of thin film PV modules deployed on a sunny inland site. *International Journal of Photoenergy* 2013. [dx.doi.org/10.1155/2013/620127](https://doi.org/10.1155/2013/620127). Article ID 620127.
- [79] Alonso-Abella M, Chenlo F, Nofuentes G, Torres-Ramírez M. Analysis of spectral effects on the energy yield of different PV (photovoltaic) technologies: the case of four specific sites. *Energy* 2014;67:435-43.
- [80] Moreno-Sáez R, Sidrach-de-Cardona M, Mora-López LI. Data mining and statistical techniques for characterizing the performance of thin-film photovoltaic modules. *Expert Systems with Applications* 2013;40(17):7141-50.
- [81] Almonacid F, Rus C, Hontoria L, Muñoz FJ. Characterisation of PV CIS module by artificial neural networks. A comparative study with other methods. *Renew Energy* 2010;35(5):973-80.
- [82] Minemoto T, Takahashi H, Nakada Y, Takakura H. Outdoor performance evaluation of photovoltaic modules using contour plots. *Current Applied Physics* 2010;10(2):S257:S260.
- [83] Takahashi H, Fukushige S, Minemoto T, Takakura H. Output estimation of Si-based photovoltaic modules with outdoor environment and output map. *Journal of Crystal Growth* 2009;311(3):749-52.

- [84] Durisch W, Bitnar B, Mayor J-C, Kiess H, Lam KH, Close J. Efficiency model for photovoltaic modules and demonstration of its application to energy yield estimation. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2007;91(1-5):79-84.
- [85] Lam KH, Close J, Durisch W. Modelling and degradation study on a copper indium diselenide module. *Solar Energy* 2004;77(1):121-7.
- [86] Betts TR, Infield DG, Gottschalg R. Spectral irradiance correction for PV system yield calculations. En: *Proceedings of the 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference*; 2004. pp. 2533-6.
- [87] Martín N, Ruiz JM. A new method for the spectral characterization of PV modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 1999;7:299-310.
- [88] Yoshida S, Ueno S, Kataoka N, Takakura H, Minemoto T. Estimation of global tilted irradiance and output energy using meteorological data and performance of photovoltaic modules. *Solar Energy* 2013;93:90-9.
- [89] Minemoto T, Toda M, Nagae S, Gotoh M, Nakajima A, Yamamoto K, Takakura H, Hamakawa Y. Effect of spectral irradiance distribution on the outdoor performance of amorphous Si//thin-film crystalline Si stacked photovoltaic modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2007;91(2-3):120-2.
- [90] Takei R, Minemoto T, Yoshida S, Takakura H. Output energy estimation of Si-based photovoltaic modules using clearness index and air mass. *Japanese Journal of Applied Physics* 2012;51(10 PART 2). Art. no. 10NF10.
- [91] Piliouline M, Elizondo D, Mora-López L, Sidrach-de-Cardona M. Modelling photovoltaic modules with neural networks using angle of incidence and clearness index. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2014. dx.doi.org/10.1002/pip.2449.
- [92] Carr AJ, Prior TL. A comparison on the performance of different PV module types in temperate climates. *Solar Energy* 2004;76:285-94.
- [93] Gxasheka AR, van Dyk EE, Meyer EL. Evaluation of performance modules deployed outdoors. *Renewable Energy* 2005;30:611-20.

- [94] Strand TR, Kroposki B, Hansen R. Siemens solar CIS PV module and system performance at the NREL. En: Proceedings of the 25th IEEE Photovoltaic Specialists Conference; 1996.
- [95] Tarrant DE, Gay RR. Thin film photovoltaic partnership-CIS-based thin film technology, Final technical report. Report code: NREL/SR-520-27148. NREL, Golden Colorado, EE.UU, 1999.
- [96] Cereghetti N, Realini A, Chianese D, Rezzonico S. Power and energy production of PV modules. En: Proceedings of the 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference; 2001.
- [97] Topic M, Brecl K, Sites J. Effective efficiency of PV modules under field conditions. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2007;15:19-26.
- [98] Igari S, Takahisa K. Accelerated irradiance and temperature cycle test for amorphous silicon photovoltaic devices. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2014;22(6):690-6.
- [99] Nofuentes G, Fuentes M, Aguilera J, Muñoz JV. An assessment on simple modeling approaches to the electric behavior of two CIS PV modules in a sunny climate. *Journal of Solar Energy Engineering Transactions ASME* 2009;131(3):310131-210.
- [100] Pérez PJ, Almonacid G, Aguilera J, de la Casa J. RMS current of a photovoltaic generator in grid-connected PV systems: definition and application. *International Journal of Photoenergy* 2008. [dx.doi.org/10.1155/2008/356261](https://doi.org/10.1155/2008/356261). Article ID 356261.
- [101] Fuentes M, Nofuentes G, Aguilera J, Talavera DL, Almonacid F. An assessment on some simple methods addressed to predict the outdoors electric behaviour of CIGS PV modules in sunny climates. En: Proceedings of the 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference; 2007. pp. 2511-6.
- [102] Muñoz FJ, Almonacid G, Nofuentes G, Almonacid F. A new method based on charge parameters to analyse the performance of stand-alone photovoltaic systems. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2006;90(12):1750-63.
- [103] Luque A, Hegedus S. Handbook of PV science and engineering. Chichester: Wiley; 2003. pp. 905-67.

[104] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie. DGS. Planning and Installing Photovoltaic Systems. A guide for installers, architects and engineers. 3rd ed. Gosport: Routledge; 2013.

[105] Nofuentes G, García-Domingo B, Fuentes M, Moreno R, Cañete C, Sidrach-de-Cardona M, et al. Comparative analysis of the effects of spectrum and module temperature on the performance of thin film modules on different sites. En: Proceedings of the 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference; 2012. pp. 3331-4.

[106] Nofuentes G, Alonso-Abella M, Muñoz JV, García-Domingo B, Fuentes M, De la Casa J, et al. Influence of spectral irradiance distribution and module temperature on the outdoor performance of some thin film PV module technologies. En: Proceedings of the 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference; 2011. pp. 3351-4.

[107] García-Domingo B. Análisis, caracterización y modelado del comportamiento en exterior de módulos de concentración fotovoltaica. Tesis Doctoral. Universidad de Jaén; 2014.

[108] Wilk H. Electricity yield of PV systems in different climates and dependence of module efficiency as a function of irradiance and other factors. En: Proceedings of the 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference; 1997.

[109] Instituto Nacional de Meteorología. Guía resumida del clima en España (1961-1990). Series estadísticas. Madrid: Ministerio de Medioambiente, Gobierno de España; 1997.

[110] Hofmann M, Vanicek P, Haselhuhn R. Is the average photon energy (APE) a suitable measure to describe the uniqueness of solar spectra?. En: Proceedings of the 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference; 2014. pp. 3461-6.

[111] Kataoka N, Yoshida S, Ueno S, Minemoto T. Evaluation of solar spectral irradiance distribution using an index from a limited range of the solar spectrum. *Current Applied Physics* 2014;14:731-7.

[112] Moreno-Sáez R, Mora-López LI. Modelling the distribution of solar spectral irradiance using data mining techniques. *Environmental Modelling and Software* 2014;53:163-72.

[113] Houshyani B. SEDES2 Spectral Model Validation: A comparative study of spectral radiative transfer models for clear and cloudy sky conditions using SMARTS, SPCTRL2 and MODTRAN. 2007

[114] Lorenzo E. Radiación solar y dispositivos fotovoltaicos. Vol. 2. 1st ed. España. Progensa; 2006.

[115] Torres-Ramírez M. García-Domingo B, Elizondo D, Nofuentes G, Talavera DL. Comparative analysis of methods for estimating the average photon energy: the case study of a sunny site. En: Proceedings of the 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition; 2014. pp. 2787-90.

PARTE II

PUBLICACIONES

PUBLICATIONS OF THE PHD

THESIS

En la Parte II, y última, se exponen las contribuciones que han realizado en forma de publicaciones en revistas o comunicaciones a congresos internacionales durante el desarrollo de la presente Tesis Doctoral. Estas contribuciones se presentan agrupadas en las siguientes categorías:

- **PUBLICACIONES EN REVISTAS INDEXADAS JCR.**
- **COMUNICACIONES A CONGRESOS Y CONFERENCIAS INTERNACIONALES.**
- **OTRAS PUBLICACIONES GENERADAS EN EL MARCO DE LA TESIS DOCTORAL.**

PUBLICACIONES EN REVISTAS INDEXADAS JCR

[I] Nofuentes G, de la Casa J, Torres-Ramírez M, Alonso-Abella M. Solar spectral and module temperature influence on the outdoor performance of thin film PV modules deployed on a sunny inland site. *International Journal of Photoenergy* 2013. [dx.doi.org/10.1155/2013/620127](https://doi.org/10.1155/2013/620127). Article ID 620127.

[II] Alonso-Abella M, Chenlo F, Nofuentes G, Torres-Ramírez M. Analysis of spectral effects on the energy yield of different PV (photovoltaic) technologies: the case of four specific sites. *Energy* 2014;67:435-43.

[III] Torres-Ramírez M, Nofuentes G, Silva JP, Silvestre S, Muñoz JV. Study on analytical modelling approaches to the performance of thin film PV modules in sunny inland climates. *Energy* 2014;73:731-40.

[1] Nofuentes G, de la Casa J, Torres-Ramírez M, Alonso-Abella M. Solar spectral and module temperature influence on the outdoor performance of thin film PV modules deployed on a sunny inland site. International Journal of Photoenergy 2013. dx.doi.org/10.1155/2013/620127. Article ID 620127.



Estado / Status: Publicado / Published.

Índice de Impacto / Impact Factor (JCR 2012): 2.663.

Categoría / Subject Category: Energy and Fuels. **Ranking:** 28 / 81 (Q2).

Categoría / Subject Category: Chemistry, Physical. **Ranking:** 52 / 135 (Q2).

Categoría / Subject Category: Optics. **Ranking:** 11 / 80 (Q1).

Categoría / Subject Category: Physics, Atomic, Molecular & Chemical. **Ranking:** 11 / 34 (Q2).

Research Article

Solar Spectral and Module Temperature Influence on the Outdoor Performance of Thin Film PV Modules Deployed on a Sunny Inland Site

G. Nofuentes,¹ J. de la Casa,¹ M. Torres-Ramírez,¹ and M. Alonso-Abella²

¹ Grupo de Investigación y Desarrollo de Energía Solar, IDEA, Escuela Politécnica Superior, University of Jaén, Campus de Las Lagunillas, s/n, 23071 Jaén, Spain

² CIEMAT/DER, Avenida Complutense 22, 28040 Madrid, Spain

Correspondence should be addressed to G. Nofuentes; gnofuen@ujaen.es

Received 25 January 2013; Revised 29 September 2013; Accepted 30 September 2013

Academic Editor: Keith Emery

Copyright © 2013 G. Nofuentes et al. This is an open access article distributed under the Creative Commons Attribution License, which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

This work aims at analysing the influence of both module temperature and solar spectrum distribution on the outdoor performance of the following thin film technologies: hydrogenated amorphous silicon (a-Si:H), cadmium telluride (CdTe), copper indium gallium selenide sulfide (CIGS), and hydrogenated amorphous silicon/hydrogenated microcrystalline silicon hetero-junction (a-Si:H/ μ c-Si:H). A 12-month experimental campaign carried out in a sunny inland site in which a module of each one of these technologies was tested and measured outdoors has provided the necessary empirical data. Results show that module temperature exerts a limited influence on the performance of the tested a-Si:H, CdTe, and a-Si:H/ μ c-Si:H modules. In contrast, the outdoor behaviour of the CIGS module is the most affected by its temperature. Blue-rich spectra enhance the outdoor behaviour of the a-Si:H and a-Si:H/ μ c-Si:H modules while it is the other way round for the CIGS module. However, the CdTe specimen shows little sensitivity to the solar spectrum distribution. Anyway, spectral effects are scarcely relevant on an annual basis, ranging from gains for the CIGS module (1.5%) to losses for the a-Si:H module (1.0%). However, the seasonal impact of the spectrum shape is more noticeable in these two materials; indeed, spectral issues may cause performance gains or losses of up to some 4% when winter and summer periods are considered.

1. Introduction

Doubtless, crystalline silicon (c-Si) is today's photovoltaic (PV) dominating technology. Although it will likely preserve its prevalence in the near and midterm, PV designers and installers are increasingly interested in thin film technologies, still a small but noticeable share of the market. If all announced expansion plans had been completed in due time, thin film production capacity could already have reached around 17 GW—19% of the envisaged market—in 2012 [1]. Some estimates forecast thin film production capacity will rise up to 27 GW—or 24% of the reported future PV market—in 2015 [2]. In this sense, recent widely marketed modules using materials such as hydrogenated amorphous silicon (a-Si:H), cadmium telluride (CdTe), copper indium gallium selenide sulfide (CIGS), and hydrogenated amorphous silicon/hydrogenated microcrystalline silicon heterojunction

(a-Si:H/ μ c-Si:H) will certainly play a crucial role in PV system engineering over the next years due to their ceaseless declining cost and improved outdoor performance [1–3].

The estimation of the PV electricity yield from the climate conditions of a given site is essential in PV engineering. Hence, understanding the outdoor electrical behaviour of PV modules is a key issue for this electricity yield estimation. A wide variety of numerical, algebraic, and empirical methods referenced in the literature [4–12] have succeeded in estimating quite accurately the c-Si PV module outdoor performance. These methods basically state the relationship between the outdoor performance of these devices and two environmental factors: incident irradiance (G , in $\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$) and module temperature (T_{mod} , in $^{\circ}\text{C}$).

However, this outdoor behaviour is not understood to such a large extent for thin film technologies [13, 14].

In fact, the peculiarities of their spectral responses make these technologies more sensitive to the spectral distribution of the irradiance than those based on c-Si. Therefore, the spectrum shape must be taken into account when modeling the power output of a thin film PV module, in addition to G and T_{mod} . Some efforts approaching this issue are worthy mention, just to give some instances. Thus, in spite of being quite accurate, the Martín and Ruiz model [15], based on equations that derive the effective responsivity of the modules from the optical air mass and the clearness index, has been solely proposed for c-Si and a-Si:H. Also, some “one-of-a-kind” complex models addressed to modelling the efficiency of a specific CIGS module have been proposed. This sort of complex models usually involve the clearness index, the optical air mass, and some empirical coefficients [16, 17], which cannot be conclusive for thin film technology, in general.

An interesting, well-proven, and useful method to predict the electricity yield for a given site has been reported for PV grid-connected systems (PVGCS) that use c-Si, a-Si:H, a-Si:H/ $\mu\text{c-Si:H}$, and a-Si/a-SiGe/a-SiGe technologies in Kusatsu city (Japan, latitude 35°N , longitude 136°E) [18–20]. To summarise, this method is mainly based on (a) obtaining a contour graph for each technology in which the module performance ratio (PR) is depicted versus a spectral index termed average photon energy (APE, in eV, to be stated below) and T_{mod} , and (b) producing contour graphs of the collected incident irradiation versus APE and the ambient temperature (T_{amb} , in $^\circ\text{C}$) of the site, which leads to a suitable characterisation of the specific site from a spectral point of view. Since T_{mod} may be derived from T_{amb} and some other environmental factors such as wind speed, a suitable combination of the diagrams obtained in (a) and (b) is the key to achieve a good estimation of the energy yield of the above PV technologies. It should be understood that values of APE depend on the measurement wavelength interval of the spectrum. Thus, in the above works, a wavelength interval ranging from 350 to 1050 nm was considered, so that APE of the AM 1.5 G spectrum equals 1.88 eV. Anyway, this issue will be dealt with more deeply in this paper.

Nevertheless, the method described above still requires a lot of research aimed at improving the understanding of the behaviour of thin film materials under natural sunlight. Thus, although CIGS and CdTe are second and third, respectively, regarding projected thin film production capacity—a-Si:H heads this rank [2]—no contour graphs depicting PR versus APE and T_{mod} for these important technologies have been produced so far. Further, these contour graphs have not been obtained for sites with inland climates, in which levels of water vapour are lower—a fact that leads to shift the solar spectrum to the red—than those of sites which have a maritime climate, in which “blue rich” solar spectra prevail. More specifically, the solar spectral influence on PV materials performance has been explored for values of APE ranging from 1.85 to 2.03 eV. Therefore, the influence exerted by a “red rich” dominating spectrum on thin film technologies still remains to be suitably ascertained; that is, the impact of solar spectra with APE lower than 1.85 eV on such technologies has not been analysed yet. Last, but not least, the works described

in the previous paragraph are supported on experimental data which were drawn from the operation monitoring of several PVGCS, whose PV fields had not been calibrated at standard test conditions (STC). This experimental setup introduces some sources of uncertainty, in principle. Thus, the values for the peak power of these PV fields used in PR calculations and its further analysis have been taken from the module manufacturers’ data sheets, which probably differ from the real calibrated peak power values. Further, uncertainty is also introduced in the maximum power point tracking of the PV fields; these errors should not be underestimated as most reported systems date their start of operation back to a time interval between 1998 and 2004. Existing inverters by then did not show such low values for error in maximum power point tracking as state-of-the-art inverters do nowadays. Besides, these works have not taken into account the impact on PR of the angle of incidence (AOI, in $^\circ$) combined with dirt. Seasonal annealing experienced by the a-Si:H material has not been properly addressed, either.

This work aims at achieving a wider knowledge of the influence of module temperature and solar spectrum distribution on the outdoor performance of thin film PV materials, following the approach described above. Also, this work attempts to amend the shortcomings identified in the previous paragraph as much as possible. Thus, four thin film PV modules—a sample for each one of four considered technologies (a-Si:H, CIGS, CdTe, and a-Si:H/ $\mu\text{c-Si:H}$)—were installed outdoors in the city of Jaén (Spain, latitude 37°N , longitude 3°W , with a Mediterranean-Continental climate). This city is spectrally characterised by enhanced levels of long wavelengths—when compared to maritime and humid sites—due to its sunny inland and dry climate. Thus, the four selected PV specimens underwent an initial calibration in STC prior to be deployed outdoors and another one after their exposure, to check their stability over time. A 12-month experimental campaign was carried out basically intended to scan current (I , in A) voltage (V , in V) curves of these specimens together with some other environmental parameters at which these curves were scanned. For each one of the tested PV modules, a contour graph was obtained in which their outdoor performance is depicted versus APE and T_{mod} , following the approach previously described [18, 21]. PR over the experimental campaign was calculated for each tested PV module. Then, the impact of some phenomena that influence the performance of each considered PV technology over the 12-month test and measurement period—including module temperature and spectral effects—is quantified. Last, some important conclusions regarding the impact of the spectral irradiance distribution and T_{mod} on the outdoor behaviour of the tested thin film PV modules are derived from the analysis of both the contour graphs and the quantified effects of these two influencing factors.

2. Materials and Methods

This section deals with a short tutorial focused on APE, introduced as a meaningful and convenient spectral index together with a description of the experimental setup from

TABLE 1: Module maximum power in STC (W) of the four thin film PV modules under test as provided by the manufacturer and by both the initial and final outdoor calibration.

Module technology	Manufacturer data sheet	Initial calibration (October 2011)	Final calibration (November 2012)
a-Si:H	60 $-5/+10\%$	57.4 $\pm 4\%$	56.2 $\pm 4\%$
CIGS	120 $\pm 10\%$	119.1 $\pm 4\%$	121.2 $\pm 4\%$
CdTe	70 $\pm 5\%$	67.2 $\pm 4\%$	66.5 $\pm 4\%$
a-Si:H/ μ c-Si:H	121 $-5/+10\%$	109.4 $\pm 4\%$	107.6 $\pm 4\%$

which the results to be presented here were obtained. The methodology followed to achieve the targets detailed in the previous section is also described.

2.1. The Average Photon Energy. A suitable characterisation of different spectra is a crucial requirement to assess how the solar spectral variations influence the performance of thin film PV materials. Thus, some atmospheric parameters such as the clearness index and the optical air mass condense important information on the solar spectrum distribution [15, 17]. Nevertheless, in principle, a spectral distribution should be characterized by means of a single parameter, which could lend itself to be used just as the above environmental factors G and T_{mod} . Bearing this in mind, the data recorded using a spectroradiometer are not especially adequate to achieve this characterisation, since these data consist of a more or less large set of points within a given wavelength interval, depending on the spectral range and the resolution of the used instrument. In this sense, APE has been proposed as a single index that characterizes the shape of the incident irradiance spectrum [18, 21, 22] and, consequently, characterises its ‘‘colour.’’ Thus, high values of APE imply that the solar spectrum is shifted towards the blue, as depicted in Figure 1. This index is calculated by dividing the integrated incident irradiance by the integrated photon flux density:

$$\text{APE} = \frac{\int_a^b G(\lambda) d\lambda}{\int_a^b \phi(\lambda) d\lambda}, \quad (1)$$

where $G(\lambda)$ [$\text{W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{nm}^{-1}$] is the incident spectral irradiance, $\Phi(\lambda)$ [$\text{m}^{-2}\cdot\text{nm}^{-1}\cdot\text{s}^{-1}$] is the incident spectral photon flux density, and a [nm] and b [nm] are the lower and upper wavelength limits, respectively, of the interval of the spectrum to be considered. The measurement range of the spectroradiometer usually determines the values for a and b .

It stems from (1) that APE is an index that does not depend on the specific PV material under analysis. Besides, its uniqueness for the spectra measured in a particular site and climate has been raised [23]. Thus, APE is a meaningful and convenient index to determine the impact of the solar spectrum on PV devices outdoor behaviour [14, 24, 25]. Last, (1) shows that, given a specific solar spectral distribution, the value for APE highly depends on the lower and upper wavelength limits— a and b , respectively—used for its calculation. Thus, APE for the AM 1.5 G reference spectrum is equal to 1.88 eV if the wavelength range 350–1050 nm is considered while this value lowers down to 1.59 eV for the range 350–1700 nm [18].

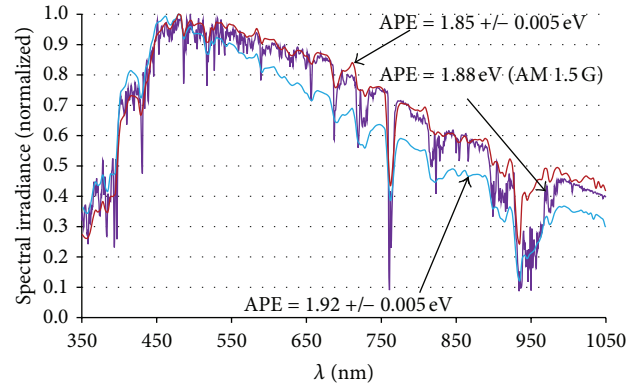


FIGURE 1: Incident spectral irradiance distributions normalized to their maxima. Redder spectra imply lower values of APE. Data corresponding to the reference AM 1.5 G spectrum have been obtained from the IEC 60904-3 standard.

2.2. Experimental Setup. A PV module of each considered technology (a-Si:H, CIGS, CdTe, and a-Si:H/ μ c-Si:H) was deployed outdoors in the city of Jaén on December 2010. The outdoor calibration in STC of all the significant electrical parameters of these four thin film PV modules was carried out in the University of Jaén research facilities on October 2011, prior to the beginning of the experimental campaign to be detailed below. The most meaningful measured parameter for our purpose—the calibrated peak power (P_{CAL}^* , in W)—is shown in Table 1. The nominal peak power, as provided by the manufacturer data sheets (P_{NOM}^* , in W), is also provided in this table. A ten-month term ranging from December 2010 to October 2011 was considered a reasonable duration of the outdoor exposure to ensure the initial stabilization of the tested specimens. In fact, they underwent a new outdoor calibration in the same facilities after the completion of the aforementioned experimental campaign, in November 2012. Results gathered in Table 1 prove that this assumption was suitable for the objectives of our work. Consequently, the outdoor initial calibration values were assumed as the real peak power of each one of the CIGS, CdTe, and a-Si:H/ μ c-Si:H tested PV modules in the experimental results which are to be presented hereafter. The real peak power assumed for the a-Si:H specimen will be detailed in Section 3.3 in order to take into account the seasonal annealing which this material experiences over the year.

The used outdoor test and measurement research facilities are installed in the High Technical School building of the University of Jaén. An equator-facing open rack with a tilt angle of 35° is mounted and located on

the flat roof of this building. The four thin film PV modules were fixed on this open rack. The basic features of the test and measurement have been thoroughly described in some previous works [26, 27]. Thus, the I - V curve tracer system is based on a PVE PVPM 2540C capacitive load which is controlled by a PC running LabView. As the tracing curve process is underway the voltage-current pairs are recorded by means of two Agilent 34411A digital multimeters. The voltage and current data acquisition is synchronized thanks to an external trigger produced by an Agilent 33220A function generator so that the I - V pairs are recorded at the same time. Additionally, the above four PV modules could be tested sequentially using this setup, as four switchgear boxes of solid state relays controlled by means of a multipurpose Agilent 34970A data acquisition/data logger switch unit provide this feature. Regarding environmental parameters, G and $G(\lambda)$ are measured by means of a Kipp & Zonnen CMP 21 pyranometer and an EKO MS700 spectroradiometer, respectively. Two four-wire resistive thermal detectors (RTD) Pt100 pasted at the back skin of each one of the PV modules aim at measuring the module temperature, while a Young 41382VC relative humidity and ambient temperature probe measures these two parameters. Finally, a Young 05305VM anemometer and a Vaisala barometric pressure sensor complete the experimental setup.

The I - V curve of each PV module together with the above parameters was periodically scanned every five minutes from November 2011 to October 2012, inclusive. Incident irradiance was measured at each I - V point in order to check any changes in this environmental parameter that might exceed 2%, due to transient cloud cover during measurement time. Measurements recorded in such changing environmental conditions have not been considered in the results to be presented hereafter. All these measurements have been taken during the time interval comprised between 10:00 and 14:00—the sun elevation is then higher than that of the rest of the day—so that the impact of the angle of incidence lends itself to be estimated in a simplified way, as shown in Section 3.3. Further, measurements with levels of G below $300 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ have also been disregarded. Disregarding these measurements is justified since efficiency at low irradiance levels is hardly relevant [28, 29]. Additionally, low levels of light could turn the inverter into a net energy consumer in grid-tied systems [29]. Then, as only poor contributions to the total electricity yield can be expected below $300 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ in sunny sites [10, 30], they have not been taken into account in this work. Additionally, this lower threshold allows omitting the performance losses of PV modules at low-light levels [31, 32].

2.3. Methodology. In this work, a short spectral characterisation of the collected irradiation over the experimental campaign is carried out first. Indeed, this characterisation proves to be useful to achieve a better understanding of some results shown later. Then, the influence of the module temperature and the spectral irradiance on the outdoor behaviour of the four tested PV modules is analysed in a qualitative way. This analysis is based on some contour

graphs in which the module performance is depicted versus APE and T_{mod} . In addition, PR over the experimental campaign is obtained for each tested PV module. Last, the impact of some phenomena that influence the performance of each considered PV technology over the 12-month test and measurement period—including module temperature and spectral effects—is quantified.

The output DC energy (E_{DC} , in Wh) delivered by each module during the 12-month experimental campaign was calculated by means of the integration of the maximum power obtained from each I - V curve over 5-minute time intervals. The same method was also applied to stored values of G —measured by means of a pyranometer—in order to calculate the incident irradiation (H , in $\text{Wh}\cdot\text{m}^{-2}$) collected during these 12 months. The lower and upper limits of the considered interval of the spectrum— a and b , in (1)—were set to 350 and 1050 nm, respectively.

As commented in the previous section, data collected from November 2011 to October 2012, inclusive, have been used to produce the histogram and contour graphs to be shown next. These contour graphs depict the following, according to a colour code: (a) a matrix of H and (b) matrices of PR, for each tested module. All these matrices have APE and T_{mod} for row and column, respectively, with a grid mesh size of $1^\circ\text{C} \times 0.005 \text{ eV}$.

The procedure to create the above contour graphs may be summarized as follows [18].

- (1) The APE of G is determined by the spectrum shape.
- (2) The rows of both H and E_{DC} are indexed by APE.
- (3) The columns of both H and E_{DC} are indexed by T_{mod} .
- (4) The values of H and the E_{DC} are added to the corresponding grid mesh. Then, incident irradiation for each grid mesh (H_{GM} , in $\text{Wh}\cdot\text{m}^{-2}$) and output DC energy for each grid mesh (E_{DCGM} , in $\text{Wh}\cdot\text{m}^{-2}$) are obtained

Then, grid-mesh performance ratio (PR_{GM}), or performance ratio for each grid mesh, is calculated as follows:

$$\text{PR}_{\text{GM}} = \frac{E_{\text{DCGM}}/P_{\text{NOM}}^*}{H_{\text{GM}}/G^*}, \quad (2)$$

where G^* is the incident irradiance at STC ($1000 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$). Values for P_{NOM}^* [W] were drawn from the second column of Table 1.

3. Results and Discussion

Over 9,500 I - V curves together with the same number of data corresponding to the different environmental factors listed in Section 2.2 were recorded for the tested CIGS, CdTe, and a-Si:H/ μc -Si:H PV modules during the 12-month experimental campaign. However, only over 3,500 experimental samples like those previously described were selected from the whole data set for the tested a-Si:H PV module. These samples correspond to months ranging from December to March, inclusive (winter period, from now on). Approximately

the same amount of these samples was selected for this module corresponding to months ranging from June to September, inclusive (summer period, from now on). Presenting and discussing the experimental results obtained for the a-Si:H PV module according to the winter and summer period is key to address the effects of seasonal annealing which this PV material experiences.

3.1. Spectral Characterisation of the Incident Irradiation Collected over the Experimental Campaign. Figure 2 depicts a histogram in which the percentage cumulative contribution of APE classes to H collected over the 12-month experimental period is shown. Over 60% of this parameter has been generated with values of APE below 1.88 eV (AM 1.5 G). This value is much higher than those reported for Kusatsu city (Japan, latitude 35°N, longitude 136°E) and Málaga (Spain, latitude 36°N, longitude 4°W) which are below 30% for equator-facing surfaces with a tilt angle somewhat lower than the local latitude [21, 27]. This clearly indicates a higher red content of the spectral irradiance in Jaén than those of the other two sites, given the four-hour time window (10:00–14:00) within which spectra were measured. The inland location of Jaén when compared to those of Kusatsu city and Málaga should be kept in mind. The lower humidity of the atmosphere in Jaén leads to a smaller absorption by water vapour. Consequently, the fraction of spectral irradiance at longer wavelengths is increased; this causes a relative “red-rich” spectrum [25]. This spectral feature of the site will allow us to explore how incident spectral irradiance distributions with APE lower than 1.85 eV influence the tested PV specimens. It should be remembered again that previous works [18–20] have only dealt with APE values ranging from 1.85 to 2.03 eV.

Owing to the similarities found between the four contour graphs of H_{GM} collected over the experimental campaign—one for each tested PV module, produced according to the methodology described in Section 2.3—only one of them is shown in Figure 3. Indeed, the peculiarities of this contour graph can be assumed for the four modules under test. The colour related to each grid mesh—1°C × 0.005 eV in size—indicates the range of incident irradiation where the corresponding H_{GM} lies according to the colour code displayed on the right-hand side of Figure 3. The relatively low value of H collected over the experimental campaign—some 600 kWh·m⁻²—is due to the fact that the considered time window when data were recorded in this campaign spans from 10:00 to 14:00. It is also worth pointing out that only a negligible fraction of H impinged on the modules under test at STC (APE = 1.88 eV and $T_{mod} = 25^\circ\text{C}$).

3.2. Performance of the Tested PV Modules as a Function of the Average Photon Energy and Module Temperature. In this context, PR_{GM} is an index that characterises the performance of a PV module at specific values of APE and T_{mod} , so that the influence of the irradiance intensity is negligible, given that measurements taken at incident irradiance levels below 300 W·m⁻² have been left aside [31, 32]. An expression related to PR_{GM} shown below will be most helpful in the

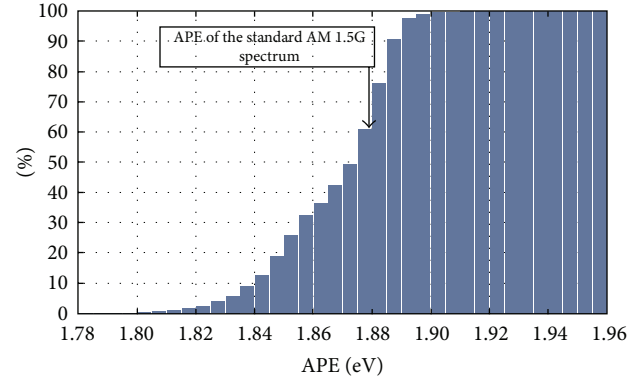


FIGURE 2: Percentage cumulative distribution of H collected over the experimental campaign as a function of APE (class width = 0.005 eV).

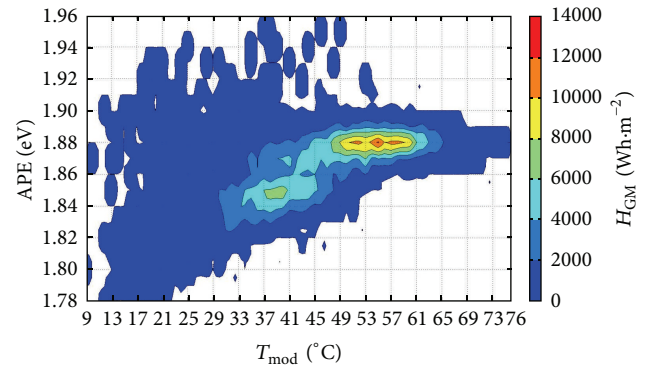


FIGURE 3: Contour graph of H_{GM} over the whole experimental campaign (November 2011–October 2012, inclusive) as a function of T_{mod} and APE for the tested a-Si:H module. Blank areas indicate no data points.

discussion of results detailed hereafter. In this expression, some second-order effects are ignored—low performance at low-light levels as this is our case, AOI combined with dirt effects, and deviations of P_{CAL}^* from P_{NOM}^* —in order to compromise accuracy in favour of simplicity. Thus, as a first approach, this index may be written as follows [33]:

$$PR_{GM} \approx (1 + \gamma(T_{mod} - T_{mod}^*)) \cdot SF^{-1}, \quad (3)$$

where γ [°C⁻¹] is the maximum power temperature coefficient of the module, T_{mod}^* [°C] is the module temperature at STC, and SF^{-1} is the reciprocal of the spectral factor. The latter parameter may be written as

$$SF^{-1} = \frac{\int G(\lambda) SR(\lambda) d\lambda \cdot \int G_{AM1.5G}(\lambda) d\lambda}{\int G_{AM1.5G}(\lambda) SR(\lambda) d\lambda \cdot \int G(\lambda) d\lambda}, \quad (4)$$

where $G_{AM1.5G}(\lambda)$ [W·m⁻²·nm⁻¹] is the spectral irradiance of the standard AM 1.5 G spectrum and $SR(\lambda)$ is the relative spectral response of the PV device.

Values of SF^{-1} above 1 imply a better performance of the considered device under the actual spectrum than that

achieved under the standard AM 1.5 G spectrum if only spectral issues are considered. Conversely, values of SF^{-1} below 1 indicate a worse performance of the PV material under the actual spectrum when compared to the standard one, also assuming only spectral issues. Obviously, SF^{-1} higher than 1 implies spectral gains while SF^{-1} lower than 1 implies spectral losses.

Figures 4–6 show the contour graphs of PR_{GM} for the tested CIGS, CdTe, and a-Si:H/ μ c-Si:H PV modules as a function of T_{mod} and APE. In these figures, some obvious spurious data points have been filtered. At first glance, these three contour graphs share a similar appearance leaving aside some differences which are to be discussed below. In fact, PR_{GM} data points appear when APE ranges from 1.79 to 1.91 eV at values of T_{mod} below 25°C, while these PR_{GM} data points only appear within a much narrower interval of APE which varies between 1.86 and 1.90 eV when T_{mod} exceeds some 55°C. Thus, some of the measured low incident irradiances—values of G in the vicinity of $300 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ —have been recorded under cloudy conditions. Under these conditions, transmission is enhanced in both the ultraviolet and blue range of the spectrum while water vapour absorption takes place at larger wavelength ranges [34]. Consequently, spectra obtained in overcast conditions are shifted to shorter wavelengths and lead to high values of APE. On the other hand, some of the data for these low incident irradiances have been recorded in the morning of clear and cold days, when the spectrum is redder than in the afternoon [35] so that this leads to lower values of APE down to 1.79 eV and values of T_{mod} below 25°C. Measured high incident irradiances—over $600 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ —are assumed to be related to fine weather. In such conditions, as raised by Ishii et al. [25], the Rayleigh scattering which leads to an increase/decrease of the spectral irradiance at shorter wavelengths below 700 nm is balanced by the increase/decrease of “red” light due to water vapour absorption. This “offset effect” keeps values of APE within a relatively small interval around 1.88 eV. This interval gets even narrower—it varies between some 1.87 and 1.89 eV—as incident irradiance exceeds some $900 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$, a fact which is highly correlated with relatively high module temperatures—that is, T_{mod} above some 60°C—in hot and sunny climates such as that of Jaén.

Figures 7 and 8 depict the contour plots of PR_{GM} for the a-Si:H PV tested module in the winter and summer periods, respectively. The shape of the contour graph shown in Figure 7—winter period—resembles those of Figures 4–6. However, the values of PR_{GM} obtained in the winter period take place at APE below 1.88 eV, which indicates a prevailing red-rich spectrum in this season. Only some sixty values of PR_{GM} at APE above 1.88 eV were obtained. In fact, these values are omitted in Figure 7 due to their minor relevance, when compared to the remaining 3,500 points represented in the graph. On the other hand, the contour graph of Figure 8—summer period—shows how a sizeable number of values of PR_{GM} take place at APE above 1.88 eV. Consequently, spectra shifted to shorter wavelengths play an important role in the hot season. The “red-richness” of the solar spectra recorded in the winter period owes a good deal to the sun altitude. In fact,

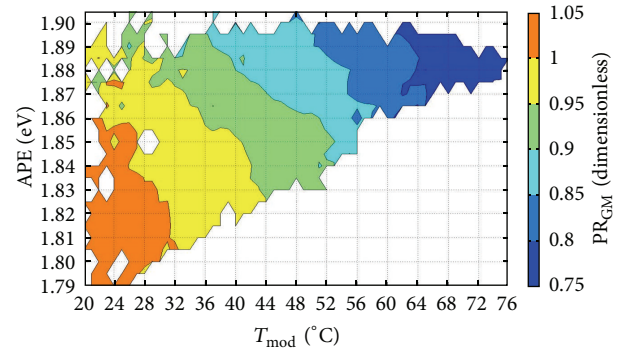


FIGURE 4: Contour graph of PR_{GM} of the tested CIGS PV module as a function of T_{mod} and APE. Blank areas indicate no data points.

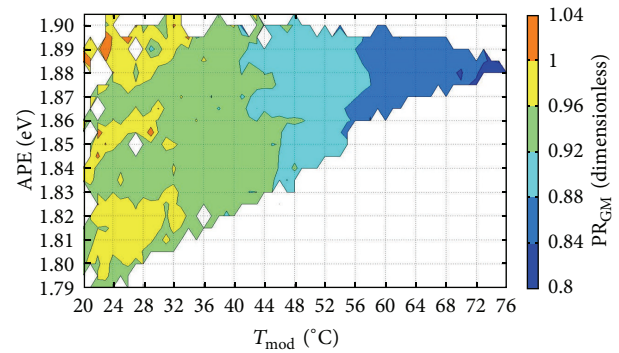


FIGURE 5: Contour graph of PR_{GM} of the tested CdTe PV module as a function of T_{mod} and APE. Blank areas indicate no data points.

the sun altitude is lower in the cold season than in the warm one, so that this fact gives rise to higher values of the optical air mass (OAM), when compared to summer ones. Hence, long wavelength light is enhanced in the winter period, so that low values of APE are obtained.

Regarding seasonal annealing, comparing some areas of Figures 7 and 8 allows identifying this phenomenon in the tested a-Si:H PV module. Thus, in Figure 7—winter period—most values of PR_{GM} vary between 0.88 and 0.92 within the stripe where APE and T_{mod} range from 1.86 to 1.87 eV and from 45 to 57°C, respectively. However, most values of PR_{GM} lie in the interval 0.92 to 0.96 within the stripe determined by the same range of APE and T_{mod} in the summer period (Figure 8).

Contour graphs depicted in Figures 4–8 provide us with some qualitative information to assess the influence of module temperature, which is first discussed below. Then, the impact of the spectral irradiance distribution by means of APE is to be analysed.

- (a) Module temperature turns out to exert a limited influence on the performance of the a-Si:H, CdTe, and a-Si:H/ μ c-Si:H modules. This stems from scanning Figures 5, 6, 7, and 8 in the horizontal direction, at a given fixed APE. According to (3), the explanation of this behaviour lies in the low maximum power

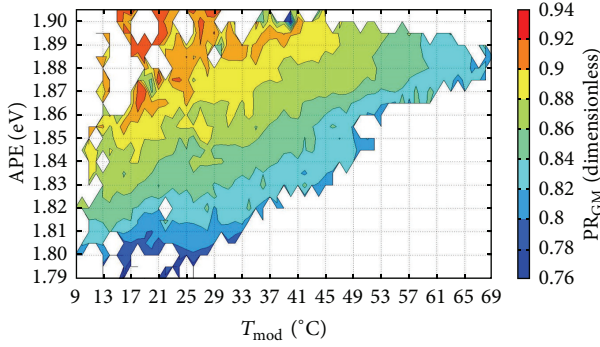


FIGURE 6: Contour graph of PR_{GM} of the tested a-Si:H/ μ c-Si:H PV module as a function of T_{mod} and APE. Blank areas indicate no data points.

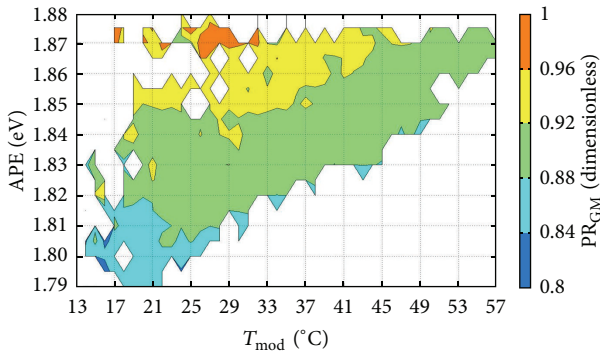


FIGURE 7: Contour graph of PR_{GM} of the tested a-Si:H PV module as a function of T_{mod} and APE for the winter period. Blank areas indicate no data points.

temperature coefficients of these modules when compared to those of modules based on c-Si technologies. Thus, γ equals -0.0023 , -0.0025 , and $-0.0024^{\circ}\text{C}^{-1}$ for the tested a-Si:H, CdTe, and a-Si:H/ μ c-Si:H specimens, as provided by their manufacturers' data sheets. Regarding c-Si, a typical average value of $-0.0040^{\circ}\text{C}^{-1}$ can be assumed for γ [36]. However, the value provided by the CIGS module manufacturer for this parameter ($-0.0045^{\circ}\text{C}^{-1}$) helps to explain the noticeable impact of T_{mod} on the outdoor performance of this module. This is also derived from scanning Figure 4 in the horizontal direction, at a given fixed APE.

- (b) Regarding the spectral incident irradiance distribution, both a-Si:H and a-Si:H/ μ c-Si:H specimens are very sensitive to variations of the shape of the spectrum. This can be easily noticed in Figures 6, 7, and 8, since increasing values of APE—given a fixed module temperature—lead to higher values of PR_{GM} , as a general trend. Doubtless, high spectral gains cause this behaviour, as values of SF^{-1} above 1.1 have been reported when the solar spectrum shifts to the blue [25]. Broadly speaking, blue-rich spectra

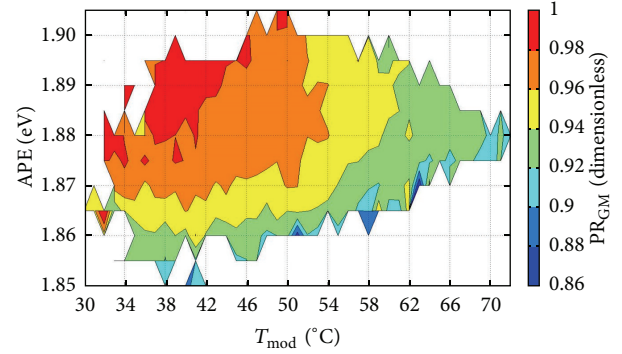


FIGURE 8: Contour graph of PR of the tested a-Si:H PV module as a function of T_{mod} and APE for the summer period. Blank areas indicate no data points.

cause spectral gains in the a-Si:H and a-Si:H/ μ c-Si:H modules, according to (3). Nevertheless, the CIGS module is also very sensitive to the spectral incident irradiance in an opposite way: decreasing values of APE—given a fixed module temperature—lead to higher values of PR_{GM} , also as a general trend. Figure 4 also shows how this performance parameter is greater than 1 within some specific areas of the contour graph where APE is lower than 1.86 eV; spectral gains doubtless explain this, together with low values of T_{mod} . Contrary to the a-Si:H and a-Si:H/ μ c-Si:H specimens—and also broadly speaking—blue-rich spectra cause spectral losses in the CIGS module performance, bearing in mind (3). Last, Figure 5 shows how the CdTe specimen is not so sensitive to APE, especially when T_{mod} exceeds a certain threshold; this can be easily checked by scanning this figure in the vertical direction at a fixed T_{mod} , when this parameter is greater than some 35°C .

3.3. Assessment of the Impact of Phenomena Influencing Performance Ratio over the Experimental Campaign. A qualitative analysis on the influence of the solar spectrum distribution and module temperature on the considered PV modules has been presented in Section 3.2. However, in this section, we attempt to quantitatively assess the impact of these two factors on the performance of the four tested PV modules over the experimental campaign. Thus, in general, five phenomena—which generally cause performance losses—mainly influence the outdoor behaviour of PV modules:

- low performance at low-light levels,
- AOI combined with dirt effects,
- module temperature effects,
- deviations of P_{CAL}^* from P_{NOM}^* ,
- spectral effects.

Additionally, the a-Si:H PV module is subject to seasonal annealing, which must be properly addressed.

The effects of the above phenomena overlap over time and sometimes are rather difficult to clearly be distinguished.

This is why the experimental campaign was arranged in a way that is relatively simple to quantify the impact of both module temperature and irradiance spectral distribution. Thus, since all data were recorded at incident irradiance below $300 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$, low performance related to low-light levels is disregarded here [31, 32]. Also, the effects of dirt have been neglected in what follows; in fact, modules were cleaned manually at least once a month, except under rainy weather.

Leaving aside these two phenomena simplifies the way to make a quantitative estimation of the impact of the remaining ones on the outdoor behaviour of the tested PV specimens. Indeed, the used procedure to quantify these effects is detailed below.

If the module peak power is assumed to be equal to P_{NOM}^* , nominal energy (E_N , in Wh) is stated as the energy which the tested PV module would have delivered over the experimental campaign if the module had ideally operated without any losses, with $T_{\text{mod}} = 25^\circ\text{C}$ and the same solar irradiation during that period of time:

$$E_N = \frac{1}{12} \cdot \frac{P_{\text{NOM}}^*}{G^*} \sum_{i=1}^N G_i \quad (\text{Wh}), \quad (5)$$

where G_i [$\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$] is the i th measured value of the incident irradiance and N is the number of measured values. Factor $1/12$ is used to reconcile units, keeping in mind that the samples were recorded every five minutes.

The final energy (E_F , in Wh) is stated as the energy that the tested PV module actually delivered over the experimental campaign, and it may be written as

$$E_F = \frac{1}{12} \sum_{i=1}^N P_{\text{DC},i} \quad (\text{Wh}), \quad (6)$$

where $P_{\text{DC},i}$ is the i th measured value of the maximum power delivered by the PV module.

Obviously, PR is the ratio of E_F to E_N . It is commonly accepted to express this ratio in percentage units, so that it may be written as

$$\text{PR} = \frac{E_F}{E_N} \cdot 100 \quad (\%). \quad (7)$$

Temperature losses are obtained by calculating the difference between temperature-corrected E_F and E_F itself. For convenience purposes, these temperature losses ($L_{T_{\text{mod}}}$) are expressed in this work in percentage units, relative to E_N :

$$L_{T_{\text{mod}}} = \frac{1}{12} \sum_{i=1}^N P_{\text{DC},i} \left(\frac{1}{1 + \gamma(T_{\text{mod},i} - T_{\text{mod}}^*)} - 1 \right) \quad (8)$$

$$\div E_N \cdot 100 \quad (\%),$$

where $T_{\text{mod},i}$ is the i th measured value of the module temperature. For each module, values of γ as provided by the manufacturer datasheets are used here.

Losses derived from differences between P_{CAL}^* and P_{NOM}^* are obtained by multiplying temperature-corrected E_F by a factor that takes into account this phenomenon. Also, for

TABLE 2: Values of the incident angle modifier for solstices and equinoxes at 10:00, 12:00, and 14:00 ($\omega = -30^\circ, 0^\circ, \text{ and } 30^\circ$, resp.).

	ω [$^\circ$]	θ_s [$^\circ$]	IAM (θ_s)
Summer and winter solstices	-30	37.4	0.98
	0	23.5	0.99
	30	37.4	0.98
Autumn and spring equinoxes	-30	30	0.99
	0 $^\circ$	0	1
	30	30	0.99

convenience purposes, these losses due to the deviation of P_{CAL}^* from P_{NOM}^* ($L_{P_{\text{CAL}}^* \neq P_{\text{NOM}}^*}$) are expressed in this work in percentage units, relative to E_N :

$$L_{P_{\text{CAL}}^* \neq P_{\text{NOM}}^*} = \frac{1}{12} \sum_{i=1}^N \frac{P_{\text{DC},i}}{1 + \gamma(T_{\text{mod}} - T_{\text{mod}}^*)} \left(\frac{P_{\text{NOM}}^*}{P_{\text{CAL}}^*} - 1 \right) \quad (9)$$

$$\div E_N \cdot 100 \quad (\%).$$

Regarding the optical losses experienced by the PV modules, a popular formula for the incident angle modifier (IAM(θ_s)) or relative transmittance is widely used, normalized by the total transmittance for normal incidence, where θ_s [$^\circ$] is the angle of incidence between the rays of the sun and the normal to the surface. This is an expression [37] proposed by the American Society of Heating Refrigerating and Air Conditioning Engineers (ASHRAE):

$$\text{IAM}(\theta_s) = 1 - b_0 \left(\frac{1}{\cos \theta_s} - 1 \right), \quad (10)$$

where b_0 is an empirical coefficient determined for each type of PV module. When unknown, as this is our case, a general value of $b_0 = 0.07$ may be assumed. Equation (10) is applied to direct and circumsolar irradiances, while an approximate constant of 0.9 is used with isotropic and reflected irradiances [36].

Since the tested PV modules were deployed in the Northern Hemisphere on a south-oriented surface with a tilt angle (35°) very close to the latitude (37°N), it may be assumed that [36]

$$\cos \theta_s = \cos \delta \cos \omega, \quad (11)$$

where δ [$^\circ$] is the solar declination and ω [$^\circ$] is the true solar time: $\omega = 0^\circ$ at noon and is counted negative in the morning and positive in the afternoon. Given that experimental data have been recorded daily at 5-minute intervals from 10:00 ($\omega = -30^\circ$) to 14:00 ($\omega = 30^\circ$), Table 3 gathers some relevant values related to the optical losses experienced by the tested PV modules.

From Table 2, it is clear that θ_s varied over our experimental campaign between 0 and 37.4° , which correspond to values of IAM(θ_s) ranging from 1 to 0.98, respectively. Then, a reasonable value to take into account the effects of

TABLE 3: Values of performance ratio and different performance losses experienced by the four tested PV modules over the experimental campaign.

	PR (%)	$L_{T_{\text{mod}}}$ (%)	$L_{P_{\text{CAL}}^* \neq P_{\text{NOM}}^*}$ (%)	L_{AOI} (%)	L_{Spec} (%)
CIGS	89.4	10.3	0.8	1.0	-1.5
CdTe	91.1	4.8	3.6	0.9	-0.4
Si: H/ $\mu\text{c-Si:H}$	85.9	3.8	8.7	1.0	0.6
a-Si: H (winter)	88.4	2.2	4.4	1.0	4.0
a-Si: H (summer)	95.4	7.0	0.7	1.0	-4.1

the AOI on an annual basis is 0.99. Indeed, albedo can be neglected in most PV calculations [36]; in our case, the flat roof ground where the PV modules are deployed has a very dark ochre colour. Besides, direct and circumsolar irradiation highly prevails in sunny climates such as that of Jaén.

Taking into account all the above considerations, the AOI losses (L_{AOI}) are expressed in this work in percentage units, relative to E_N , too, as follows:

$$L_{\text{AOI}} = \frac{1}{12} \cdot \sum_{i=1}^N \frac{P_{\text{DC},i}}{1 + \gamma(T_{\text{mod}} - T_{\text{mod}}^*)} \cdot \frac{P_{\text{NOM}}^*}{P_{\text{CAL}}^*} \cdot \left(\frac{1}{0.99} - 1 \right) \div E_N \cdot 100 \quad (\%) . \quad (12)$$

Last, the estimation of spectral losses (L_{Spec}) is rather straightforward, expressed in percentage units, relative to E_N , as well:

$$L_{\text{Spec}} = 100 - \text{PR} (\%) - L_{T_{\text{mod}}} - L_{P_{\text{CAL}}^* \neq P_{\text{NOM}}^*} - L_{\text{AOI}} \quad (\%) . \quad (13)$$

Table 3 gathers the values of PR, $L_{T_{\text{mod}}}$, $L_{P_{\text{CAL}}^* \neq P_{\text{NOM}}^*}$, L_{AOI} , and L_{Spec} derived from the experimental data collected from November 2011 to October 2012, inclusive. Values of P_{CAL}^* have been drawn from the third column of Table 1—initial calibration—in order to calculate $L_{P_{\text{CAL}}^* \neq P_{\text{NOM}}^*}$ for the CIGS, CdTe, and a-Si:H/ $\mu\text{c-Si:H}$ PV tested modules, by means of (9). Regarding the a-Si:H specimen, seasonal annealing causes a module power variation during its outdoor exposure. Thus, the peak power of this module was calibrated at the beginning of each month during the winter and summer periods, from December to March, inclusive, and from June to September, inclusive, respectively. Accordingly, the average values of these calibrated peak power data have been used to calculate $L_{P_{\text{CAL}}^* \neq P_{\text{NOM}}^*}$ for each season. Indeed, average values of 54.6 and 58.6 W were used for P_{CAL}^* in the winter and summer periods, respectively.

The especially noticeable deviation of P_{CAL}^* from P_{NOM}^* in the a-Si:H/ $\mu\text{c-Si:H}$ PV module—the reader is referred to Table 1—causes the high value obtained for $L_{P_{\text{CAL}}^* \neq P_{\text{NOM}}^*}$ for this specimen. On the other hand, the seasonal annealing experienced by the a-Si:H material is reflected in the oscillation of $L_{P_{\text{CAL}}^* \neq P_{\text{NOM}}^*}$ between 0.7%—summer period—and 7%—winter period. Besides, all the tested modules experience similar losses related to AOI (~1%).

As it could be easily anticipated due to its module maximum power temperature coefficient ($-0.0045^\circ\text{C}^{-1}$, according to manufacturer's data sheets), the CIGS module is the most affected by losses caused by values of T_{mod} other than 25°C (10.3%). The remaining modules are less sensitive to the impact of this parameter, due to their lower values of γ , as commented in Section 3.2.

Spectral losses are scarcely relevant, in general, for the CIGS, CdTe, and a-Si:H/ $\mu\text{c-Si:H}$ PV tested modules. Anyway, it is worth noting that spectral losses turn into gains—negative values of parameter L_{Spec} —for the CdTe and, above all, for the CIGS PV module. As commented in Section 3.2—Figure 4—the performance of this module is enhanced when the spectrum shifts to longer wavelengths. This fact, combined with the prevailing “red-richness” of the solar spectra recorded over the experimental campaign, as derived from Figure 1, is the logical explanation of the annual spectral gains (1.5%) experienced by the CIGS material. On the other hand, the a-Si:H module behaves in an opposite way from a spectral point of view. As shorter wavelengths of the spectra are enhanced in the summer period, this material experiences noticeable spectral gains (4.1%) due to its good performance under “blue-rich” spectra. These gains turn to losses in the winter period (4.0%). Anyway, it should be remembered that longer considered time intervals reduce spectral effects [38]. Thus, although not shown in Table 3, L_{Spec} calculated for the CIGS PV module from December to March, inclusive, equals -3.9% —that is, spectral gains—while this parameter rises up to 3.4% —that is, spectral losses—when calculated from June to September, inclusive. Likewise—not shown in Table 3, either— L_{Spec} equals 1.0% when calculated over the 12 months of the experimental campaign for the a-Si:H PV module.

4. Conclusions

The influence of module temperature and solar spectrum distribution on the outdoor performance of four thin film PV modules—a sample for each one of four considered technologies (a-Si:H, CIGS, CdTe, and a-Si:H/ $\mu\text{c-Si:H}$)—has been explored by means of an experimental campaign arranged so that 60% of the collected incident irradiation over 12 months has been generated under solar spectra whose long wavelength light is enhanced, when compared to the AM 1.5G incident spectral irradiance distribution. In this sense, the inland climate of the site where the experimental campaign took place has allowed us to study the outdoor behaviour of the four tested modules under a “red-rich” solar

spectrum. This has paved the way to analyse this behaviour under values of APE—ranging from 1.79 to 1.91 eV—lower than those explored in previous works—ranging from 1.85 to 2.03 eV—aiming at the same direction [18–20]. For each one of these technologies, a contour graph was obtained in which the module performance is depicted versus APE and T_{mod} . Despite not being an original approach, no such contour graphs have been produced yet for CIGS and CdTe modules, as far as we know. These figures have allowed us to carry out a qualitative analysis of the impact of module temperature and the spectrum shape on the performance of the tested PV modules.

- (a) The performance of the tested a-Si:H, CdTe, and a-Si:H/ $\mu\text{c-Si:H}$ modules shows little sensitivity to T_{mod} due to their low maximum power temperature coefficients. The higher value provided for this parameter by the manufacturer of the CIGS module explains why this device performs worse as T_{mod} increases, at fixed APE.
- (b) Both the a-Si:H and a-Si:H/ $\mu\text{c-Si:H}$ modules noticeably improve their outdoor performance as APE increases—the solar spectral incident irradiance is enhanced at short wavelengths—at fixed T_{mod} . The trend is the other way round for the CIGS module; at fixed T_{mod} , its performance worsens as APE increases; that is, the solar spectral incident irradiance is enhanced at long wavelengths. Last, the CdTe PV module does not show such a strong dependence on this spectral index as the other PV specimens do.

Additionally, PR over the experimental campaign has been calculated for each tested PV module. Also, the impact of some phenomena influencing this index for each considered PV technology over the 12-month test and measurement period has been quantified and discussed.

The especially noticeable deviation of P_{CAL}^* from P_{NOM}^* in the a-Si:H/ $\mu\text{c-Si:H}$ PV module causes the most remarkable losses due to this phenomenon (8.7%). On the other hand, the seasonal annealing experienced by the a-Si:H material is reflected in the oscillation of these kinds of losses between 0.7%—summer period—and 7%—winter period. Nevertheless, all the tested modules experience similar losses related to the impact of the angle of incidence ($\sim 1\%$).

As it could be easily predicted, given its module maximum power temperature coefficient, the CIGS module is the most affected by temperature losses (10.3%). The remaining modules are less sensitive to variations in module temperature, due to their lower values of γ .

Taking an overall view, spectral losses or gains are scarcely relevant—below 1.5%—in general, for all the tested modules when an annual basis is considered. This is not the case when the time interval of integration to calculate spectral effects is lowered down to four months.

Small annual spectral losses are experienced by the CdTe PV module (0.4%) and also small annual spectral gains are experienced by the CdTe specimen (0.6%). These gains rise up to 1.5% for the CIGS PV module; this is the consequence of the improved performance of this module

under long wavelength light, as commented above, combined with the “red-richness” of the solar spectra recorded over the experimental campaign. Since the a-Si:H PV module behaves in an opposite way from a spectral point of view, its spectral losses are equal to 1% on an annual basis.

The impact of the spectrum is more noticeable when time intervals shorter than a year are considered. Spectral gains calculated for the CIGS PV module from December to March, inclusive, equal 3.9% while these gains turn to losses (3.4%) when calculated from June to September, inclusive. On the other hand, the a-Si:H PV module experiences spectral losses of 4.0% and spectral gains of 4.1% for the winter and summer periods, respectively.

Anyway, the small size of the sample and the relatively limited amount of available data—only a module from a specific manufacturer of each one of the four studied technologies, experiencing a 12-month outdoor exposure in a specific sunny suite—suggest using the above conclusions with caution. However, it should be remembered that many valuable contributions have gathered some sound conclusions on thin film PV module outdoor performance using measurements drawn from only one specimen [13–16, 18, 24, 39–41].

Abbreviations

Terminology

AM:	Air mass
ASHRAE:	American Society of Heating Refrigerating and Air Conditioning Engineers
a-Si:H:	Hydrogenated amorphous silicon
a-Si:H/ $\mu\text{c-Si:H}$:	Hydrogenated amorphous silicon/hydrogenated microcrystalline silicon hetero-Junction
CdTe:	Cadmium telluride
CIGS:	Copper indium gallium selenide sulfide
c-Si:	Crystalline silicon
IEC:	International Electrotechnical Commission
PC:	Personal computer
PV:	Photovoltaic(s)
PVGCS:	PV grid-connected system(s)
RTD:	Resistive thermal detector
STC:	Standard test conditions.

Symbols

a :	Lower wavelength limit of an interval of the spectrum [nm]
AOI:	Angle of incidence (in general) [°]
APE:	Average photon energy [eV]
b :	Upper wavelength limit of an interval of the spectrum [nm]
b_0 :	Empirical coefficient determined for each type of PV module
E_{DC} :	Output DC energy [Wh]

E_{DCGM} :	Output DC energy for each grid mesh [Wh·m ⁻²]
E_F :	Final energy [Wh]
E_N :	Nominal energy [Wh]
G :	Incident irradiance [W·m ⁻²]
$G(\lambda)$:	Incident spectral irradiance [W·m ⁻² ·nm ⁻¹]
G^* :	Incident irradiance at standard test conditions [1000 W·m ⁻²]
$G_{\text{AM1.5}}(\lambda)$:	Incident spectral irradiance of the standard AM 1.5 G spectrum [W·m ⁻² ·nm ⁻¹]
G_i :	The i th measured value of the incident irradiance
H :	Incident irradiation [Wh·m ⁻²]
H_{GM} :	Incident irradiation for each grid mesh [Wh·m ⁻²]
I :	Current [A]
$\text{IAM}(\theta_s)$:	Incident angle modifier
L_{AOI} :	Angle of incidence losses
$L_{P_{\text{CAL}}^* \neq P_{\text{NOM}}^*}$:	Losses due to deviation of the calibrated peak power of a PV module from its nominal peak power
L_{Spec} :	Spectral losses
$L_{T \text{ mod}}$:	Temperature losses
N :	Number of measured values (of incident irradiance or maximum power delivered by the PV module)
P_{CAL}^* :	Calibrated peak power of a PV module [W].
P_{NOM}^* :	Nominal peak power of a PV module (as provided by the manufacturer data sheets) [W]
$P_{\text{DC},i}$:	The i th measured value of the maximum power delivered by the PV module [W]
PR:	(Module) performance ratio
PR_{GM} :	(Module) grid-mesh performance ratio
SF:	Spectral factor
$\text{SR}(\lambda)$:	Relative spectral response
T_{amb} :	Ambient temperature [°C]
T_{mod} :	Module temperature [°C]
T_{mod}^* :	Module temperature at STC [°C]
$T_{\text{mod},i}$:	The i th measured value of module temperature [°C]
V :	Voltage [V]
γ :	Module maximum power temperature coefficient [°C ⁻¹]
δ :	Solar declination [°]
θ_s :	Angle of incidence between the rays of the sun and the normal to the surface [°]
$\Phi(\lambda)$:	Incident spectral photon flux density [m ⁻² ·nm ⁻¹ ·s ⁻¹]
ω :	True solar time [°].

Acknowledgments

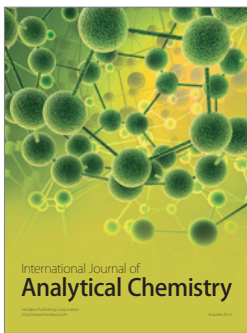
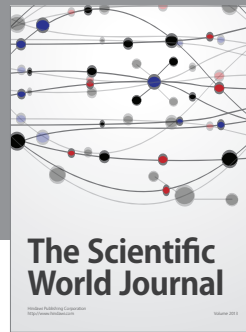
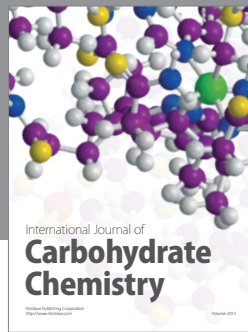
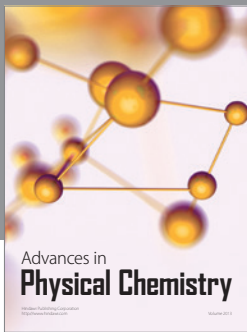
The authors would like to thank B. García-Domingo, F. Chenlo, J. Aguilera, M. Fuentes, and J. V. Muñoz for their

help. This work was supported by the Spanish Ministry of Education, Social Policy and Sports, within the frame of the Project under expedient code ENE200908302, the Spanish Science and Innovation Ministry and the ERDF within the frame of the Project under expedient code ENE2008-05098/ALT, and the Andalusian Research Plan within the Project under expedient code TEP- 5045M. One of the authors (M. Torres-Ramírez) greatly acknowledges *Fundación Iberdrola* for granting an “Energy for Research” Scholarship.

References

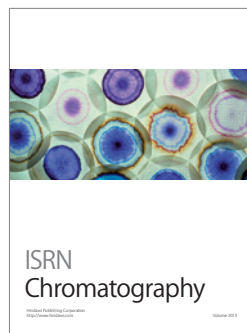
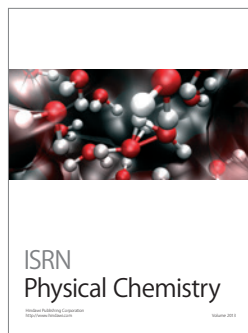
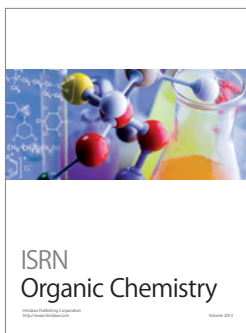
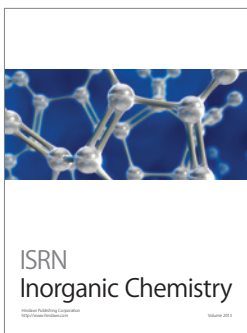
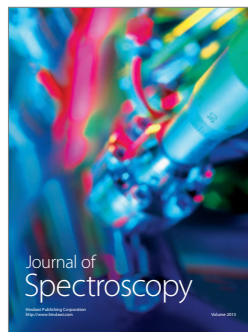
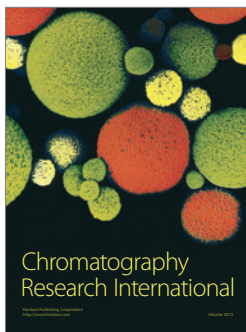
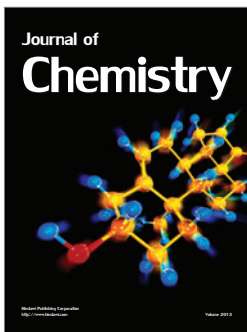
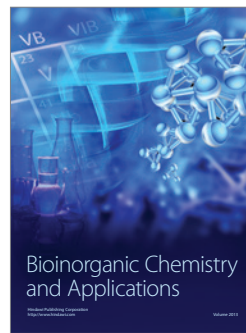
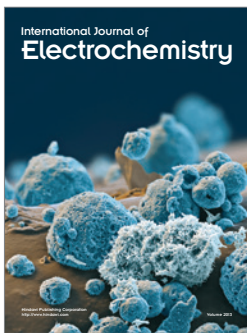
- [1] A. Jäger-Waldau, “Research, solar cell production and market implementation of photovoltaics,” PV Status Report, European Commission, DG Joint Research Centre, Ispra, Italy, 2011.
- [2] A. Jäger-Waldau, “Thin film photovoltaics: markets and industry,” *International Journal of Photoenergy*, vol. 2012, Article ID 768368, 6 pages, 2012.
- [3] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, “ISE photovoltaics report,” Tech. Rep., 2013, <http://www.ise.fraunhofer.de/en>.
- [4] G. L. Araujo and E. Sánchez, “Analytical expressions for the determination of the maximum power point and the fill factor of a solar cell,” *Solar Cells*, vol. 5, no. 4, pp. 377–386, 1982.
- [5] G. L. Araujo, E. Sánchez, and M. Martí, “Determination of the two-exponential solar cell equation parameters from empirical data,” *Solar Cells*, vol. 5, no. 2, pp. 199–204, 1982.
- [6] C. R. Osterwald, “Translation of device performance measurements to reference conditions,” *Solar Cells*, vol. 18, no. 3-4, pp. 269–279, 1986.
- [7] B. Kroposki, K. Emery, D. Myers, and L. Mrig, “A comparison of PV module performance evaluation methodologies for energy ratings,” in *Proceedings of the 1st World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion*, pp. 858–862, Waikoloa, Hawaii, USA, December 1994.
- [8] B. Marion, “A method for modeling the current-voltage curve of a PV module for outdoor conditions,” *Progress in Photovoltaics*, vol. 10, no. 3, pp. 205–214, 2002.
- [9] B. Marion, S. Rummel, and A. Anderberg, “Current-voltage curve translation by bilinear interpolation,” *Progress in Photovoltaics*, vol. 12, no. 8, pp. 593–607, 2004.
- [10] M. Fuentes, G. Nofuentes, J. Aguilera, D. L. Talavera, and M. Castro, “Application and validation of algebraic methods to predict the behaviour of crystalline silicon PV modules in Mediterranean climates,” *Solar Energy*, vol. 81, no. 11, pp. 1396–1408, 2007.
- [11] W. Zhou, H. Yang, and Z. Fang, “A novel model for photovoltaic array performance prediction,” *Applied Energy*, vol. 84, no. 12, pp. 1187–1198, 2007.
- [12] F. Almonacid, C. Rus, L. Hontoria, M. Fuentes, and G. Nofuentes, “Characterisation of Si-crystalline PV modules by artificial neural networks,” *Renewable Energy*, vol. 34, no. 4, pp. 941–949, 2009.
- [13] A. Virtuani, H. Müllejans, and E. D. Dunlop, “Comparison of indoor and outdoor performance measurements of recent commercially available solar modules,” *Progress in Photovoltaics*, vol. 19, no. 1, pp. 11–20, 2011.
- [14] C. Cornaro and A. Andreotti, “Influence of Average Photon Energy index on solar irradiance characteristics and outdoor

- performance of photovoltaic modules,” *Progress in Photovoltaics*, vol. 21, no. 2, pp. 996–1003, 2013.
- [15] N. Martín and J. M. Ruiz, “A new method for the spectral characterization of PV modules,” *Progress in Photovoltaics*, vol. 7, no. 4, pp. 299–310, 1999.
- [16] K. H. Lam, J. Close, and W. Durisch, “Modelling and degradation study on a copper indium diselenide module,” *Solar Energy*, vol. 77, no. 1, pp. 121–127, 2004.
- [17] W. Durisch, B. Bitnar, J.-C. Mayor, H. Kiess, K.-H. Lam, and J. Close, “Efficiency model for photovoltaic modules and demonstration of its application to energy yield estimation,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 91, no. 1, pp. 79–84, 2007.
- [18] T. Minemoto, S. Nagae, and H. Takakura, “Impact of spectral irradiance distribution and temperature on the outdoor performance of amorphous Si photovoltaic modules,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 91, no. 10, pp. 919–923, 2007.
- [19] T. Minemoto, M. Toda, S. Nagae et al., “Effect of spectral irradiance distribution on the outdoor performance of amorphous Si//thin-film crystalline Si stacked photovoltaic modules,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 91, no. 2-3, pp. 120–122, 2007.
- [20] N. Katsumata, Y. Nakada, T. Minemoto, and H. Takakura, “Estimation of irradiance and outdoor performance of photovoltaic modules by meteorological data,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 95, no. 1, pp. 199–202, 2011.
- [21] T. Minemoto, S. Fukushige, and H. Takakura, “Difference in the outdoor performance of bulk and thin-film silicon-based photovoltaic modules,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 93, no. 6-7, pp. 1062–1065, 2009.
- [22] S. R. Williams, T. R. Betts, T. Helf, R. Gottschalg, H. G. Beyer, and D. G. Infield, “Modelling long-term module performance based on realistic reporting conditions with consideration to spectral effects,” in *Proceedings of the 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, pp. 1908–1911, Osaka, Japan, May 2003.
- [23] T. Minemoto, Y. Nakada, H. Takahashi, and H. Takakura, “Uniqueness verification of solar spectrum index of average photon energy for evaluating outdoor performance of photovoltaic modules,” *Solar Energy*, vol. 83, no. 8, pp. 1294–1299, 2009.
- [24] J. Tsutsui and K. Kurokawa, “Investigation to estimate the short circuit current by applying the solar spectrum,” *Progress in Photovoltaics*, vol. 16, no. 3, pp. 205–211, 2008.
- [25] T. Ishii, K. Otani, T. Takashima, and Y. Xue, “Solar spectral influence on the performance of photovoltaic (PV) modules under fine weather and cloudy weather conditions,” *Progress in Photovoltaics*, vol. 21, no. 4, pp. 481–489, 2013.
- [26] G. Nofuentes, M. Alonso-Abella, J. V. Muñoz et al., “Influence of spectral irradiance distribution and module temperature on the outdoor performance of some thin film PV module technologies,” in *Proceedings of the 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Hamburg, Germany, September 2011.
- [27] G. Nofuentes, B. García-Domingo, M. Fuentes et al., “Comparative analysis of the effects of spectrum and module temperature on the performance of thin film modules on different sites,” in *Proceedings of the 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Frankfurt, Germany, September 2012.
- [28] H. Wilk, “Electricity yield of PV systems in different climates and dependence of module efficiency as a function of irradiance and other factors,” in *Proceedings of the 14th European PV Solar Energy Conference*, Barcelona, Spain, July 1997.
- [29] A. Luque and S. Hegedus, *Handbook of PV Science and Engineering*, John Wiley & Sons, Chichester, UK, 2003.
- [30] G. Nofuentes, M. Fuentes, J. Aguilera, and J. V. Muñoz, “An assessment on simple modeling approaches to the electric behavior of two cis pv modules in a sunny climate,” *Journal of Solar Energy Engineering, Transactions of the ASME*, vol. 131, no. 3, Article ID 031013, 10 pages, 2009.
- [31] Y. Nakada, S. Fukushige, T. Minemoto, and H. Takakura, “Seasonal variation analysis of the outdoor performance of amorphous Si photovoltaic modules using the contour map,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 93, no. 3, pp. 334–337, 2009.
- [32] T. Minemoto, H. Takahashi, Y. Nakada, and H. Takakura, “Outdoor performance evaluation of photovoltaic modules using contour plots,” *Current Applied Physics*, vol. 10, no. 2, pp. S257–S260, 2010.
- [33] T. Ishii, K. Otani, and T. Takashima, “Effects of solar spectrum and module temperature on outdoor performance of photovoltaic modules in round-robin measurements in Japan,” *Progress in Photovoltaics*, vol. 19, no. 2, pp. 141–148, 2011.
- [34] S. Nann and C. Riordan, “Solar spectral irradiance under overcast skies,” in *Proceedings of the 21st IEEE Photovoltaic Specialist Conference*, pp. 1110–1115, Orlando, Fla, USA, May 1990.
- [35] F. Fabero and F. Chenlo, “Variance in the solar spectrum with the position of the receiver surface during the day for PV applications,” in *Proceedings of the 22nd IEEE Photovoltaic Specialist Conference*, pp. 812–817, Las Vegas, Nev, USA, October 1991.
- [36] A. Luque and S. Hegedus, *Handbook of PV Science and Engineering*, John Wiley & Sons, Chichester, UK, 2nd edition, 2011.
- [37] Standard ASHRAE 93-77, *Methods of Testing to Determine the Thermal Performance of Solar Collectors*, American Society of Heating, Refrigeration, and Air Conditioning Engineers, New York, NY, USA, 1977.
- [38] S. Nann and K. Emery, “Spectral effects on PV-device rating,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 27, no. 3, pp. 189–216, 1992.
- [39] E. E. Van Dyk, A. R. Gxasheka, and E. L. Meyer, “Monitoring current-voltage characteristics and energy output of silicon photovoltaic modules,” *Renewable Energy*, vol. 30, no. 3, pp. 399–411, 2005.
- [40] A. J. Carr and T. L. Pryor, “A comparison of the performance of different PV module types in temperate climates,” *Solar Energy*, vol. 76, no. 1–3, pp. 285–294, 2004.
- [41] E. E. van Dyk and E. L. Meyer, “Analysis of the effect of parasitic resistances on the performance of photovoltaic modules,” *Renewable Energy*, vol. 29, no. 3, pp. 333–344, 2004.

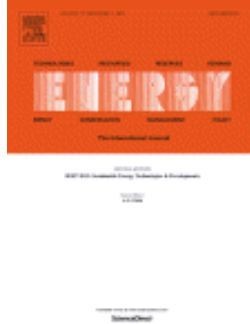


Hindawi

Submit your manuscripts at
<http://www.hindawi.com>



[II] Alonso-Abella M, Chenlo F, Nofuentes G, Torres-Ramírez M. Analysis of spectral effects on the energy yield of different PV (photovoltaic) technologies: the case of four specific sites. Energy 2014;67:435-43.



Estado / Status: Publicado / Published.

Índice de Impacto / Impact Factor (JCR 2013): 4.159.

Categoría / Subject Category: Energy and Fuels. **Ranking:** 13 / 83 (Q1).

Categoría / Subject Category: Thermodynamics. **Ranking:** 2 / 55 (Q1).



Analysis of spectral effects on the energy yield of different PV (photovoltaic) technologies: The case of four specific sites



M. Alonso-Abella^{a,1}, F. Chenlo^{a,1}, G. Nofuentes^{b,*}, M. Torres-Ramírez^{b,2}

^a CIEMAT/DER, Avda. Complutense, 22, 28040 Madrid, Spain

^b IDEA Research Group, University of Jaén, Campus de Las Lagunillas, 23071 Jaén, Spain

ARTICLE INFO

Article history:

Received 30 August 2013

Received in revised form

31 December 2013

Accepted 6 January 2014

Available online 6 February 2014

Keywords:

PV technologies

Energy yield

Spectral effects

Solar spectra measurement

ABSTRACT

This work is aimed at looking into the impact of the solar spectrum distribution on the energy yield of some PV (photovoltaic) materials on both monthly and annual time scales. The relative spectral responses of eight different PV solar cells – representative of each considered technology – have been selected. Modeling solar spectra in four sites located in the north hemisphere together with a 12-month experimental campaign in which spectral irradiances were periodically recorded in two of these sites located in Spain have provided highly interesting results. Regardless of the site, the considered amorphous silicon and cadmium telluride PV cells experience the most noticeable modeled and experimental variations of their monthly spectral gains, whilst flatter seasonal ones are identified in the remaining considered PV technologies. Thus, the maximum monthly variations of these spectral gains take place in the a-Si PV cell, ranging from –16% (winter) to 4% (summer) in Stuttgart. Anyway, the monthly spread of the spectral effects decreases as the latitude of the site does. Last, the impact of the solar spectrum distribution is remarkably reduced when the period of integration is enlarged up to a year. In fact, annual spectral gains keep below 2.2% for all the studied technologies and sites.

© 2014 Elsevier Ltd. All rights reserved.

1. Introduction

PV (photovoltaic) devices are spectrally selective and consequently, the spectral irradiance influences their performance. More specifically, spectral effects take place as a consequence of the differences between the actual solar spectrum under which the PV device operates and the standard solar spectrum, used for rating purposes. Hence, the impact of the spectral irradiance on the performance of PV devices has been widely explored in literature, starting in the early 1980s [1–7]. Thus, a valuable contribution addressed at ascertaining the spectral effects on PV-device rating dates back to 1992 [8]. Also, the concept of ‘UF’ (useful fraction), stated as the ratio of the integrated spectral irradiance within the absorption band to the incident irradiance, has been introduced to be applied to c-Si (crystalline silicon) and a-Si (amorphous silicon) modules, but the modeled power of these PV devices does not match the experimental data reasonably well [9]. The Martín and

Ruiz model [10] presents some accurate expressions aimed at predicting spectral gains and losses as a function of the OAM (optical air mass) and the clearness index (K_T). However, this model is only restricted to c-Si and a-Si. Furthermore, following the way of some previous works addressed to c-Si modules [11], some contour diagrams have been empirically obtained for some PV technologies so that the module performance ratio is depicted as a function of the average photon energy (APE, in eV) and the module temperature [12,13]. In these works, APE is hypothesized to be a unique characteristic of the solar spectrum [14,15]. Nevertheless, assuming the uniqueness of the APE for the spectra measured in a particular site and climate has been questioned by Gueymard [16], so that this author concludes relating the PV performance solely to the APE and the module temperature is a flawed approach. Last, a very comprehensive study concerning the SF (spectral factor) variation depending on fine weather and cloudy weather has been carried out for crystalline silicon together with some thin film technologies by the National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (Japan) [17]. This excellent work presents very interesting results based on spectral measurements carried out in nine different sites in Japan. However, the distinction between cloudy and sunny conditions is made depending on the incident irradiance level, leaving aside some other important indices such as K_T .

* Corresponding author. Tel.: +34 953 212 434; fax: +34 953 211 967.

E-mail addresses: gnofuen@ujaen.es, gustavonofuentes@yahoo.es (G. Nofuentes).

¹ Tel.: +34 913 466 492; fax: +34 913 466 037.

² Tel.: +34 953 212 434; fax: +34 953 211 967.

2. Purpose of the study

Despite the high quality and value of the works cited in the preceding section is out of discussion, a hot issue related to the impact of the solar spectrum on the PV devices performance still lacks a more in-depth analysis. Specifically, quantifying how much the solar spectrum distribution of a given site increases or decreases the electricity produced by a specific PV technology on both a monthly and an annual time scale turns out to be crucial for PV designers and users. In other words, it is the spectral effects integrated over periods longer than an hour or a day that counts. All in all, a prospective customer is mainly interested in the annual energy delivered by a PV device [18–20].

Bearing in mind the considerations presented above, this work is aimed at ascertaining the energy gains or losses – only due to spectral effects – that various kinds of solar cells of different technologies may experience on monthly and annual periods of integration. Our study leaves aside the remaining factors that may influence the final yield such as cell temperature, dependence of the efficiency on the incident irradiance level, degradation, mismatch, ohmic losses in cabling, maximum power point tracking error, inverter efficiency, etc.

3. Materials and methods

Given a specific PV device under a light source, its short circuit current (I_{sc} , in A) may be calculated by Ref. [21]:

$$I_{sc} = A \int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E(\lambda) SR_a(\lambda) d\lambda = A [SR_a(\lambda)]_{\max} \int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E(\lambda) SR(\lambda) d\lambda \quad (1)$$

where A [m^2] is the active area of the PV device, λ_1 [nm] and λ_2 [nm] are the lower and upper limits within which the absorption takes place in the PV device, $E(\lambda)$ [$W m^{-2} nm^{-1}$] is the spectral irradiance of the actual solar spectrum, $SR_a(\lambda)$ [$A W^{-1}$] and $SR(\lambda)$ are the absolute and relative spectral responses of the PV device, respectively, and $[SR_a(\lambda)]_{\max}$ [$A W^{-1}$] is the peak value of $SR_a(\lambda)$.

The SF (spectral factor) is defined in the IEC (International Electrotechnical Commission) 60904-7 standard [22] as follows:

$$SF = \frac{\int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E(\lambda) SR(\lambda) d\lambda \int_{\lambda_3}^{\lambda_4} E^*(\lambda) SR_{REF}(\lambda) d\lambda}{\int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E^*(\lambda) SR(\lambda) d\lambda \int_{\lambda_3}^{\lambda_4} E(\lambda) SR_{REF}(\lambda) d\lambda} \quad (2)$$

where $E^*(\lambda)$ [$W m^{-2} nm^{-1}$] is the spectral irradiance of the standard AM 1.5G spectrum, as stated in the IEC 60904-3 standard [23], $SR_{REF}(\lambda)$ is the relative spectral response of the reference device, λ_3 [nm] and λ_4 [nm] are the wavelength limits within which the reference device is spectrally sensitive.

If the above reference device is a pyranometer, a flat spectral response may be assumed for it so that Eq. (2) may be rewritten as:

$$SF = \frac{\int_{\lambda_3}^{\lambda_4} E^*(\lambda) d\lambda \int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E(\lambda) SR(\lambda) d\lambda}{\int_{\lambda_3}^{\lambda_4} E(\lambda) d\lambda \int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E^*(\lambda) SR(\lambda) d\lambda} \quad (3)$$

Assuming that G [$W m^{-2}$] is the incident global irradiance, G^* [$W m^{-2}$] is the incident global irradiance at standard test

conditions (STC) and I_{sc}^* [A] is the short circuit current of the PV device at STC, Eq. (3) may also be written in a simpler way:

$$SF = \frac{I_{sc} G^*}{I_{sc}^* G} \quad (4)$$

Eq. (4) is derived from Eq. (3) a) taking into account that $\lambda_3 = 300$ nm and $\lambda_4 = 4000$ nm [23] and b) bearing in mind Eq. (1), it may be written:

$$I_{sc}^* = A [SR_a(\lambda)]_{\max} \int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E^*(\lambda) SR(\lambda) d\lambda \quad (5)$$

Values of SF above 1 mean that the PV device under the actual solar spectral distribution is producing a higher short-circuit current – just taking into account only spectral aspects – than that generated under the standard solar spectrum AM 1.5G: this means spectral gains [24]. Conversely, values of SF below 1 mean spectral losses. Although the computation of SF involves short circuit currents, this index can be used to assess the contribution of the solar spectrum shape to the performance of PV devices. Indeed, SF as defined by Eq. (3) does not significantly differ from that obtained in the maximum power point of the module current–voltage curve [25,26].

The spectral responses of eight different standard PV cells were selected as representative of eight technologies: m-Si (monocrystalline silicon), p-Si (polycrystalline silicon), EFG (edge fed growth silicon), m-Si BCC (monocrystalline silicon back-contacted cells), HIT (heterojunction with intrinsic thin layer), CIS (copper indium diselenide), CdTe (cadmium telluride) and a-Si. $SR(\lambda)$ of the considered devices are depicted in Fig. 1. Obtaining these spectral responses was entrusted to the CIEMAT (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas) laboratories, located in Madrid.

The solar spectra of four sites located in the north hemisphere with different latitudes and climates have been simulated using the SEDES2 spectral model [27] together with the Meteonorm™ software [28]. This has paved the way to obtain some theoretical results concerning the spectral effects on the energy yield of the above eight PV specimens on both a monthly and an annual interval of integration. These theoretical results have proved very useful to understand the spectral behavior of PV materials as a function of latitude and climate.

Solar spectra periodically recorded in two out of the four sites mentioned in the preceding paragraph – namely, Madrid (Spain, latitude 40.41°N, longitude 3.73°W) and Jaén (Spain, latitude 37.77°N, longitude 3.80°W), both of them with a high irradiation

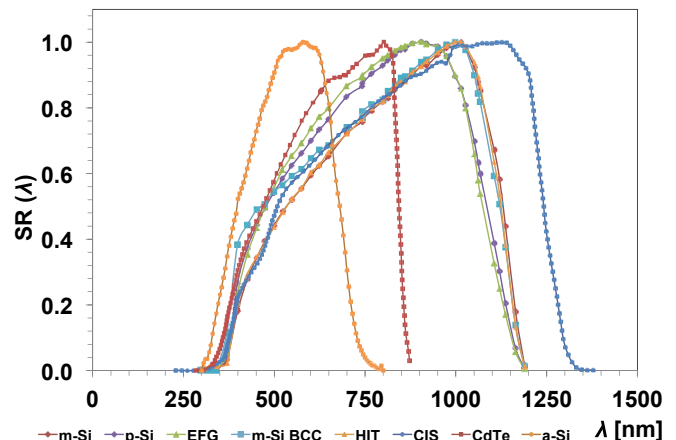


Fig. 1. Relative spectral responses of the eight PV cells considered in this work.

profile- over twelve months have provided sound empirical grounds for our study. Thus, the impact of measured solar spectrum distributions on the electricity yield delivered by the eight PV solar cells under study has been analyzed using both monthly and annual time periods of integration. However, owing to the limitations of the wavelength measurement range of the used spectroradiometers, the spectral effects on the energy yield of the studied solar cells have been referred to those experienced by the considered p-Si solar cell. The reasons for doing so are properly addressed hereafter. Anyway, this is a sensible approach to overcome the limitations of the measurement instruments available to us. In fact, wafer-based c-Si technology prevails in today's PV market and both designers and prospective owners may ponder whether to use or not PV technologies other than this depending on the expected energy yield which is to be delivered per installed kWp. Doubtless, knowing the influence of the spectral distribution on this energy yield is a factor that may turn out to be crucial to help them make a decision.

3.1. Modeled spectral effects on the energy yield

The semi-empirical model SEDES2 calculates hourly distributions of the solar spectrum from commonly available meteorological data of a specific site. Namely, only hourly values of horizontal global and diffuse irradiation, ambient temperature and relative humidity are required. This model compromises accuracy in favor of ease of use quite well when compared to some more accurate ones [29–31]. Consequently, the impact of the spectral irradiance on the PV solar cells whose spectral responses are shown in Fig. 1 may be assessed by using the SEDES2 model. Thus, in order to achieve integrated results regarding spectral gains/losses on both a monthly and an annual basis, two indices are especially meaningful: the SF_m (monthly spectral factor) and the SF_a (annual spectral factor). SF_m may be defined as:

$$SF_m = \frac{\sum_{i=1}^{N_h} I_{sc,i}}{I_{sc}^* \sum_{i=1}^{N_h} G_i} \quad (6)$$

where N_h [h] is the number of hours of the considered month, $I_{sc,i}$ [A] is the i -th hourly value of the short circuit current of the PV device and G_i [$W\ m^{-2}$] is the i -th hourly value of the incident irradiance. Taking into account the considerations presented in Section 1, SF_m may be rewritten as:

$$SF_m = \frac{\int_{\lambda_3}^{\lambda_4} E^*(\lambda) d\lambda \sum_{i=1}^{N_h} \int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E_i(\lambda) SR(\lambda) d\lambda}{\int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E^*(\lambda) SR(\lambda) d\lambda \sum_{i=1}^{N_h} \int_{\lambda_3}^{\lambda_4} E_i(\lambda) d\lambda} \quad (7)$$

where $E_i(\lambda)$ [$W\ m^{-2}\ nm^{-1}$] is the i -th spectral irradiance, which has been hourly modeled by means of SEDES2. Additionally, bearing in mind that a year comprises 8760 h, the SF_a (annual spectral factor) may be written using similar expressions to those stated in Eqs. (6) and (7), just replacing factor N_h with 8760. Obviously, figures of SF_m and SF_a above/below 1 imply spectral gains/losses on a monthly and an annual basis, respectively.

3.2. Measured spectral effects on the energy yield

The empirical data used in this work have been gathered from the outdoor research facilities installed in the High Technical School buildings of both the University Carlos III (Madrid, latitude 40.41°N,

longitude 3.73°W, with a Continental climate) and the University of Jaén (latitude 37.77°N, longitude 3.80°W, with a Mediterranean-Continental climate). In each site, the solar spectra have been measured with an EKO™ MS-700 spectroradiometer. This instrument has measured spectral irradiance during daylight, from 300 to 1050 nm at a resolution of 3.3 nm. The global irradiance data have been obtained by means of a Kipp & Zonnen™ CMP 21 pyranometer in Madrid and Jaén. Both the spectroradiometer and pyranometer were mounted in a South-oriented, 30°-inclined plane for each site. This inclination was selected bearing in mind that tilt angles slightly lower than the latitude maximize the yearly collection of irradiation. The duration of the experimental campaign ranged from January to December 2012, inclusive, and the measurement interval was 5 min. An important data blank of 15 days took place in August in Madrid.

As commented above, the limitations of the experimental setup deterred us from using Eq. (3) to calculate the spectral factor related to each considered cell, under a specific spectral irradiance. Indeed, the measurement range of the used spectroradiometers is limited to 300–1050 nm, while $\lambda_4 = 4000$ nm in this expression. In this sense, Eq. (3) might be rewritten for the purposes described here as:

$$SF = \frac{\int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E(\lambda) SR(\lambda) d\lambda G^*}{\int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E^*(\lambda) SR(\lambda) d\lambda G_{pyr}} \quad (8)$$

where G_{pyr} is the incident global irradiance as measured by means of the pyranometer, in its nominal measurement range of 285–2800 nm. However, using Eq. (8) might turn out to be a flawed approach due to possible different relative calibrations of both the spectroradiometer and the pyranometer. A means to circumvent the errors that may arise as a consequence of these possible different relative calibrations of the measurement instruments may be found by introducing the spectral factor of PV device x relative to device y (SF_{xy}). This index is stated as the ratio of the spectral factor of the device x to the spectral factor of device y . Therefore, SF_{xy} is a relative measurement of the spectral gains/losses that material x experiences under the actual solar spectrum referred to the spectral gains/losses that material y undergoes under the same actual solar spectrum. Then, SF_{xy} may be written as:

$$SF_{xy} = \frac{\int_{\lambda_{1x}}^{\lambda_{2x}} E(\lambda) SR_x(\lambda) d\lambda \int_{\lambda_{1y}}^{\lambda_{2y}} E^*(\lambda) SR_y(\lambda) d\lambda}{\int_{\lambda_{1y}}^{\lambda_{2y}} E(\lambda) SR_y(\lambda) d\lambda \int_{\lambda_{1x}}^{\lambda_{2x}} E^*(\lambda) SR_x(\lambda) d\lambda} = \frac{I_{sc,x}^* I_{sc,y}}{I_{sc,y}^* I_{sc,x}} \quad (9)$$

where $SR_x(\lambda)$ and $SR_y(\lambda)$ are the relative spectral responses of PV device x and y , respectively; λ_{1x} [nm] and λ_{2x} [nm] are the values of wavelength within which the PV absorption takes place in PV device x ; λ_{1y} [nm] and λ_{2y} [nm] are the values of wavelength within which this absorption takes place in the PV device y ; $I_{sc,x}$ [A] and $I_{sc,y}$ [A] are the short circuit current of PV devices x and y , respectively, under the actual solar spectrum; $I_{sc,x}^*$ [A] and $I_{sc,y}^*$ [A] are the short circuit current of PV devices x and y , respectively, under the standard AM 1.5G spectrum.

Anyway, it should be noted that neither Eq. (8) nor Eq. (9) can be applied to the CIS solar cell given that its spectral response extends beyond 1050 nm, which exceeds the used spectroradiometer

measurement range. It stems from this consideration that the PV CIS cell will not be considered in the experimental part of this paper.

Keeping in mind the same approach as that presented in Section 3.1, aimed at achieving integrated results regarding spectral gains/losses on a monthly and an annual basis, two indices will be stated: the monthly spectral factor of device x relative to device y ($SF_{m,xy}$) and the annual spectral factor of device x relative to device y ($SF_{a,xy}$). $SF_{m,xy}$ is defined as:

$$SF_{m,xy} = \frac{I_{sc,y}^* \sum_{i=1}^N I_{sc,x,i}}{I_{sc,x}^* \sum_{i=1}^N I_{sc,y,i}} \quad (10)$$

where N is the number of spectra periodically measured during the considered period of time – one month, in this case – while $I_{sc,x,i}$ [A] and $I_{sc,y,i}$ [A] are the i -th values of the short circuit current of PV devices x and y , respectively, corresponding to the specific spectrum. Taking into account the considerations presented in Section 3.1, $SF_{m,xy}$ may be rewritten as:

$$SF_{m,xy} = \frac{\int_{\lambda_{1y}}^{\lambda_{2y}} E^*(\lambda) SR_y(\lambda) d\lambda \sum_{i=1}^N \int_{\lambda_{1x}}^{\lambda_{2x}} E_i(\lambda) SR_x(\lambda) d\lambda}{\int_{\lambda_{1x}}^{\lambda_{2x}} E^*(\lambda) SR_x(\lambda) d\lambda \sum_{i=1}^N \int_{\lambda_{1y}}^{\lambda_{2y}} E_i(\lambda) SR_y(\lambda) d\lambda} \quad (11)$$

Accordingly, $SF_{a,xy}$ may be written using similar expressions to those stated in Eqs. (10) and (11), just by extending the considered time scale of integration up to a year. Values of $SF_{m,xy}$ and $SF_{a,xy}$ above/below 1 imply that PV device x experiences higher/lower spectral gains than PV device y on a monthly and annual basis, respectively. The experimental part of this paper deals with 5-min periodically measured solar spectra. However, it should be noted that, both $SF_{m,xy}$ and $SF_{a,xy}$ also lend themselves to be calculated by modeling $E_i(\lambda)$ in Eq. (11) using both the SEDES2 model and the Meteonorm™ software.

Despite the increasing presence of technologies other than c-Si-thin-film production capacity could already have reached around 17 GW in 2012 [32]- this material still dominates the PV market. Further, this prevailing position is likely to persist in the near and mid-term. Consequently, it makes sense to select the p-Si PV cell whose spectral response is depicted in Fig. 1 as a ‘PV reference device’ with which the rest of the PV cells considered in this work

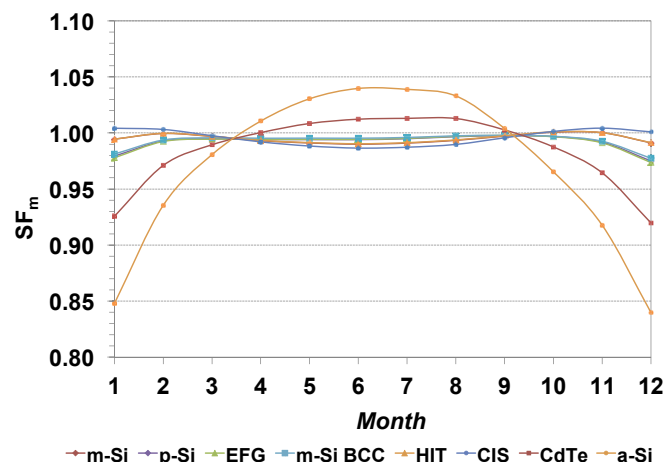


Fig. 2. Modeled figures of SF_m for the considered PV cells (Stuttgart).

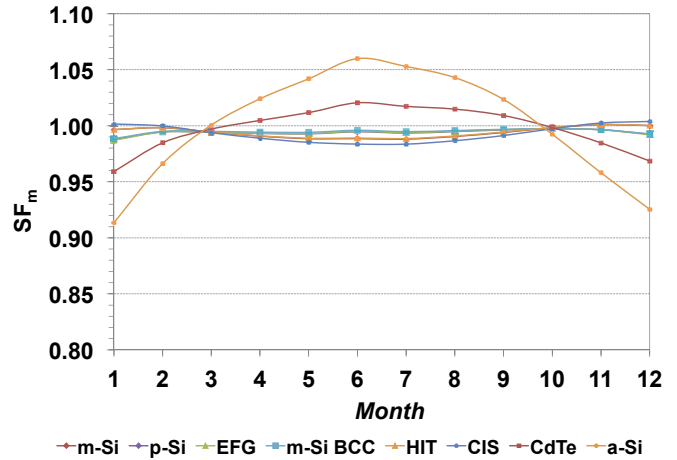


Fig. 3. Modeled figures of SF_m for the considered PV cells (Madrid).

are to be compared taking into account only spectral issues. For the sake of simplicity and in order to improve clarity, this p-Si will be referred to as ‘spectral reference cell’ in what follows.

4. Results and discussion

Figs. 2–5 depict the modeled monthly values of SF_m for the PV solar cells considered and four different sites: Stuttgart (Germany), Madrid (Spain), Jaén (Spain) and Tamanrasset (Algeria). The latitude, longitude and annual average horizontal irradiation ($H_a(0)$, in $kWh\ m^{-2}$) of each one of these sites are gathered in Table 1. The PV solar cells under study are assumed to be deployed on equator-facing planes with a tilt angle of 30° . All the meteorological data required to model $E_i(\lambda)$ have been drawn from the Meteonorm™ software [28].

The impact of the spectral irradiance on the considered technologies is clearly noticeable in the studied a-Si and CdTe solar cells. Monthly spectral effects are especially remarkable in the former. Thus, in a-Si, SF_m ranges from 0.840 during December to 1.040 during June, in Stuttgart. As the latitude of the site lowers, the minimum value of this index increases, reaching values up to 0.971 in Tamanrasset, also during December. However, the maximum value of SF_m shows little sensitivity to latitude and climate. In this sense, maximum monthly spectral gains lie in the interval 4% (Stuttgart) to 6% (Tamanrasset), which obviously correspond to

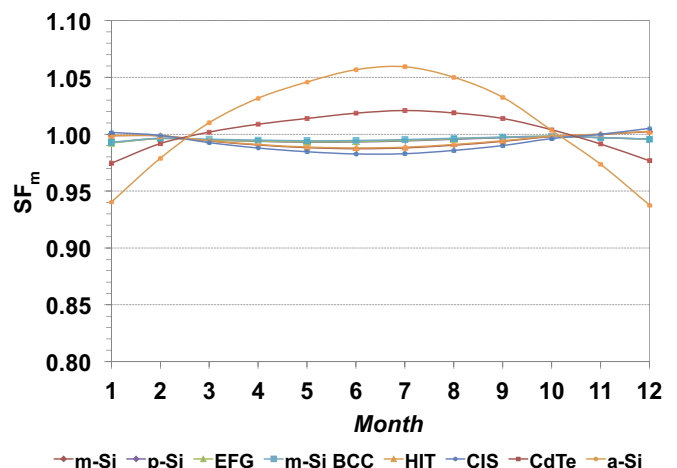


Fig. 4. Modeled figures of SF_m for the considered PV cells (Jaén).

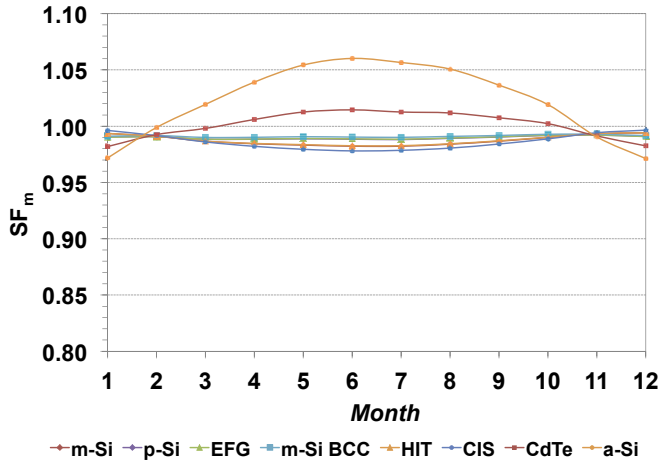


Fig. 5. Modeled figures of SF_m for the considered PV cells (Tamanrasset).

values of SF_m ranging from 1.040 to 1.060, respectively, during June. Regarding CdTe, SF_m ranges from 0.920 – also in December – to 1.013 in August in Stuttgart. The monthly spectral behavior of this material is similar to that of a-Si, so that the smaller the latitude, the higher the minimum value of SF_m . Besides, maximum values of this index keep slightly above 1 in the four considered sites for the CdTe PV solar cell. In these sites, for both a-Si and CdTe, maximum monthly spectral losses and gains take place in winter and summer months, respectively.

The distribution of the solar spectrum exerts a more limited influence in the case of the analyzed CIS solar cell. Nevertheless, the trend of the monthly spectral behavior of this material is just the opposite of those of the above thin film cells. On the one hand, maximum values of SF_m which lie very close to 1 take place in winter months, regardless of the latitude and climate of the site. On the other hand, monthly spectral losses take place in summer. These losses slightly increase as latitude decreases, reaching their maximum in Tamanrasset (2.2% in June).

A far flatter spectral behavior is shown by the remaining c-Si and HIT solar cells, in which SF_m keeps slightly lower than 1 during most months over the year in all the considered sites.

The reasons that lie behind the noticeably changing spectral behavior of the studied thin film devices over the year deserve to be hypothesized. Admittedly, high spectral gains – up to some 20% – take place under cloudy weather conditions in devices with a narrow absorption band such as a-Si and CdTe in both inland and coastal climates, as recently reported in literature [33]. Thus, spectra obtained in overcast days have a blue rich content which favors the PV conversion in these materials. However, these spectral gains are achieved for small figures of the short circuit current of the device under analysis, since these blue-shifted spectra correspond to low irradiances. Consequently, when calculating SF_m , cloudy weather conditions “weight” less than fine weather ones, given that quite larger figures of short circuit current are obtained under sunny conditions. In fact, despite not being shown here,

Table 1
Latitude, longitude and annual average horizontal irradiation of the four sites considered in this work.

	Latitude (°)	Longitude (°)	$H_a(0)$ (kWh·m ⁻²)
Stuttgart	48.77N	9.18E	1260
Madrid	40.41N	3.73W	1864
Jaén	37.77N	3.80W	2038
Tamanrasset	22.78N	5.51E	2522

values of SF_m that closely match those shown in Figs. 2–5 are obtained – for all the considered PV materials and the four sites – if overcast days are disregarded in the calculation of this index and only sunny days are taken into account. Additionally, it should be borne in mind that both a-Si and CdTe cells perform worse – from a spectral point of view – as the solar spectrum shifts to longer wavelengths, while the CIS cell performs better in such conditions, as it clearly stems from Fig. 1. Owing to the fact that as the sun altitude is lower in the cold season than in the warm one, higher values of OAM predominate in winter months, when compared to summer ones. Consequently, long wavelength light is enhanced in the spectral irradiance of clear winter days leading to spectral losses in the considered a-Si and CdTe cells. Further, as the latitude of the site increases, the sun altitude in clear winter days decreases, so that even redder spectra prevail in such sites. This is why spectral losses experienced by these materials during the cold season are higher in Stuttgart than in Tamanrasset. On the other hand, the impact of the spectrum on the CIS cell is just the opposite: this device performs better in winter than in summer, owing to the fact that the altitude of the sun is lower in the cold season, thus leading to red-shifted spectra in clear days, since prevailing values of OAM are higher under these conditions. Besides, the spectral behavior of the CIS solar cell gets worse in summer months as the latitude of the site decreases. In these lower-latitude sites, short wavelength light is even more enhanced in the warm season due to predominating OAM low values. This ‘blue-richness’ of the spectrum leads to higher spectral losses in this material.

Fig. 6 may help to look into the spectral influence on the considered PV materials on an annual basis. In this Figure, SF_a is depicted for each one of these PV materials according to the site where a 12-month outdoor exposure of each considered solar cell has been simulated by means of the SEDES2 model and using meteorological data drawn from the Meteororm™ software. As it can easily be noticed, the influence of the solar spectrum distribution is not markedly relevant, given the fact that SF_a lies within the interval 0.985 to 1.022 in all the cases. It is clear that the longer the time scales of integration – annual, in this case – the smaller the impact of the solar spectrum distribution.

If only spectral issues are taken into account, the annual performance of the a-Si solar cell is enhanced by some 2% in Tamanrasset and Jaén, while it experiences a spectral loss of 0.35% in Stuttgart. As discussed above, the spectral behavior of the CIS solar cell improves slightly and progressively from lower latitudes to higher ones; i.e.: SF_a ranges from 0.987 in Tamanrasset to 0.993 in Stuttgart. Regarding the CdTe device, its annual spectral gains peaks

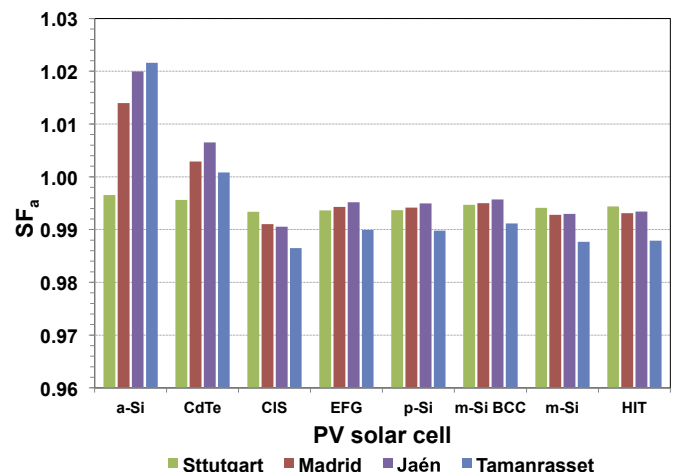


Fig. 6. Modeled figures of SF_a for the considered PV cells and sites.

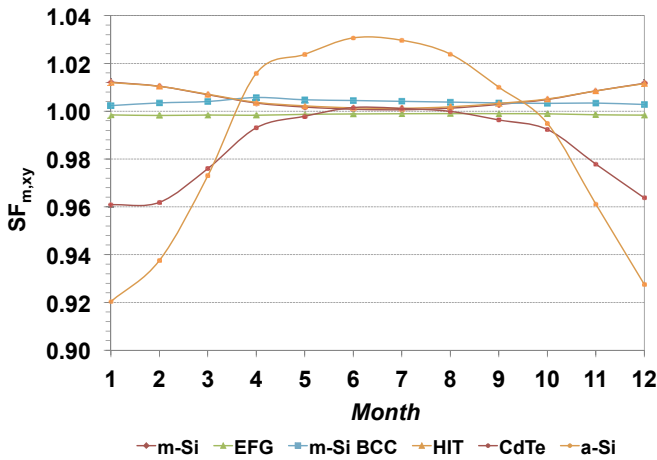


Fig. 7. Experimental figures of $SF_{m,xy}$ for the considered PV cells (Madrid).

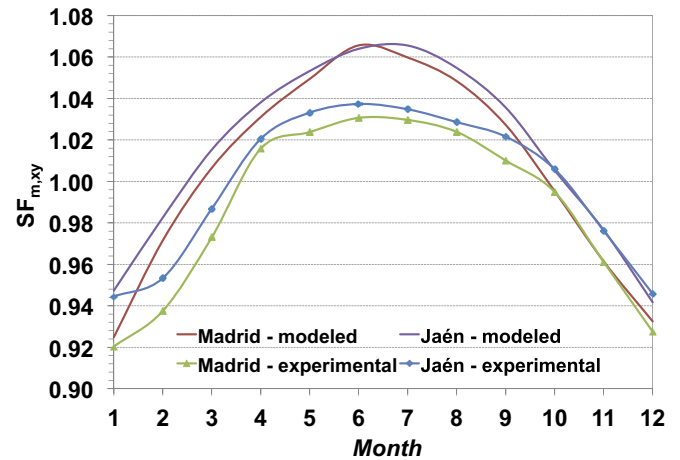


Fig. 9. Experimental and modeled figures of $SF_{m,xy}$ for the considered a-Si PV cell in Madrid and Jaén.

in Jaén (0.5%), whilst these gains turn to losses (0.4%) in Stuttgart. Last, the influence of the spectrum on the considered crystalline technologies and the HIT solar cells is very similar for all of them when it comes to considering integrated values over a year. Thus, the lowest figures of SF_a for all these technologies – some 0.99 – are always achieved in Tamanrasset, while an annual spectral loss of some 0.5% is experienced by them in the remaining sites.

Figs. 7 and 8 depict the empirical values of $SF_{m,xy}$ obtained in Madrid and Jaén, respectively. The variation of this index over the year for the considered PV cells in both sites clearly resembles that of the modeled index SF_m , as shown in Figs. 3 and 4. Thus, for instance, the maximum spread between the month with the lowest and highest relative spectral gains takes place in Madrid for the a-Si cell – up to 3% in summer down to –8% in winter – while this spread reaches values slightly above 0% in summer down to –4% in winter for the CdTe solar cell, also in Madrid. A negligible variation of relative spectral gains is shown by the remaining technologies considered: less than 1% as the difference between the highest and lowest values of $SF_{m,xy}$ over the twelve months of the year.

Just to compare experimental values vs. modeled ones, Figs. 9–12 show the empirical figures of $SF_{m,xy}$ as obtained by means of the 12-month experimental campaign for four out of the eight considered PV cells, together with the modeled figures of $SF_{m,xy}$ for these cells, as obtained by means of the SEDES2 model and data from Meeonorm™ software. It should be remembered that the PV

CIS cell is left aside here, because of the reasons adduced in Section 3.2. Empirical results match theoretical ones reasonably well taking into account that the former have been derived from spectra recorded over a specific year while the latter have been obtained from modeled spectra using meteorological inputs provided by a database. Although not shown in this work, a good agreement between theoretical and empirical results has also been achieved for the remaining three PV solar cells under study.

From a spectral point of view, the a-Si and CdTe devices generally perform better than the spectral reference cell during spring and summer. Conversely, the spectral behavior of both thin film devices is worse than that of the spectral reference cell during autumn and winter. However, the abnormally low values of $SF_{m,xy}$ during the warm season for the CdTe cell in Madrid should be dealt with in future works. Regarding the remaining five technologies, it is worth pointing out that the obtained values of $SF_{m,xy}$ for them indicate no remarkable spectral differences with the p-Si PV cell considered as a spectral reference.

Fig. 13 shows the spectral irradiance influence on the considered PV materials in Madrid and Jaén, respectively – using an annual time scale – when compared to that experienced by the spectral reference cell. In this Figure, empirical values of $SF_{a,xy}$ are depicted for each considered technology together with modeled ones by

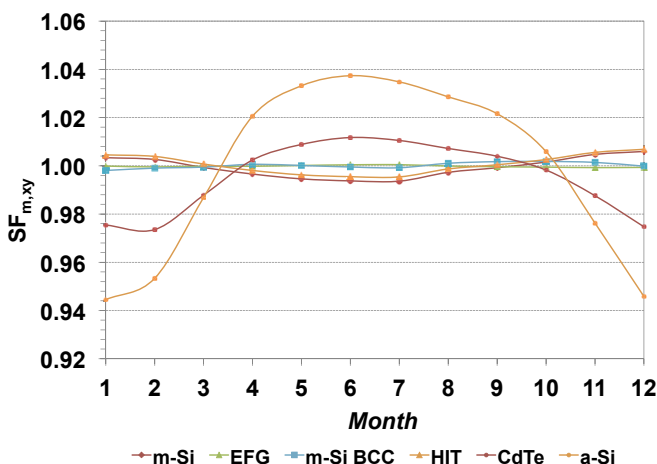


Fig. 8. Experimental figures of $SF_{m,xy}$ for the considered PV cells (Jaén).

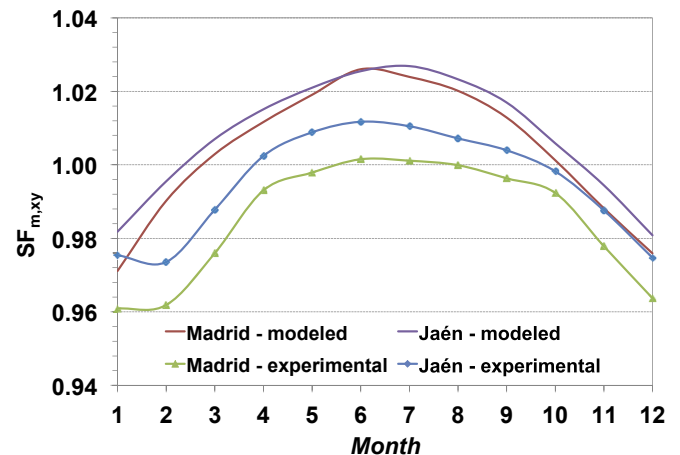


Fig. 10. Experimental and modeled figures of $SF_{m,xy}$ for the considered CdTe PV cell in Madrid and Jaén.

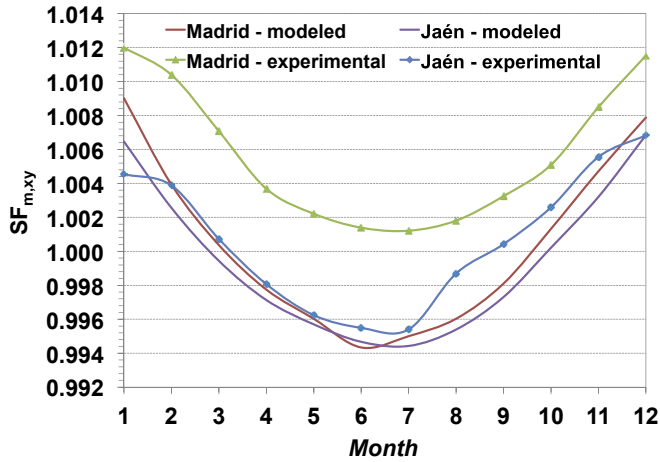


Fig. 11. Experimental and modeled figures of $SF_{m,xy}$ for the considered HIT PV cell in Madrid and Jaén.

means of using both the SEDES2 model and the Meteonorm™ software. If only empirical data are taken into account, the influence of the solar spectrum distribution – relative to the spectral reference cell – was not especially relevant during the 12-month experimental campaign for all the considered PV technologies. In fact, experimental values of $SF_{a,xy}$ range from 0.987 – CdTe PV cell – to 1.005 – HIT PV cell – in Madrid and from 0.996 – CdTe PV cell – to 1.001 – a-Si PV cell – in Jaén for all of them. In addition, according to these empirical data, the annual spectral behavior of the considered a-Si and CdTe PV cells show a relatively noticeable deviation from the modeled results, in contrast with the close agreement between modeled and empirical values of $SF_{a,xy}$ in the rest of PV technologies. As commented above, this fact should be investigated further in future works.

5. Conclusions

The influence of the solar spectral distribution – on a monthly and yearly time scale – on the energy yield delivered by some typical production PV solar cells of different technologies has been studied. Specifically, the relative spectral responses of eight different PV solar cells – each one of them as representative of eight different PV technologies – have been selected. Theoretical results have been obtained by means of spectral irradiance modeling in

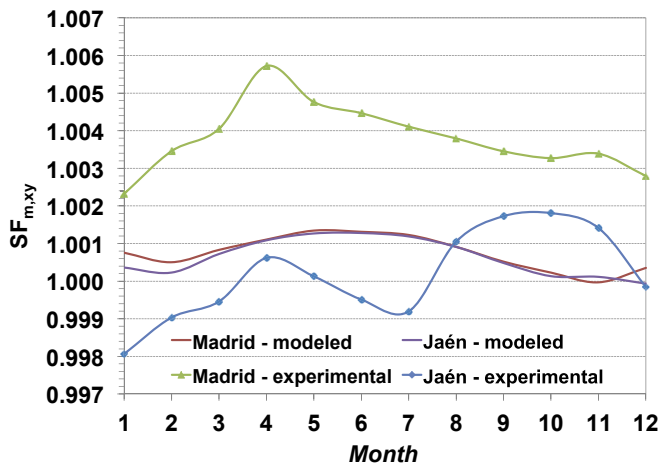


Fig. 12. Experimental and modeled figures of $SF_{m,xy}$ for the considered back-contacted PV cell in Madrid and Jaén.

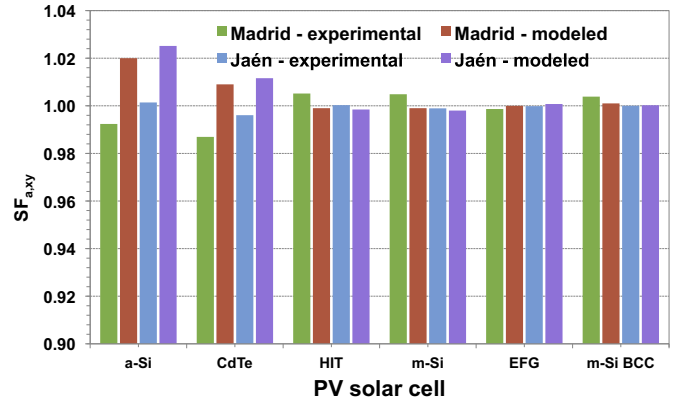


Fig. 13. Experimental and modeled figures of $SF_{a,xy}$ for the considered PV cells in Madrid and Jaén.

four sites with different latitudes and climates located in the north hemisphere. Besides, periodically measured solar spectra in two of these sites characterized by a high irradiation profile have also led to obtain empirical data to support this study.

As regards to the results derived from SEDES2 modeling – using data provided by the Meteonorm™ software – in four north hemisphere sites, higher bandgap technologies such as a-Si and CdTe show noticeable variations in their spectral gains on a monthly basis. These gains reach their maxima in summer and their minima in winter: in fact gains turn to losses in the cold season. It is worth pointing out that the seasonal spread experienced by the spectral gains of these materials gets narrower as the latitude of the site decreases. For the case of the considered a-Si PV cell, these gains range from –16% to 4% in Stuttgart and from –2.9% to 6% in Tamanrasset. This seasonal spread lowers for the CdTe PV cell, so that its gains range from –8% to 1.3% in Stuttgart and from –1.8% to 1.5% in Tamanrasset. Contrary to the a-Si and CdTe PV cells, the CIS monthly spectral gains peak in winter while they drop to their minimum in summer. However, its seasonal spread is not so relevant as those shown by the other two thin film materials. In fact, the difference between the highest and lowest monthly spectral gains in this material keeps below 2% in the four considered sites for the CIS PV cell. The reason of the impact of the solar spectrum distribution on thin film materials, in the terms described above is hypothesized to be a consequence of the relation between OAM of clear days and latitude. Last, the remaining studied technologies – those based on c-Si and HIT – show scarcely remarkable monthly spectral effects: indeed, they experience losses below 2% during most months, from Stuttgart to Tamanrasset.

Modeled results on an annual time scale show that the impact of the solar spectral irradiance is much less relevant, in general. Thus, annual spectral gains lie in the interval –1.5% to 2.2% for all the considered PV technologies and sites. Thin film PV cells – save CIS – experience annual spectral gains below 2.2% in the four studied sites, with the exception of Stuttgart, where these annual gains for thin film technologies turn to small annual losses of some 0.5%. The remaining analyzed PV solar cells experience annual spectral losses that reach a maximum of some 1.5% in Tamanrasset.

Solar spectra recorded at 5-min intervals over a 12-month experimental campaign carried out in two of the above sites characterized by high levels of irradiation – Madrid and Jaén – have provided the necessary empirical data. However, the constraints of the wavelength measurement range of the used spectroradiometers have driven us to analyze the ratio between the spectral gains of a specific PV solar cell and those experienced by the p-Si PV cell under study, termed ‘spectral reference cell’ in this

work. This ratio – in other words, the relative spectral gains – has been computed using both a monthly and an annual interval of integration. Further, the aforementioned limitations of the measurement instruments prevented us from looking into the experimental spectral behavior of the selected CIS PV cell.

The monthly empirical variation of the relative spectral gains of the PV materials under analysis clearly resembles the modeled variation of their monthly spectral gains over the year, discussed above. In fact, the a-Si and CdTe PV cell show the most remarkable variations in their relative spectral gains on a monthly basis, too. Also, maxima and minima are reached in summer and winter, respectively. Again, the seasonal spread shown by the relative spectral gains experienced by these thin film materials is slightly narrower in Jaén than in Madrid, for the a-Si and CdTe PV cells, respectively. This fact would support the hypothesized dependence of the spectral gains on the latitude; i.e.: it should be kept in mind that the latitude of Madrid is higher than that of Jaén. Last, a negligible seasonal spread of the relative spectral gains is identified in the rest of analyzed technologies.

Regarding an annual time scale, experimental relative spectral gains are scarcely relevant for all the considered technologies in Madrid and Jaén. These annual relative spectral gains range from -1.3% to 0.05% for the CdTe and HIT PV cells, respectively, in Madrid, while these gains vary between -0.4% and 0.01% for the CdTe and a-Si PV cells, respectively, in Jaén. The negative values of the relative annual spectral gains experienced by the considered CdTe PV solar cell, together with the deviation of these relative spectral effects from their modeled values should be dealt with further in future works.

It is clear that the narrower the band where the PV conversion takes place, the higher the spectral effects on both a monthly and annual time period of integration. On the other hand, the longer the period of integration, the lower the impact of the solar spectrum distribution on the energy yield, regardless of the considered PV material. Additionally, despite being able to reach remarkable values on an hourly or daily time scale – hourly values of the spectral factor of a-Si materials up to some 20% under cloudy weather conditions have been reported in literature – spectral gains have been proven to be not so relevant when this time scale is enlarged up to a year.

Acknowledgments

This work was supported by the Spanish Science and Innovation Ministry and the ERDF within the frame of the project ‘Estimación de la energía generada por módulos fotovoltaicos de capa delgada: influencia del espectro’ under expedient code ENE2008-05098/ALT.

We would like to thank Dr. D. Myers – National Renewable Energy Laboratory (NREL), USA – for disinterestedly providing us with the source code of the SEDES2 software. The authors are also grateful to Dr. F. Fabero – Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), Spain – for supplying us with the relative spectral responses of the PV solar cells considered in this work.

One of the authors (M. Torres-Ramírez) greatly acknowledges *Fundación Iberdrola* for granting an ‘Energy for Research’ Scholarship.

Appendix

Terminology

a-Si	amorphous silicon
CdTe	cadmium telluride
CIS	copper indium diselenide

CIEMAT	Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas
c-Si	crystalline silicon
EFG	edge fed growth silicon
HIT	heterojunction with intrinsic thin layer
IEC	International Electrotechnical Commission
m-Si	monocrystalline silicon
m-Si BCC	monocrystalline silicon back-contacted cell
p-Si	polycrystalline silicon
PV	photovoltaic(s)
STC	standard test conditions

Symbols

A	active area of the PV device [m^2]
APE	average photon energy [eV]
$E(\lambda)$	spectral irradiance of the actual solar spectrum [$\text{W m}^{-2} \text{nm}^{-1}$]
$E^*(\lambda)$	spectral irradiance of the standard AM 1.5G spectrum [$\text{W m}^{-2} \text{nm}^{-1}$]
$E_i(\lambda)$	the i -th spectral irradiance (hourly modeled or periodically measured at 5-min intervals, in this work) [$\text{W m}^{-2} \text{nm}^{-1}$]
G	incident global irradiance [W m^{-2}]
G^*	incident global irradiance at standard test conditions (STC) [W m^{-2}]
G_i	the i -th hourly value of the incident irradiance [W m^{-2}]
G_{pyr}	incident global irradiance as measured by means of the pyranometer [W m^{-2}]
$H_a(0)$	annual average horizontal irradiation [kWh m^{-2}]
I_{sc}^*	short circuit current of the PV device under the standard AM 1.5G spectrum [A]
$I_{\text{sc},x}^*$	short circuit current of PV device x under the standard AM 1.5G spectrum [A]
$I_{\text{sc},y}^*$	short circuit current of PV device y under the standard AM 1.5G spectrum [A]
I_{sc}	short circuit current of the PV device [A]
$I_{\text{sc},i}$	the i -th hourly value of the short circuit current of the PV device [A]
$I_{\text{sc},x}$	short circuit current of PV device x [A]
$I_{\text{sc},x,i}$	the i -th value of the short circuit current of PV device x [A]
$I_{\text{sc},y}$	short circuit current of PV device y [A]
$I_{\text{sc},y,i}$	the i -th value of the short circuit current of PV device y [A]
K_T	clearness index
N	number of spectra periodically measured during the considered period of time
N_h	number of hours of the considered month [h]
OAM	optical air mass
SF	spectral factor
SF_a	annual spectral factor
$SF_{a,xy}$	annual spectral factor of PV device x relative to device y
SF_m	monthly spectral factor
$SF_{m,xy}$	monthly spectral factor of PV device x relative to device y
SF_{xy}	spectral factor of PV device x relative to device y
$SR(\lambda)$	relative spectral response of the PV device
$SR_a(\lambda)$	absolute spectral response of the PV device [A W^{-1}]
$SR_{\text{REF}}(\lambda)$	relative spectral response of the reference device
$SR_x(\lambda)$	relative spectral response of PV device x
$SR_y(\lambda)$	relative spectral response of PV device y
$[SR_a(\lambda)]_{\text{max}}$	peak value of $SR_a(\lambda)$ [A W^{-1}]
UF	useful fraction
λ_1	lower wavelength limit within which the absorption takes place in the PV device [nm]
λ_{1x}	lower wavelength limit within which the absorption takes place in the PV device x [nm]

- λ_{1y} lower wavelength limit within which the absorption takes place in the PV device y [nm]
 λ_2 upper wavelength limit within which the absorption takes place in the PV device [nm]
 λ_{2x} upper wavelength limit within which the absorption takes place in the PV device x [nm]
 λ_{2y} upper wavelength limit within which the absorption takes place in the PV device y [nm]
 λ_3 lower wavelength limit within which the reference device is spectrally sensitive [nm]
 λ_4 upper wavelength limit within which the limit within which the reference device is spectrally sensitive [nm]

References

- [1] Pearsall NM, Emery KA, Davies M. Influence of reference cell and spectrum on the measurement of solar cells. In: 7th European PVSEC, Seville, Spain 1986. pp. 298–303.
- [2] Wilson HR. Effect of solar spectral variation on solar cell short circuit current; RESULTS of long-term continuous measurements. In: 7th European PVSEC, Seville, Spain 1986. pp. 309–13.
- [3] Riordan C, Hulstrom R. Outdoor spectral solar radiation variations and their relationship to photovoltaic device performance. *Curr Top Photovoltaics* 1990;4:1–23.
- [4] Faine P, Kurtz S, Riordan C, Olson JM. The influence of spectral solar irradiance variations on the performance of selected single-junction and multijunction solar cells. *Sol Cells* 1991;31:259–78.
- [5] Gonzalez MC, Carroll JJ. Solar cells efficiency variations with varying atmospheric conditions. *Sol Energy* 1994;53:395–402.
- [6] Fabero F, Vela N, Chenlo F. Influence of solar spectral variations on the conversion efficiency of a-Si and m-Si PV devices: a yearly and hourly study. In: 13th European PVSEC, Nice, France 1995. pp. 2281–4.
- [7] Araki K, Yamaguchi M. Influences of spectrum change to 3-junction concentrator cells. *Sol Energy Mater Sol Cells* 2003;75(3–4):707–14.
- [8] Nann S, Emery K. Spectral effects on PV-device rating. *Sol Energy Mater Sol Cells* 1992;27(3):189–216.
- [9] Betts TR, Infield DG, Gottschalg R. Spectral irradiance correction for PV system yield calculations. In: 19th European photovoltaic solar energy conference, Paris, France 2004.
- [10] Martín N, Ruiz JM. A new method for the spectral characterisation of PV modules. *Prog Photovoltaics Res Appl* 1999;7(4):299–310.
- [11] Kenny RP, Dunlop HA, Ossenbrink HA, Müllejans H. A practical method for the energy rating of c-Si photovoltaic modules based on standard tests. *Prog Photovoltaics Res Appl* 2006;14(2):155–66.
- [12] Minemoto T, Toda M, Nagae S, Gotoh M, Nakajima A, Yamamoto K, et al. Effect of spectral irradiance distribution on the outdoor performance of amorphous Si/thin-film crystalline Si stacked photovoltaic modules. *Sol Energy Mater Sol Cells* 2007;91(2–3):120–2.
- [13] Katsumata N, Nakada Y, Minemoto T, Takakura H. Estimation of irradiance and outdoor performance of photovoltaic modules by meteorological data. *Sol Energy Mater Sol Cells* 2011;95(1):199–202.
- [14] Minemoto T, Nakada Y, Takahashi H, Takakura H. Uniqueness verification of solar spectrum index of average photon energy for evaluating outdoor performance of photovoltaic modules. *Sol Energy* 2009;83(8):1294–9.
- [15] Cornaro C, Andreotti A. Influence of average photon energy index on solar irradiance characteristics and outdoor performance of photovoltaic modules. *Prog Photovoltaics Res Appl* 2012;21(5):996–1003.
- [16] Gueymard CA. Daily spectral effects on concentrating PV solar cells as affected by realistic aerosol optical depth and other atmospheric conditions. In: SPIE – Optical Modeling and Measurements for Solar Energy Systems III, vol. 7410. San Diego, CA, USA; 2009. p. 14. <http://dx.doi.org/10.1117/12.826071>. art. no. 741007.
- [17] Ishii T, Otani K, Takashima T. Effects of solar spectrum and module temperature on outdoor performance of photovoltaic modules in round-robin measurements in Japan. *Prog Photovoltaics Res Appl* 2011;19(2):141–8.
- [18] Kaldellis JK, Kapsali M. Simulating the dust effect on the energy performance of photovoltaic generators based on experimental measurements. *Energy* 2011;36(8):5154–61.
- [19] Sharma V, Kumar A, Sastry OS, Chandel SS. Performance assessment of different solar photovoltaic technologies under similar outdoor conditions. *Energy* 2013;58:511–8.
- [20] Rhodes JD, Upshaw CR, Harris CB, Meehan CM, Walling DA, Navratil PA, et al. Experimental and data collection methods for a large-scale smart grid deployment: methods and first results. *Energy* 2014;65:462–71.
- [21] Luque A, Hegedus S. *Handbook of PV science and engineering*. Chichester: Wiley; 2003. pp. 905–67.
- [22] IEC 60904–7 (Ed. 3.0). *Photovoltaic devices – part 7: computation of the spectral mismatch correction for measurements of photovoltaic devices*; 2008.
- [23] IEC 60904–3, Ed. 2 International Electrotechnical Commission. *Photovoltaic devices – part 3: measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data*; 2008.
- [24] Perez-Lopez JJ, Fabero F, Chenlo F. Experimental solar spectral irradiance until 2500 nm: results and influence on the PV conversion of different materials. *Prog Photovoltaics Res Appl* 2007;15:303–15.
- [25] Hibberd CJ, Plyta F, Monokroussos C, Bliss M, Betts TR, Gottschalg R. Voltage-dependent quantum efficiency measurements of amorphous silicon multi-junction mini-modules. *Sol Energy Mater Sol Cells* 2011;95(1):123–6.
- [26] Monokroussos C, Bliss M, Qiu YN, Hibberd CJ, Betts TR, Tiwari AN, et al. Effects of spectrum on the power rating of amorphous silicon photovoltaic devices. *Prog Photovoltaics Res Appl* 2011;19(6):640–8.
- [27] Nann S, Riordan C. Solar spectral irradiance under clear and cloudy skies: measurements and a semiempirical model. *J Appl Meteor* 1991;30:447–62.
- [28] **Meteonorm V6.0. Global meteorological database for solar energy and applied meteorology.** www.meteotest.ch.
- [29] Gueymard CA, Myers D, Emery K. Proposed reference irradiance spectra for solar energy systems testing. *Sol Energy* 2002;73(6):443–67.
- [30] Myers DR, Emery K, Gueymard C. Revising and validating spectral irradiance reference standards for photovoltaic performance evaluation. *J Sol Energy Eng Trans ASME* 2004;126(1):567–74.
- [31] Myers DR, Gueymard CA. Description and availability of the SMARTS spectral model for photovoltaic applications. In: SPIE 5520-the international society for optical engineering, Denver, Colorado, USA, vol. 12; 2004. pp. 56–67.
- [32] Jäger-Waldau A. Thin film photovoltaics: markets and industry. *Int J Photoenergy* 2012. <http://dx.doi.org/10.1155/2012/768368>. Article ID 768368.
- [33] Ishii T, Otani K, Takashima T, Xue Y. Solar spectral influence on the performance of photovoltaic (PV) modules under fine weather and cloudy weather conditions. *Prog Photovoltaics Res Appl* 2013;21(4):481–9.

[III] Torres-Ramírez M, Nofuentes G, Silva JP, Silvestre S, Muñoz JV. Study on analytical modelling approaches to the performance of thin film PV modules in sunny inland climates. Energy 2014;73:731-40.

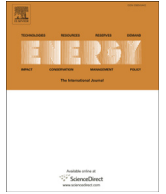


Estado / Status: Publicado / Published.

Índice de Impacto / Impact Factor (JCR 2013): 4.159.

Categoría / Subject Category: Energy and Fuels. **Ranking:** 13 / 83 (Q1).

Categoría / Subject Category: Thermodynamics. **Ranking:** 2 / 55 (Q1).



Study on analytical modelling approaches to the performance of thin film PV modules in sunny inland climates



M. Torres-Ramírez ^{a,*}, G. Nofuentes ^{a,1}, J.P. Silva ^{b,2}, S. Silvestre ^{c,3}, J.V. Muñoz ^{a,1}

^a IDEA Research Group, University of Jaén, Campus de Las Lagunillas, 23071, Jaén, Spain

^b CIEMAT/DER, Avda. Complutense, 22, 28040, Madrid, Spain

^c MNT Group, Electronic Engineering Department, UPC-BarcelonaTech, Campus Nord UPC, 08034, Barcelona, Spain

ARTICLE INFO

Article history:

Received 15 March 2014

Received in revised form

24 May 2014

Accepted 20 June 2014

Available online 16 July 2014

Keywords:

Thin film

Outdoor performance

Simple modelling

Maximum power

Energy yield

ABSTRACT

This work is aimed at verifying that analytical modelling approaches may provide an estimation of the outdoor performance of TF (thin film) PV (photovoltaic) technologies in inland sites with sunny climates with adequate accuracy for engineering purposes. Osterwald's and constant fill factor methods were tried to model the maximum power delivered and the annual energy produced by PV modules corresponding to four TF PV technologies. Only calibrated electrical parameters at STC (standard test conditions), on-plane global irradiance and module temperature are required as inputs. A 12-month experimental campaign carried out in Madrid and Jaén (Spain) provided the necessary data. Modelled maximum power and annual energy values obtained through both methods were statistically compared to the experimental ones. In power terms, the RMSE (root mean square error) stays below 3.8% and 4.5% for CdTe (cadmium telluride) and CIGS (copper indium gallium selenide sulfide) PV modules, respectively, while RMSE exceeds 5.4% for a-Si (amorphous silicon) or a-Si:H/ μ c-Si PV modules. Regarding energy terms, errors lie below 4.0% in all cases. Thus, the methods tried may be used to model the outdoor behaviour of the a-Si, a-Si:H/ μ c-Si, CIGS and CdTe PV modules tested – ordered from the lowest to the highest accuracy obtained – in sites with similar spectral characteristics to those of the two sites considered.

© 2014 Elsevier Ltd. All rights reserved.

1. Introduction

Nowadays c-Si (crystalline silicon) occupies a very remarkable position in the PV (photovoltaic) market with the largest market share –85.6% by the end of 2012– [1]. Although this technology is expected to prevail in the short and mid-term, TF (thin film) PV has steadily increased its market share since the 2000s. The main aim of this technology is to reduce the unitary cost of PV power using alternative manufacturing methods [2]. In this way, photovoltaic modules using materials such as a-Si (amorphous silicon), CdTe (cadmium telluride), CIGS (copper indium gallium selenide sulfide), CIS (copper indium diselenide), and a-Si:H/ μ c-Si:H (hydrogenated amorphous silicon/crystalline silicon hetero-junction) are being widely marketed at present. In this sense, it is worth highlighting

the progress related to the worldwide annual TF technologies module production ranging from 100 MWp in 2005 to 4.3 GWp in 2012 [1]. By this year, TF technologies reached a noticeable market share (14.4%). If all expansion plans are realized in time, estimated cumulative production could be around 27 GW, or 24% of the market share, in 2015 [3].

Together with the development of TF PV technology, many research efforts have been made trying to improve the understanding of its outdoor performance. Thus, some previous studies about the indoor and outdoor characterization of TF technologies have been carried out in order to assess which atmospheric parameters have a higher impact on its performance and operation [4–14]. Processes of degradation of these devices have also been thoroughly studied [13,15,16]. Additionally, these technologies –specially amorphous silicon– are more sensitive to the distribution of the spectral irradiance than those based on crystalline silicon. Apart from that, some good and accurate complex models have been proposed in recent PV literature [17–25] to predict the performance of TF modules and the energy output produced by those PV devices exposed outdoors. These models include contour graphs, artificial neural networks, etc. Despite these efforts, the

* Corresponding author. Tel.: +34 953 213 306; fax: +34 953 211 967.

E-mail addresses: miguel.torres@ujaen.es, mtr00004@gmail.com (M. Torres-Ramírez).

¹ Tel.: +34 953 213 306; fax: +34 953 211 967.

² Tel.: +34 913 466 743; fax: +34 913 466 037.

³ Tel.: +34 934 017 491.

outdoor behaviour of TF PV modules is far from being understood in full. These algebraic, numerical and empirical models pose some difficulties when applied. Indeed, the mentioned models use complex mathematic expressions that usually require advanced scientific knowledge. Besides, some required input data – e.g.: distribution of the spectral irradiance – are not commonly available in meteorological stations. Consequently, these methods are difficult to apply by PV designers and installers to make an energy yield estimation of PV installations that use TF modules. By contrast, many PV engineers usually prefer models that compromise accuracy in favour of simplicity, leaving aside some second order effects. The reasons of this frequent choice are deeply addressed in Refs. [26–31].

2. Purpose of the work

This work is aimed at verifying that simple modelling of outdoor performance for TF PV modules provides an estimation of the electricity yield in sites with sunny inland climates with adequate accuracy for PV systems engineering purposes. The main contribution of this work is based on trying some simple and well-known analytical methods –Osterwald's Method [32] and Constant Fill Factor Method– in eight TF PV specimens. Four TF PV technologies have been tested; namely, a-Si:H, a-Si:H/ $\mu\text{c-Si}$, CdTe and CIGS. Neither of the methods tried is an original contribution since they were originally developed and are still widely used for c-Si cells [28]. However, as has already been pointed out [32,33], these methods could be applied to other materials, in principle. A study based on CIS PV specimens was addressed to predict the behaviour of modules of this technology in a sunny inland climate [26] using the above methods, so that a good agreement between experimental and modelled data was achieved. It should be remarked that the paper presented here is aimed at –but not limited to– modelling the performance of CIGS (copper indium gallium selenide sulfide) PV modules in sunny inland sites by means of simple analytical methods. As noted by Virtuani et al. [34], each device of CIS and CIGS technologies is somehow unique due to the actual composition or stoichiometry of the material, the deposition temperature and thickness of the CdS buffer layer, different deposition processes, etc. Consequently, this paper is pertinent and timely given that, to our knowledge, such a simple analytical modelling of the performance of these peculiar PV modules (CIGS) has not been attempted before.

As mentioned above, despite not being an original approach, the methods cited in the preceding paragraph have not been tried in CdTe, a-Si, CIGS, and a-Si:H/ $\mu\text{c-Si}$ technologies yet. The main advantage of these methods lies in the fact that they only use as input data the calibrated electrical parameters at STC (standard test conditions) of the PV specimen whose outdoor performance is to be modelled and two environmental factors; namely, on-plane global irradiance (G , in $\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$) and module temperature (T_C , in $^{\circ}\text{C}$).

This paper is organized as follows: the experimental setup, the methods tried and the applied methodology are detailed in Section 3. The tested PV specimens used to analyze the suitability of the methods tried are also described in this section. The results and their further discussion are presented in Section 4. Specifically, an outdoor performance analysis dealing with maximum power delivered and annual energy produced is carried out. Some statistical parameters are used to assess the goodness of the methods tried. Finally, the results obtained are discussed at the end of Section 4. This paper ends with Section 5 in which the most important conclusions are summarized.

3. Materials and methods

Data collected over a 12-month experimental campaign are analyzed in this paper. Some statistical parameters are used to

validate some simple analytical methods addressed at modelling the performance of eight TF PV specimens. The experimental campaign carried out in this study started in November 2011 and ended in October 2012, inclusive. Each module was tested and measured during this time frame so that the PV specimens under test experienced a wide variety of weather conditions. The information obtained during this monitoring period provided an amount of meaningful empirical data to obtain some solid grounds to analyze the suitability of using the above simple methods for predicting the electricity yield of these PV specimens. Thus, the discrepancies between modelled and measured maximum power delivered and energy produced by these eight TF PV modules were quantified.

3.1. Experimental setup

The PV modules under study were deployed in two different sites; namely, Jaén (Spain, latitude $37^{\circ}45'\text{N}$, longitude $3^{\circ}47'$) and Madrid (Spain, latitude $40^{\circ}24'\text{N}$, longitude $3^{\circ}42'\text{W}$) with Continental-Mediterranean and Continental climates, respectively. In particular, an equator-facing open rack with a tilt angle of 35° was mounted and located in both locations. The tilt angle selected for the open racks was meant to maximize the collection of annual on-plane irradiation. This criterion is widely followed when designing PV grid-connected systems, provided that no constraints such as those imposed by architectural integration prevent the PV designer from following it. Keeping this in mind, the optimal angle of inclination for Madrid (Spain, latitude $40^{\circ}24'\text{N}$, longitude $3^{\circ}42'\text{W}$) lies precisely at 35° [35]. This value may be assumed for Jaén (Spain, latitude $37^{\circ}45'\text{N}$, longitude $3^{\circ}47'$) with no significant error.

Two PV specimens for each one of the four technologies considered (a-Si, CIGS, CdTe and a-Si:H/ $\mu\text{c-Si}$) were under analysis. Specifically, a PV module of each one of the technologies studied was installed in each site, fixed on the previously mentioned open racks. Thus, four TF PV modules and the corresponding test and measurement equipment were located in Jaén (Fig. 1 – LHS). The experimental setup of Madrid (Fig. 1 – RHS) comprised an equivalent set of four TF PV modules and the corresponding test and measurement system. Identical PV modules were tested in both locations, regarding model and module manufacturer, save CIGS specimens, which were supplied by two different manufacturers.

Prior to the beginning of the test and measurement campaign, the TF PV specimens were exposed outdoors to ensure their initial stabilization during a period of fifteen months (July 2010 to November 2011). This exposure was aimed at avoiding further degradation processes that could influence and invalidate the final results and conclusions. Upon this outdoor exposure, just before starting the experimental campaign (October, 2011) the eight PV specimens were calibrated outdoors at the IDEA Research Group facilities. The resulting electrical parameters at STC were used as input data when testing experimentally the analytical methods described below. Indeed, the maximum power values measured in this outdoor calibration were considered as the real maximum power at STC of each one of the eight PV modules.

An automatic test and measurement system was used to scan both the electrical and environmental parameters involved in modelling the outdoor performance of the PV specimens mentioned in the preceding paragraph. The test and measurement system was described and successfully used in previous studies [7,36,37]. This experimental configuration is intended to scan the current–voltage (I – V) curves of each of the eight thin film PV modules under study. The I – V curve tracing is based on a marketed capacitive load. Some external environmental parameters such as ambient temperature, module temperature, wind speed, relative humidity, barometric pressure, horizontal and on-plane incident



Fig. 1. Location of PV modules under study during the analysis period in Jaén (LHS) and in Madrid (RHS).

irradiance together with its spectral distribution are registered simultaneously with the $I-V$ curve tracing. The $I-V$ curve of each PV module together with the above mentioned environmental parameters were sequentially scanned every five minutes over the 12-months experimental campaign. A LabVIEW™ software application was used to globally manage the control, acquisition, processing and storage of the collected data.

It should be remarked that measurements with on-plane irradiance below 300 W m^{-2} have been disregarded. These low irradiance levels have little relevance, as shown in various previous research contributions [5,7,26,28,31,38]. Moreover the generation under these environmental conditions usually accounts for a reduced amount of the whole AC electricity generated in sunny sites. Leaving aside these measurements is also aimed at minimizing the effects of the angle of incidence.

It is worth noting that G and T_C were measured by means of a Kipp & Zonen™ CMP21 pyranometer and four-wire Pt100 RTD (resistive thermal detectors), respectively in each site (Madrid and Jaén). Specifically, a RTD was thermally bonded to the rear side of each PV specimen. As mentioned above, both G and T_C are the only environmental data needed to validate the simple methods tried. The TF PV specimens were manually cleaned twice a month -except in rainy weather - to avoid soiling effects.

Jaén and Madrid have similar sunny inland climates. Nevertheless, carrying out an experimental campaign in these two different sites confers more generality to the results obtained in our work. Besides, testing and measuring the same brand and model of PV modules -this was not the case for CIS/CdS ones- together with the same environmental parameters in both locations allowed us to compare results of measurements so that more solid empirical grounds were attained.

3.2. Methods tried

In this section the methods that were used to model the maximum power delivered by a PV module under specific environmental conditions determined by G and T_C are shown. It should be kept in mind that the main target of this work is achieving an accurate estimation of the electricity yield for four TF PV technologies in sites with sunny climates, in an easy and simple way, leaving aside some effects which are difficult to be modelled.

3.2.1. OM (Osterwald's method)

This is one of the simplest available methods and is detailed by Osterwald [32], where it is also proposed for CIS/CdS cells. Then, the maximum power delivered by a PV module (P_M , in W) may be written as follows:

$$P_M = P_M^* \cdot \frac{G}{G^*} \cdot [1 + \gamma \cdot (T_C - T_C^*)] \quad (1)$$

where P_M^* [W] is the maximum power or peak power of the PV module at STC, γ [$^{\circ}\text{C}^{-1}$] is the PV module maximum power temperature coefficient, G^* is the global irradiance at STC (1 kW m^{-2}) and T_C^* is the operation PV module temperature at STC ($25 \text{ }^{\circ}\text{C}$).

3.2.2. Constant fill factor method (FFk)

This method assumes the fill factor remains constant under all operating conditions. Also both module short-circuit current and open-circuit voltage vary linearly with G and T_C according to the following expression:

$$\frac{P_M}{I_{SC} \cdot V_{OC}} = \text{FF} \cong \text{FF}^* = \frac{P_M^*}{I_{SC}^* \cdot V_{OC}^*} \quad (2)$$

$$P_M = \text{FF}^* \cdot I_{SC} \cdot V_{OC} \quad (3)$$

$$I_{SC} = I_{SC}^* \cdot \frac{G}{G^*} \quad (4)$$

$$V_{OC} = V_{OC}^* \cdot [1 + \beta \cdot (T_C - T_C^*)] \quad (5)$$

where FF is the fill factor, FF^* is the fill factor at STC, I_{SC} [A] is the PV module short-circuit current, I_{SC}^* [A] is the PV module short-circuit current at STC, V_{OC} [V] is the PV module open circuit voltage, V_{OC}^* [V] is the PV module open circuit voltage at STC and β [$^{\circ}\text{C}^{-1}$] is the PV module open circuit voltage temperature coefficient provided by the manufacturers' data sheet.

It is important to note that neither spectral gains nor losses that PV modules may experience during their outdoor operation are taken into account in the two methods tried. Stability over the time of the peak power of the PV modules is not considered either. Moreover, the electrical behaviour of every cell comprised by a PV module is assumed to be identical.

3.3. Methodology

The methods tried have been used to correct the electrical parameters of the tested PV modules calibrated outdoors from STC to other measured conditions of G and T_C . Then, these modelled maximum power values obtained through both methods were compared to the measured maximum power values scanned by the measurement system for the same values of G and T_C .

In other words, real samples of maximum power measured at specific values of G and T_C , were compared with modelled

maximum power values calculated by means of the equations of the two methods using these experimental values of G and T_C . Then, to summarize, the required input data comprise: a) measured values of G and T_C and b) all significant PV module electrical parameters measured at STC. The outdoor calibration process that was carried out at the IDEA facilities in October 2011 provided these electrical parameters. Table 1 gathers these electrical parameters of the eight PV specimens under test at the beginning of the analysis period. Environmental parameters were also recorded during the experimental campaign, from November 2011 to October 2012, inclusive.

Some statistical parameters were introduced in the analysis addressed at assessing the goodness of fit of each method. These statistical parameters were the RMSPE_p (root mean square percentage error) and the MBPE_p (mean bias percentage error) of the maximum power. The suitability of each method when modelling the maximum power delivered by each PV module was tested according to the minimization of both RMSPE_p and MBPE_p. RMSPE_p provides information on the scattering of the modelled values vs. the measured ones, while MBPE_p provides the average deviation of the modelled values from the measured ones. RMSPE_p is always positive, while MBPE_p may be either positive or negative. These parameters may be written as follows:

$$\text{RMSPE}_p(\%) = 100 \cdot \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (P_{Ti} - P_{Oi})^2}{N}} \div \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N P_{Oi} \quad (6)$$

$$\text{MBPE}_p(\%) = 100 \cdot \frac{\sum_{i=1}^N (P_{Ti} - P_{Oi})}{N} \div \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N P_{Oi} \quad (7)$$

where P_{Ti} [W] is the i th modelled value of the maximum power delivered by a PV module; P_{Oi} [W] is the i th measured value of the maximum power delivered by a PV module and N is the number of modelled or measured values.

Both RMSPE_p and MBPE_p figures derived from measured versus modelled maximum power are to be shown, analyzed and discussed in next section. Furthermore, both methods described were used to model the annual energy yield. A comparative study between the modelled and measured annual energy produced by the TF PV specimens under test is presented and also discussed.

Table 1

Values of maximum power, open-circuit voltage and short-circuit current of the PV modules under test at STC in Oct-2011. Values of γ are assumed as provided in the manufacturers' data sheet.

Electrical parameter at STC	PV specimens located in Jaén			
	a-Si	CIGS	CdTe	a-Si:H/ μ c-Si
P_M^* [W]	57.4 ± 4%	119.1 ± 4%	67.2 ± 4%	109.4 ± 4%
I_{SC}^* [A]	1.1 ± 3%	3.0 ± 3%	1.2 ± 3%	3.2 ± 3%
V_{OC}^* [V]	89.3 ± 0.3%	58.6 ± 0.3%	89.6 ± 0.3%	56.8 ± 0.3%
γ [°C ⁻¹]	-0.0023	-0.0039	-0.0025	-0.0024
Electrical parameter at STC	PV specimens located in Madrid			
	a-Si	CIGS	CdTe	a-Si:H/ μ c-Si
P_M^* [W]	57.6 ± 4%	78.2 ± 4%	53.6 ± 4%	114.2 ± 4%
I_{SC}^* [A]	1.1 ± 3%	2.7 ± 3%	1.2 ± 3%	3.2 ± 3%
V_{OC}^* [V]	86.5 ± 0.3%	44.0 ± 0.3%	82.8 ± 0.3%	56.6 ± 0.3%
γ [°C ⁻¹]	-0.0023	-0.0039	-0.0025	-0.0024

4. Results and discussion

4.1. Results related to delivered maximum power

A brief statistical analysis of maximum power measured outdoors versus maximum power obtained through the methods tried is shown below. Over 20,500 and 23,500 I – V curves were measured in Jaén and Madrid, respectively, together with the same number of measured samples corresponding to G and T_C . This methodology was followed for each PV module tested during the entire experimental campaign. The modelled maximum power value was determined for all scanned G and T_C samples. It is worth mentioning the lowest value of G was set equal to 300 W m⁻² for the two locations – owing to the reasons given in Subsection 3.1 – while the highest recorded values of this parameter rose up to 1394 and 1480 W m⁻² in Jaén and Madrid, respectively. These data were collected on April 13th, 2012 and correspond to extreme enhancement events. These phenomena take place when clouds such as cumulus pass near to the sun –from the pyranometer view– so that little or no reduction is experienced by the direct component of the on-plane irradiance while higher levels of its diffuse component appear compared to a clear-sky atmosphere. Extreme enhancement events have been deeply analyzed by Piedehierro et al. [39] for a site with a sunny inland climate such as that of Jaén and Madrid.

In order to improve the understanding of the results, they are bar plotted in Figs. 2–3. Fig. 2 shows the values of MBPE_p obtained at Jaén and Madrid for each different technology according to Osterwald's and FfK methods. Fig. 3 depicts in the same way the values of RMSPE_p obtained at Jaén and Madrid for each different technology according to these methods.

Figs. 2–3 show that all TF technologies under study present a very similar behaviour when the methods considered are tried in both locations. The values of RMSPE_p and MBPE_p stay below 4.5% and 3.8% for the CIGS and CdTe specimens, respectively. The largest discrepancies between modelled and measured maximum power become apparent for a-Si and a-Si:H/ μ c-Si PV modules. Specifically, RMSPE_p exceeds 5.4% in both locations for these PV specimens (Fig. 3).

Four scattering diagrams are depicted for the CIGS and CdTe PV modules tested (Figs. 4–5). These representations enable us to visually appreciate how the modelled values of maximum power match the measured ones. Fig. 4 shows the set of N samples related to the CIGS PV modules, arranged according to the method tried and the site considered. Likewise, Fig. 5 depicts the set of N samples related to the CdTe specimens in the same way. In these figures, the diagonal line with unitary slope represents the ideal relationship between measured and modelled values. The coefficient of determination (R^2) is also provided in Figs. 4–5.

Although scattering plots are not depicted for every PV module tested, Figs. 4–5 show how these plots regardless of the method used show a very similar pattern for the two locations where the PV modules are placed (Jaén and Madrid). Modelled results obtained by means of the analyzed methods match the measured values fairly well. OM yields the best results, since $R^2 > 0.981$ in all cases. The best fit ($R^2 = 0.996$) is achieved for CIGS specimens using OM in Madrid.

4.2. Results related to annual energy produced

In this section, modelled and measured annual energy yield are compared. For the period under analysis, the experimental annual energy produced is calculated by integrating over the 12-month campaign the maximum power values scanned at 5-min intervals. Likewise, modelled energy produced has been calculated by

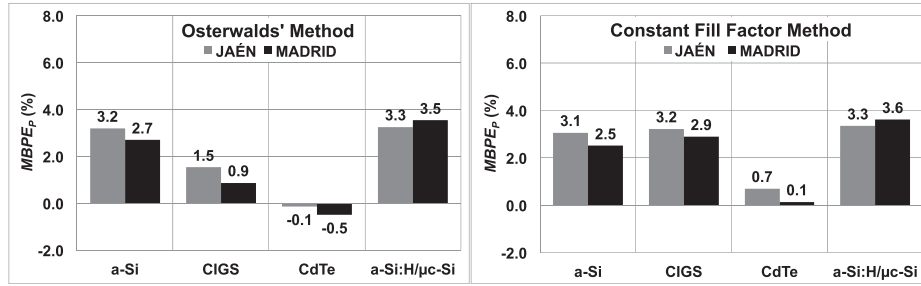


Fig. 2. Bar plots showing values of MBPE_p of the methods tried for the considered TF technologies and sites.

means of integrating over the same period of time the modelled values of maximum power using measured values of G and T_c recorded every 5 min Table 2 shows the measured and modelled values of the annual energy produced by the eight TF PV modules under study. This table also gathers the relative error between measured and modelled annual energy produced (RE_E), given by:

$$RE_E (\%) = 100 \cdot \frac{\text{Modeled annual energy produced (kWh)} - \text{Experimental annual energy produced (kWh)}}{\text{Experimental annual energy produced (kWh)}} \quad (8)$$

Values of RE_E stay below 4.0% for all the PV modules and sites. Ffk method shows fairly good results for CdTe and CIGS, while OM shows the best results for these two technologies. The largest values of RE_E are obtained for the a-Si and a-Si:H/μc-Si specimens. Anyway, the modelled values of the annual energy produced match the experimental ones quite well, whatever the method applied.

4.3. Discussion of results

As stems from Sections 4.1 and 4.2, similar results are obtained when the maximum power delivered by each of the two tested PV modules of the same technology is modelled by means of OM, regardless of the site where the PV module tested is located. The same applies to Ffk method. Figs. 2–3 show how modelled maximum power values match the measured ones rather well when OM and Ffk are used to predict the behaviour of the CIGS and CdTe specimens. Indeed, figures of $RMSPE_p$ stay less than or equal to 4.5% and 3.8%, respectively, for these technologies and both methods tried. In general, these methods slightly overestimate the experimental data; that is: $MBPE_p > 0$, as defined in Eq. (7). Anyway, it is clear the best results are achieved with CdTe specimens, although a tiny annual underestimation for this technology is appreciated when modelling its performance in power terms by

means of OM. Additionally, the scattering plots depicted in Figs. 4–5 show similar shapes in each site for the outdoor behaviour of the CdTe and CIGS specimens modelled by the methods under study. It should be remarked that very good values for the coefficient of determination are achieved. In fact, these values are greater than 0.981, as shown in these figures. However, statistics

corresponding to a-Si and a-Si:H/μc-Si PV modules show slightly worse results.

In general, two facts may be hypothesized to mainly influence the discrepancies between modelled and measured maximum power. Doubtless, the stability of the peak power over the experimental campaign together with the spectral effects experienced over the period under analysis exerted an impact on the behaviour of all the PV modules tested. It should be remembered that the two models tried do not take these two phenomena into account.

The eight PV modules under test were calibrated on a monthly basis during the experimental campaign. Thus, Fig. 6 depicts the evolution of their measured peak power over the period under study. The measured value for this parameter at the beginning of this period –October 2011– is used as a baseline figure.

Deviations of the normalized measured peak power of the a-Si:H/μc-Si PV modules from the baseline ‘one’ figure lie in the interval –2 to 2%, expressed in percentage terms. Most values for this parameter keep within these limits for the CIGS and CdTe modules. Anyway, it is worth noting that two data points for the CdTe specimen tested in Madrid rise up to 104% while five data points slightly exceed a ±2% interval around 1 for the CIGS specimen tested in Jaén. As could be anticipated, the variability of the peak power is very noticeable for the two a-Si PV modules tested, in

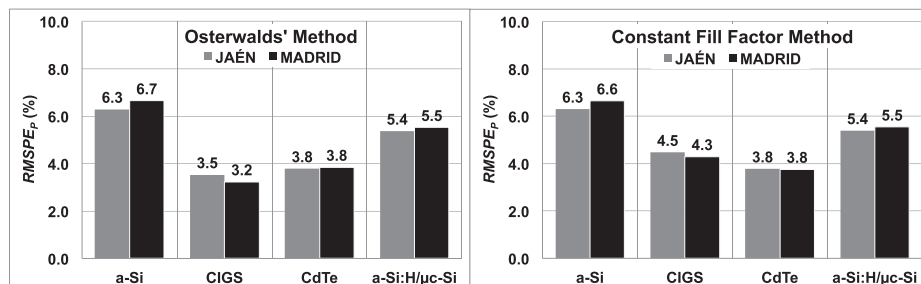


Fig. 3. Bar plots showing values of RMSPE_p of the tried methods in the considered TF technologies and sites.

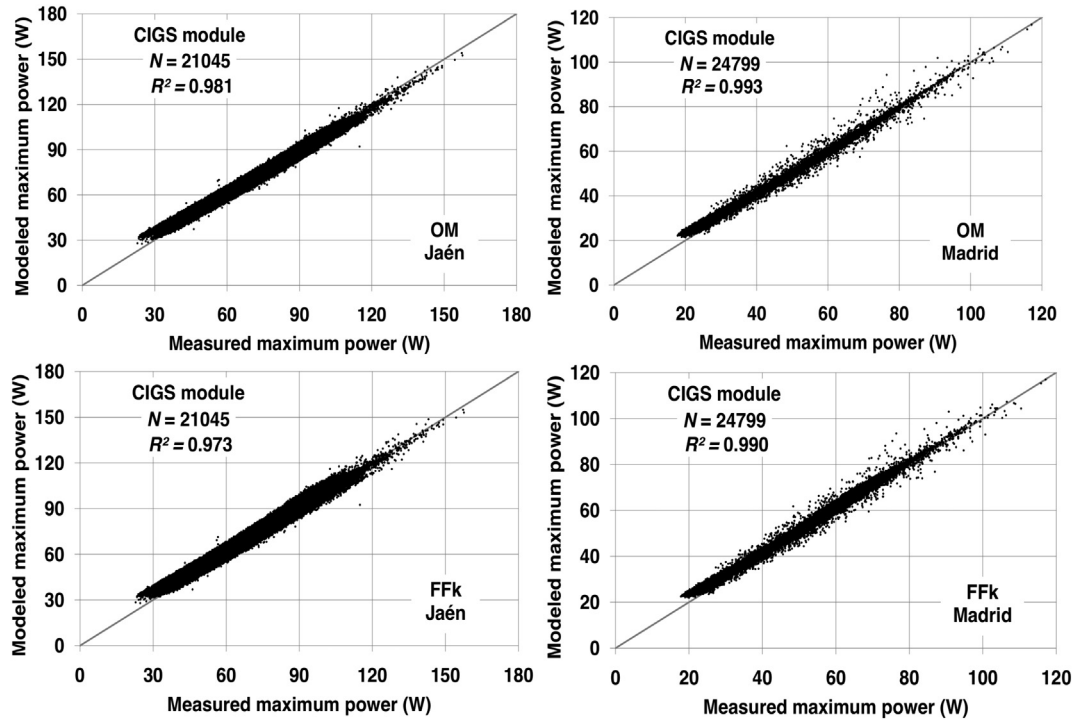


Fig. 4. Scattering plot for CIGS specimens for OM (above) and FFk (below) method in Jaén (LHS) and Madrid (RHS).

which the identified seasonal fluctuations are due to thermal annealing [17,40–44]. More specifically, the measured values of their peak power rise in the hot season while they decrease in the cold one.

A very accurate approach to TF technologies outdoor performance should not neglect spectral issues. Both Jaén and Madrid are characterized by a prevailing 'red-rich' spectrum, so that the

fraction of annual irradiation collected at longer wavelengths of the solar spectrum is enhanced [5,7,36,37]. Anyway, a-Si PV materials are more influenced than the rest of the technologies tested by spectral effects because of their narrow spectral responses. These spectral gains/losses over the year have been already modelled and measured in Madrid and Jaén [4,7]. A typical a-Si PV cell experiences monthly spectral losses of some 8% in January while these

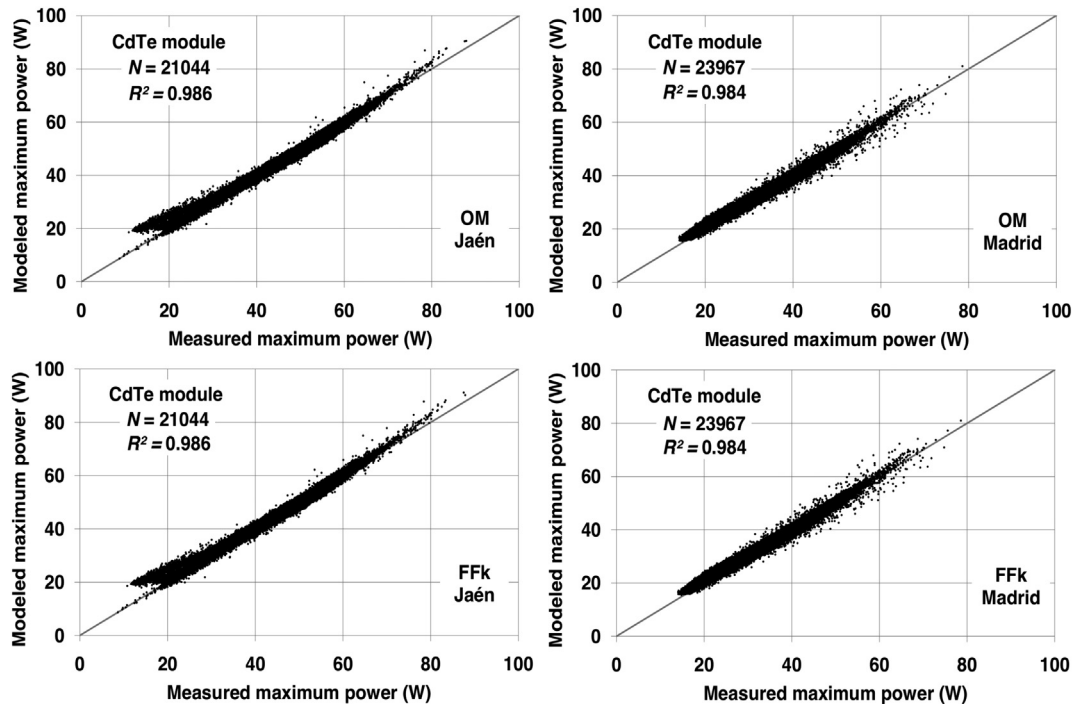


Fig. 5. Scattering plot for CdTe specimens for OM (above) and FFk (below) method in Jaén (LHS) and Madrid (RHS).

Table 2

Experimental and modelled annual energy produced by the PV specimens under study during the experimental campaign. Relative error between experimental and modelled energy produced is also shown.

PV specimens located in Jaén	Experimental annual energy produced (kWh)	Modelled annual energy produced by OM (kWh)	Modelled annual energy produced by FFk (kWh)	RE _E (OM) (%)	RE _E (FFk) (%)
a-Si	84.0	86.6	86.5	3.2	3.1
CIGS	161.2	161.0	165.0	−0.2	2.4
CdTe	96.1	96.0	96.8	−0.1	0.7
a-Si:H/ μ c-Si	156.7	161.8	162.0	3.3	3.3

PV specimens located in Madrid	Experimental annual energy produced (kWh)	Modelled annual energy produced by OM (kWh)	Modelled annual energy produced by FFk (kWh)	RE _E (OM) (%)	RE _E (FFk) (%)
a-Si	90.4	93.0	92.8	2.8	2.6
CIGS	123.9	125.7	128.0	1.4	3.3
CdTe	86.0	85.6	86.1	−0.5	0.1
a-Si:H/ μ c-Si	178.8	185.8	186.0	3.9	4.0

losses turn to gains of some 6% in June in Madrid. Regarding Jaén, these spectral losses and gains slightly decrease down to 6% (January) and 5% (July), respectively. However, the spreads between the months with the lowest and highest spectral gains/losses are less remarkable for a typical CdTe and a typical CIGS PV cell. Specifically, these spreads are equal to some 6% and 4% in Madrid and Jaén, respectively for the former PV cell. As regards a typical CIGS PV cell, the differences between the maximum monthly spectral gains and losses this cell experiences are even lower: in fact they stay below some 3% for both sites. Unfortunately, the quantification of the spectral effects integrated on a monthly basis for a-Si:H/ μ c-Si PV cells in Madrid and Jaén is not available. However, values for RMSPE_p and MBPE_p are worse for this material than those obtained for the CIGS and CdTe PV modules tested. This suggests these monthly spectral effects must be remarkable, as the peak power of the a-Si:H/ μ c-Si PV modules tested remains quite stable over the experimental campaign.

Taking into account the issues dealt with in the preceding paragraph, the a-Si PV modules tested experience spectral gains as their peak power increases in the hot season. Conversely, spectral losses and peak power shrinkage happen in the cold season. This is why the worst results are obtained with this material when trying to model TF PV modules outdoor behaviour in power terms by means of two methods that leave aside spectral effects and stability over time. Although not shown in this work, even higher discrepancies appear between experimental and modelled data if RMSPE_p and MBPE_p are calculated on a monthly basis.

Very good results are obtained when OM and FFk methods are used to model the annual energy produced by the eight PV modules. Thus, Table 2 shows that relative errors between measured and modelled values lie in the interval −0.5–4%. This good behaviour of both methods when estimating the outdoor performance of the PV specimens tested in energy terms deserves some comments addressed at providing a compelling explanation.

On the one hand, it is true that the narrower the bandgap of a PV material is, the more the solar spectral distribution influences its PV conversion. On the other hand, longer integration periods reduce spectral effects [4,11,17,45]. Thus, the impact of the spectrum was measured and modelled over the experimental campaign on an annual basis for the case of Jaén [4,7]. Results obviously show that annual spectral issues are less important than those experienced on

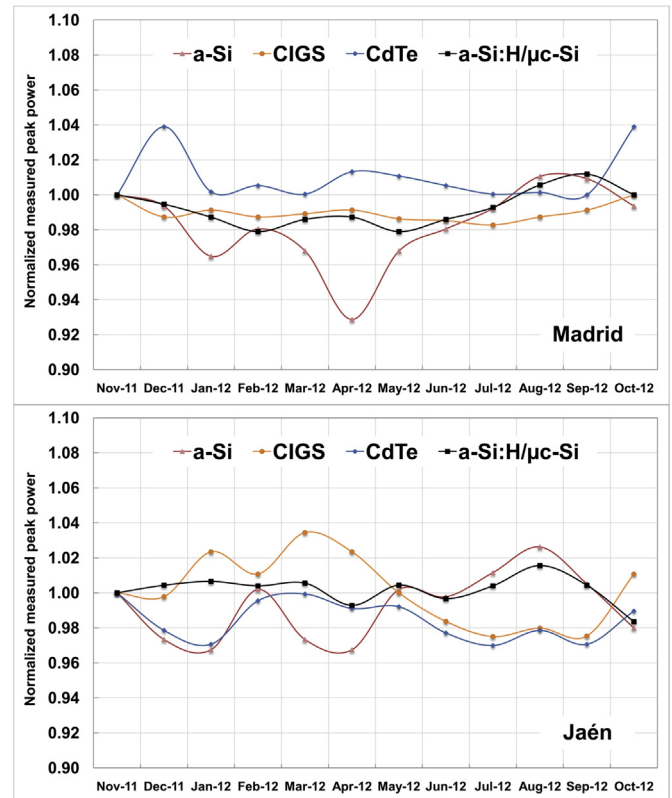


Fig. 6. Evolution of the measured peak power over the experimental campaign of the eight TF PV modules tested in Madrid (above) and Jaén (below). Measurements for each PV specimen have been normalized to its peak power measured at November 2011.

a monthly basis. Specifically, these effects range –for all the PV specimens tested in Jaén– from annual spectral losses of 1% for the a-Si PV module to annual spectral gains of 1.5% for the CIGS PV module located in the same site. Of course, the spectral characterization of the site matters. It should be kept in mind that ‘red rich’ spectra prevail in Madrid and Jaén: some 55% of the on-plane incident irradiance was collected with solar spectral distributions which are redder than the reference AM 1.5G spectrum [46]. This value is much higher than those reported for other sites with maritime climates such as Kusatsu city (Japan, latitude 35°N, longitude 136°E) and Málaga (Spain, latitude 36°N, longitude 4°W) which are below 30% for surfaces facing due south with a tilt angle somewhat lower than the local latitude [37,47].

Additionally, the seasonal increase of the peak power of the a-Si PV modules that takes place in the hot season is likely to be partially offset by the seasonal decrease that takes place in the cold season. In this sense, the relative bad stability of the CIGS PV module tested in Jaén is also compensated by a similar ‘offset effect’ over the whole experimental campaign. Anyway, the behaviour of the peak power over the period of study of this PV specimen should be further investigated.

5. Conclusions

Simple analytical modelling approaches to the outdoor performance of eight TF PV modules –a sample for each one of four technologies considered (a-Si, CIGS, CdTe, and a-Si:H/ μ c-Si:H) located in Madrid and Jaén– have been explored in this paper. Specifically, the suitability of Osterwald’s and constant fill factor methods to model the outdoor behaviour of these TF PV modules in

sunny inland climates has been assessed. No original models have been proposed: admittedly, the two dealt with in this work have been successfully used for c-Si PV modules for over three decades, at least. However, no such assessment on their suitability for TF PV modules has been produced, as far as we know.

A 12-month experimental campaign carried out in the sites mentioned in the preceding paragraph has provided us with the necessary data to try the above methods when applied to model the maximum power recorded from real sunlight. Indeed, maximum power calculated by Osterwald's and constant fill factor methods using as inputs the measured on-plane irradiance and PV module temperature was compared to maximum power delivered at these specific measured values of both two environmental factors. The same methodology was used to evaluate the agreement between modelled and experimental values of the annual energy delivered by each one of the tested PV specimens, using a 12-month interval of integration.

In general, Osterwald's and constant fill factor methods tend to slightly overestimate the maximum power delivered by the tested PV modules. Thus, MBPE_p obtained with constant fill factor method rises to 3.6% for the a-Si:H/ μ c-Si:H PV specimen located in Madrid. Rather good results are obtained when modelling the outdoor performance of CdTe and CIGS PV modules in power terms using these methods, since values of RMSE_p less than or equal to 3.8 and 4.5% are obtained for these PV specimens, respectively, in Madrid and Jaén. These results become worse with a-Si and a-Si:H/ μ c-Si:H PV modules: RMSE_p is greater than or equal to 6.3% for both two a-Si PV modules tested and both methods tried. These results are partly due to monthly spectral effects. Thus, the impact of the solar spectrum distribution on a-Si PV modules in terms of spectral gains and losses in summer and winter months, respectively, is especially remarkable. The seasonal oscillations of the peak power this material experiences due to thermal annealing also help to explain why the two simple methods under analysis are not so well suited for modelling their performance in power terms as they are for CdTe and CIGS PV modules.

Osterwald's and constant fill factor methods produce notably better results when measured versus modelled annual energy produced is examined, with discrepancies that do not exceed 4% in any of the eight PV specimens tested. Spectral issues become, precisely, less important when the considered time interval extends to a year. In addition, the seasonal increases are partly balanced with seasonal decreases of peak power, in the case of a-Si PV modules. Consequently, the influence of both the solar spectrum distribution and peak power stability may be neglected to some extent, on an annual basis. It should be remembered once again that the methods tried completely neglect these two phenomena.

In short, the results obtained in this work show that Osterwald's and constant fill factor methods can be used to model the outdoor performance of the a-Si, a-Si:H/ μ c-Si, CIGS and CdTe PV modules tested in inland climates –ordered from the lowest to the highest accuracy obtained–for PV engineering purposes, in which accurate outputs are compromised in favour of simplicity. This simple analytical modelling achieves better results when applied to the annual energy produced. Needless to say, the methods tried here have two main advantages: they use environmental data commonly available in meteorological databases and are easy to use because cumbersome calculations are avoided.

Anyway, the above conclusions should be used cautiously. First, the outcome of the work presented here has been produced in two sites where the prevailing solar spectra are shifted to the red, when compared to the reference AM 1.5G standard. Consequently, the suitability of these methods for modelling TF PV modules outdoor behaviour should be investigated in sites where 'blue rich' spectra prevail. This would be the case of sites with maritime climates, in

which a higher humidity of the atmosphere leads to a larger absorption by water vapour; hence the fraction of spectral irradiance at longer wavelengths is decreased causing a 'blue-rich' spectrum in such sites. Additionally, long-term suitability of the analyzed methods should be investigated further, as degradation over time has not been considered given that the duration of the experimental campaign was limited to 12 months. Finally, a reduced number of PV specimens –only two PV modules for each TF PV technology studied– have been tested and measured. However, it should be remembered that many valuable contributions have produced some sound conclusions on TF PV module outdoor performance using measurements drawn from only one PV specimen [7,23,24,26,28,48–56].

Acknowledgements

The authors would like to thank F. Chenlo and M.A. Alonso-Abella for their help. This work was supported by the Spanish Science and Innovation Ministry and the ERDF within the frame of the project 'Estimación de la energía generada por módulos fotovoltaicos de capa delgada: influencia del espectro' under expedient code ENE2008-05098/ALT and Fundación Iberdrola within the frame of the project "Contribución al modelado del comportamiento eléctrico en exterior de módulos fotovoltaicos de capa delgada".

One of the authors (M. Torres-Ramírez) greatly acknowledges *Fundación Iberdrola* for granting an 'Energy for Research' Scholarship.

Abbreviations

Terminology

AC	Alternating current
a-Si	amorphous silicon
a-Si:H/ μ c-Si:H	hydrogenated amorphous silicon/crystalline silicon hetero-junction
CdS	cadmium sulfide
CdTe	cadmium telluride
CIGS	copper indium gallium selenide sulfide
CIS	copper indium selenide
c-Si	crystalline silicon
FFk	constant fill factor method
IDEA	<i>Investigación y Desarrollo en Energía Solar</i> (Research and Development in Solar Energy)
LHS	left hand side
OM	Osterwald's method
PV	photovoltaic
RHS	right hand side
RTD	resistive thermal detector
STC	standard test conditions
TF	thin film

Symbols

FF	fill factor
FF*	fill factor at STC
G	on-plane global irradiance [W/m ²]
G*	global irradiance at STC (1 kW/m ²)
I _{SC}	short-circuit current [A]
I _{SC} *	short-circuit current at STC [A]
I–V	current–voltage
MBPE _p	maximum power mean bias percentage error
N	number of measured/modelled samples
P _M	maximum power [W]
P _M *	maximum power at STC [W]

P_{O_i}	i th measured value of maximum power
P_{T_i}	i th modelled value of maximum power
R^2	coefficient of determination
RE_E	relative error between measured and modelled annual energy produced
$RMSPE_P$	maximum power root mean square percentage error
T_C	module temperature [$^{\circ}C$]
T_C^*	operation PV module temperature at STC (25 $^{\circ}C$)
V_{OC}	open circuit voltage [V]
V_{OC}^*	open circuit voltage at STC
β	open circuit voltage temperature coefficient [$^{\circ}C^{-1}$]
γ	module maximum power temperature coefficient [$^{\circ}C^{-1}$]

References

- [1] Fraunhofer Institute For Solar Energy Systems (ISE). Photovoltaics report 2013; 2014. www.ise.fraunhofer.de/en. Consulted in February.
- [2] Hegedus S. Thin film solar modules: the low cost, high throughput and versatile alternative to Si wafers. *Prog Photovoltaic Res Appl* 2006;14(5):393–411.
- [3] Jäger-Waldau A. Thin film photovoltaics: markets and industry. *Int J Photoenergy* 2012;2012. <http://dx.doi.org/10.1155/2012/768368>. Article ID 768368.
- [4] Alonso-Abella M, Chenlo F, Nofuentes G, Torres-Ramírez M. Analysis of spectral effects on the energy yield of different PV (photovoltaic) technologies: the case of four specific sites. *Energy* 2014;67:435–43.
- [5] Nofuentes G, García-Domingo B, Muñoz JV, Chenlo F. Analysis of the dependence of the spectral factor of some PV technologies on the solar spectrum distribution. *Appl Energy* 2014;113:302–9.
- [6] Virtuani A, Fanni L. Seasonal power fluctuations of amorphous silicon thin-film solar modules: distinguishing between different contributions. *Prog Photovoltaic Res Appl* 2014;22(2):208–17.
- [7] Nofuentes G, de la Casa J, Torres-Ramírez M, Alonso-Abella M. Solar spectral and module temperature influence on the outdoor performance of thin film PV modules deployed on a sunny inland site. *Int J Photoenergy* 2013;2013. <http://dx.doi.org/10.1155/2013/620127>. Article ID 620127.
- [8] Haller J, Voswinckel S, Wesselak V. The effect of quantum efficiencies on the optimum orientation of photovoltaic modules – a comparison between crystalline and thin film modules. *Sol Energy* 2013;88:97–103.
- [9] Muñoz-García MA, Moreda G, Alonso-García C, Balenzategui JL. Electricity production using different photovoltaic technologies working at the same conditions: a real case. *J Beijing Inst Technol* 2013;22(S1):1–5.
- [10] Amrouche B, Sicot L, Guessoum A, Belhamel M. Experimental analysis of the maximum power point's properties for four photovoltaic modules from different technologies: monocrystalline and polycrystalline silicon, CIS and CdTe. *Sol Energy Mater Sol Cells* 2013;118:124–34.
- [11] Ishii T, Otani K, Takashima T, Itagaki A, Utsunomiya K. A simplified methodology for estimating solar spectral influence on photovoltaic energy yield using average photon energy. *Energy Sci Eng* 2013;1(1):18–26.
- [12] Piliouline M, Elizondo D, Mora-López LI, Sidrach-de-Cardona M. Multilayer perceptron applied to the estimation of the influence of the solar spectral distribution on thin-film photovoltaic modules. *Appl Energy* 2013;112:610–7.
- [13] Muñoz-García MA, Marin O, Alonso-García MC, Chenlo F. Characterization of thin film PV modules under standard test conditions: results of indoor and outdoor measurements and the effects of sunlight exposure. *Sol Energy* 2012;86(10):3049–56.
- [14] Kenny RP, Ioannides A, Müllejans H, Zaiman W, Dunlop ED. Performance of thin film PV modules. *Thin Solid Films* 2006;511–512:663–72.
- [15] Igari S, Takahisa K. Accelerated irradiance and temperature cycle test for amorphous silicon photovoltaic devices. *Prog Photovoltaic Res Appl* June 2014;22(6):690–6. <http://dx.doi.org/10.1002/pip.2321>.
- [16] Durisch W, Lam KH, Close J. Efficiency and degradation of a copper indium diselenide photovoltaic module and yearly output at a sunny site in Jordan. *Appl Energy* 2006;83(12):1339–50.
- [17] Cañete C, Carretero J, Sidrach-de-Cardona M. Energy performance of different photovoltaic module technologies under outdoor conditions. *Energy* 2014;65:295–302.
- [18] Moreno-Sáez R, Sidrach-de-Cardona M, Mora-López LI. Data mining and statistical techniques for characterizing the performance of thin-film photovoltaic modules. *Expert Syst Appl* 2013;40(17):7141–50.
- [19] Katsumata N, Nakada Y, Minemoto T, Takakura H. Estimation of irradiance and outdoor performance of photovoltaic modules by meteorological data. *Sol Energy Mater Sol Cells* 2011;95(1):199–202.
- [20] Almonacid F, Rus C, Hontoria L, Muñoz FJ. Characterisation of PV CIS module by artificial neural networks. A comparative study with other methods. *Renew Energy* 2010;35(5):973–80.
- [21] Minemoto T, Takahashi H, Nakada Y, Takakura H. Outdoor performance evaluation of photovoltaic modules using contour plots. *Curr Appl Phys* 2010;10(2):S257–S260.
- [22] Takahashi H, Fukushige S, Minemoto T, Takakura H. Output estimation of Si-based photovoltaic modules with outdoor environment and output map. *J Cryst Growth* 2009;311(3):749–52.
- [23] Durisch W, Bitnar B, Mayor J-C, Kiess H, Lam KH, Close J. Efficiency model for photovoltaic modules and demonstration of its application to energy yield estimation. *Sol Energy Mater Sol Cells* 2007;91(1–5):79–84.
- [24] Lam KH, Close J, Durisch W. Modelling and degradation study on a copper indium diselenide module. *Sol Energy* 2004;77(1):121–7.
- [25] Marion B, Rummel S, Anderberg A. Current-voltage curve translation by bilinear interpolation. *Prog Photovoltaic Res Appl* 2004;12(8):593–607.
- [26] Nofuentes G, Fuentes M, Aguilera J, Muñoz JV. An assessment on simple modeling approaches to the electric behavior of two CIS PV modules in a sunny climate. *J Sol Energy Eng Trans ASME* 2009;131(3):310131–210.
- [27] Pérez PJ, Almonacid G, Aguilera J, de la Casa J. RMS current of a photovoltaic generator in grid-connected PV systems: definition and application. *Int J Photoenergy* 2008;2008. <http://dx.doi.org/10.1155/2008/356261>. Article ID 356261.
- [28] Fuentes M, Nofuentes G, Aguilera J, Talavera DL, Castro M. Application and validation of algebraic methods to predict the behaviour of crystalline silicon PV modules in Mediterranean climates. *Sol Energy* 2007;81(11):1396–408.
- [29] Fuentes M, Nofuentes G, Aguilera J, Talavera DL, Almonacid F. An assessment on some simple methods addressed to predict the outdoors electric behaviour of CIS PV modules in sunny climates. In: Proceedings of the 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference; 2007. pp. 2511–6.
- [30] Muñoz FJ, Almonacid G, Nofuentes G, Almonacid F. A new method based on charge parameters to analyse the performance of stand-alone photovoltaic systems. *Sol Energy Mater Sol Cells* 2006;90(12):1750–63.
- [31] Luque A, Hegedus S. Handbook of PV science and engineering. Chichester: Wiley; 2003. pp. 905–67.
- [32] Osterwald C. Translation of device performance measurements to reference conditions. *Sol Cells* 1986;18(3–4):269–79.
- [33] Lorenzo E. Radiación solar y dispositivos fotovoltaicos, vol. 2; 2011. ISBN 9788495693310. Progensa, Spain.
- [34] Virtuani A, Müllejans H, Dunlop ED. Comparison of indoor and outdoor performance measurements of recent commercially available solar modules. *Prog Photovoltaic Res Appl* 2011;19(1):11–20.
- [35] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie. DGS. Planning and installing photovoltaic systems. A guide for installers, architects and engineers. 3rd ed. 2013. Gosport: Routledge.
- [36] Nofuentes G, García-Domingo B, Fuentes M, Moreno R, Cañete C, Sidrach-de-Cardona M, et al. Comparative analysis of the effects of spectrum and module temperature on the performance of thin film modules on different sites. In: Proceedings of the 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference; 2012. pp. 3331–4.
- [37] Nofuentes G, Alonso-Abella M, Muñoz JV, García-Domingo B, Fuentes M, De la Casa J, et al. Influence of spectral irradiance distribution and module temperature on the outdoor performance of some thin film PV module technologies. In: Proceedings of the 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference; 2011. pp. 3351–4.
- [38] Wilk H. Electricity yield of PV systems in different climates and dependence of module efficiency as a function of irradiance and other factors. In: Proceedings of the 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference; 1997.
- [39] Piedehierro AA, Antón M, Cazorla A, Alados-Arboledas L, Olmo FJ. Evaluation of enhancement events of total solar irradiance during cloudy conditions at Granada (Southeastern Spain). *Atmos Res* 2014;135–136:1–7.
- [40] Nikolaeva-Dimitrova M, Kenny RP, Dunlop ED, Pravettoni M. Seasonal variations on energy yield of a-Si, hybrid, and crystalline Si PV modules. *Prog Photovoltaic Res Appl* 2010;18(5):311–20.
- [41] Ishii T, Otani K, Takashima T, Ikeda K. Change in I–V characteristics of thin-film photovoltaic (PV) modules induced by light soaking and thermal annealing effects. *Prog Photovoltaic Res Appl* 2013. <http://dx.doi.org/10.1002/pip.2346>.
- [42] Nakada Y, Fukushige S, Minemoto T, Takakura H. Seasonal variation analysis of the outdoor performance of amorphous Si photovoltaic modules using the contour map. *Sol Energy Mater Sol Cells* 2009;93(3):334–7.
- [43] Del Cueto J, von Roedern G. Temperature-induced changes in the performance of amorphous silicon multi-junction modules in controlled light-soaking. *Prog Photovoltaic Res Appl* 1999;7(2):101–12.
- [44] Makrides G, Zinsser B, Phinikarides A, Schubert M, Georghiou GE. Temperature and thermal annealing effects on different photovoltaic technologies. *Renew Energy* 2012;43:407–17.
- [45] Nann S, Emery K. Spectral effects on PV-device rating. *Sol Energy Mater Sol Cells* 1992;27(3):189–216.
- [46] IEC 60904-3. Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data. 2nd ed. Geneva (Switzerland): International Electrotechnical Commission; 2008.
- [47] Minemoto T, Fukushige S, Takakura H. Difference in the outdoor performance of bulk and thin-film silicon-based photovoltaic modules. *Sol Energy Mater Sol Cells* 2009;93(6–7):1062–5.
- [48] Cornaro C, Andreotti A. Influence of average photon energy index on solar irradiance characteristics and outdoor performance of photovoltaic modules. *Prog Photovoltaic Res Appl* 2013;21(5):996–1003.
- [49] Tsutsui T, Kurokawa K. Investigation to estimate the short circuit current by applying the solar spectrum. *Prog Photovoltaic Res Appl* 2008;16(3):205–11.

- [50] Minemoto T, Nagae S, Takakura H. Impact of spectral irradiance distribution and temperature on the outdoor performance of amorphous Si photovoltaic modules. *Sol Energy Mater Sol Cells* 2007;91(10):919–23.
- [51] Van Dyk EE, Gxasheka AR, Meyer EL. Monitoring current-voltage characteristics and energy output of silicon photovoltaic modules. *Renew Energy* 2005;30(3):399–411.
- [52] Carr AJ, Prior TL. A comparison of the performance of different module types in temperate climates. *Sol Energy* 2004;76(1–3):285–94.
- [53] Van Dyk EE, Meyer EL. Analysis of the effect of parasitic resistances on the performance of photovoltaic modules. *Renew Energy* 2004;29(3):333–44.
- [54] Cereghetti N, Realini A, Chianese D, Rezzonico S. Power and energy production of PV modules. In: *Proceedings of the 17th European photovoltaic solar energy conference*; 2000. pp. 710–3.
- [55] Martín N, Ruiz JM. A new method for the spectral characterisation of PV modules. *Prog Photovoltaic Res Appl* 1999;7(4):299–310.
- [56] Strand TR, Kroposki B, Hansen R. Siemens solar CIS PV module and system performance at the NREL. In: *Proceedings of the 25th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*; 1996. pp. 965–8.

COMUNICACIONES A CONGRESOS Y CONFERENCIAS INTERNACIONALES

[IV] Torres-Ramírez M, De la Casa J, García-Domingo B, Nofuentes G, Chelo F. Dependence of the Spectral Factor on the Average Photon Energy in some PV technologies deployed in sunny inland sites. En: Proceedings of the 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition; 2013. pp. 3541-4.

[V] Torres-Ramírez M, García-Domingo B, Elizondo D, Nofuentes G, Talavera DL. Comparative analysis of methods for estimating the average photon energy: the case study of a sunny site. En: Proceedings of the 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition; 2014. pp. 2787-90.

[VI] Muñoz JV, Torres-Ramírez M, García-Domingo B, Fuentes M, De la Casa J, Nofuentes G, Aguilera J. Automatic Monitoring System to Assess the Outdoor Behaviour of Photovoltaic Modules. En: Proceedings of the 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition; 2014. pp. 2654-7.

OTRAS PUBLICACIONES EN REVISTAS INDEXADAS JCR GENERADAS EN EL MARCO DE LA TESIS DOCTORAL

[VII] Torres-Ramírez M, García-Domingo B, Aguilera J, De la Casa J. Video-sharing educational tool applied to the teaching in renewable energy subjects. *Computers and Education* 2014;73:160-77.

[VIII] García-Domingo B, Torres-Ramírez M, De la Casa J, Aguilera J, Terrados J. Design of the back-up system in Patio 2.12 photovoltaic installation. *Energy and Buildings* 2014;83:130-9.

[IX] Muñoz FJ, Torres-Ramírez M, Muñoz JV, Fuentes M. Monitoring array output current and voltage in stand-alone photovoltaic systems with PWM charge regulators. *Journal of Solar Energy Engineering Transactions ASME* 2013;152(2):021009/1-9.

[X] Torres-Ramírez M, Muñoz FJ, Muñoz JV, Rus C. Online monitoring system for stand-alone photovoltaic applications. Analysis of the system performance from monitored data. *Journal of Solar Energy Engineering Transactions ASME* 2012;134:034502/1-8.

