



# Módulos fotovoltaicos de silicio en capa delgada: caracterización y modelización

Rubén Roldán Molinero



Aquesta tesi doctoral està subjecta a la llicència **Reconeixement- SenseObraDerivada 3.0. Espanya de Creative Commons.**

Esta tesis doctoral está sujeta a la licencia **Reconocimiento - SinObraDerivada 3.0. España de Creative Commons.**

This doctoral thesis is licensed under the **Creative Commons Attribution-NoDerivatives 3.0. Spain License.**



Departamento de Física Aplicada y Óptica

Av. Diagonal, 645. 08028 Barcelona

# **Módulos fotovoltaicos de silicio en capa delgada: caracterización y modelización**

Rubén Roldán Molinero

Director y Tutor: José Miguel Asensi López

Programa de doctorado: Física

Memoria presentada para optar al grado de Doctor

30 Septiembre de 2013



Dedicado a mi familia  
y los amigos



Este trabajo ha sido financiado por el Ministerio de Ciencia e Innovación, el Ministerio de Economía y Competitividad y el Fondo Europeo para el Desarrollo Regional a través de los proyectos CLASICO (ENE2007-67742-C04-03), AMIC (ENE2010-21384-C04-03), MICROSIL08 (PSE-120000-2008-1) and INNDISOL (IPT- 420000-2010-6).



# Resumen

El diseño de un sistema de generación eléctrica fotovoltaica requiere la estimación precisa de la producción eléctrica. Las especificaciones técnicas de los módulos proporcionan los parámetros eléctricos relevantes sólo en la condición estándar que la Comisión Electrotécnica Internacional establece en su norma [IEC 904-1]: 25 °C de temperatura de módulo, 1000  $Wm^{-2}$  de irradiancia, AM1.5 global en la distribución espectral de la radiación e incidencia normal a la superficie del módulo. La potencia eléctrica depende de la temperatura de la célula y la intensidad y el contenido espectral de la radiación incidente, que varía sustancialmente durante la producción. Distintas metodologías de estimación de la producción energética [Raicu 1991, Friesen 2002, Kenny 2002], que previamente han demostrado ser precisas en módulos de silicio cristalino, exhiben considerables desviaciones cuando se aplican a los módulos de silicio amorfo. En particular, la predicción de la eficiencia en los meses cálidos de verano es sistemáticamente inferior al comportamiento real observado. A diferencia de los módulos convencionales, que exhiben pérdidas de eficiencia debido al aumento de temperatura en verano, los módulos de silicio amorfo mejoran su eficiencia. Los modelos convencionales no explican este resultado que, en general, ha sido atribuido a efectos espectrales y de recuperación térmica o “annealing” [Kleiss 1993, Rütther 1994, Hirata 1995, Akhmad 1997, del Cueto 1997, Hirata 1998, Merten 1998b, King 2000, Gottschalg 2003, Gottschalg 2004]. La importancia relativa de estos dos fenómenos es controvertida y dificulta el desarrollo de nuevos modelos de predicción. La finalidad de este trabajo de Tesis es obtener un modelo de predicción preciso para la tecnología de silicio amorfo mediante la caracterización y análisis de células solares y módulos fotovoltaicos de esta tecnología. Para ello se trabaja sobre un modelo de circuito eléctrico equivalente que considera las particularidades de las células solares de silicio amorfo.



El primer bloque de la Tesis aborda la interpretación de las medidas eléctricas realizadas en el sistema de caracterización del laboratorio. Este sistema se ha adaptado para realizar medidas electro-ópticas automáticas a diferentes temperaturas e iluminación. Se han caracterizado células solares de silicio amorfo de pequeña área suministradas por un fabricante de módulos fotovoltaicos. Las medidas se interpretan mediante un modelo circuital que incluye un modelo analítico para describir el término de fotocorriente. Este modelo analítico es válido para dispositivos cuya fotocolectión está asistida por campo eléctrico. La dependencia de la fotocorriente con la tensión aplicada es únicamente descrita mediante dos parámetros: el potencial de difusión  $V_{bi}$  y la tensión de colección  $V_c$  [Merten 1998a, Asensi 1998, Hof 2000]. Del análisis de las medidas se ha determinado las dependencias de  $V_{bi}$  y  $V_c$  con la iluminación y la temperatura. Introduciendo estas dependencias en el modelo circuital se puede reproducir adecuadamente el comportamiento eléctrico de las células solares de silicio amorfo en cualquier nivel de iluminación y temperatura.

El segundo bloque de la Tesis está orientado hacia la monitorización en condiciones reales del comportamiento de módulos comerciales de silicio amorfo. Se ha diseñado y montado un sistema de monitorización que registra información detallada de las características eléctricas de los módulos, datos climáticos, temperaturas de módulo e intensidad y contenido espectral de la radiación incidente sobre el plano del módulo. Los datos obtenidos pueden interpretarse utilizando el modelo circuital desarrollado en el bloque anterior. Sin embargo, al no controlar la temperatura e iluminación, la metodología es, necesariamente, distinta. El procedimiento que se presenta permite el cálculo aproximado de los parámetros circuitales del módulo fotovoltaico a partir de los datos habituales de un sistema estándar de monitorización.

Los resultados generales han constatado que el rendimiento de los módulos fotovoltaicos de silicio amorfo presenta un comportamiento periódico, cuyo valor máximo tiene lugar en verano. Es decir, cuando aumenta la temperatura y la irradiación. Se ha comprobado que el origen de esta evolución estacional se puede interpretar en términos de los promedios diarios de los principales parámetros característicos normalizados a la condición estándar de irradiancia: la corriente de cortocircuito,  $\langle J_{sc}^{1000} \rangle_d$ , asociada al efecto espectral, la tensión de circuito abierto,  $\langle V_{oc}^{1000} \rangle_d$ , que depende de la temperatura del módulo y el factor de forma,  $\langle FF^{1000} \rangle_d$ , que representa el comportamiento meta-estable del silicio amorfo. El análisis de estos parámetros concluye que el comportamiento estacional de los módulos monitorizados es principalmente debido al efecto espectral.

# Agradecimientos

A lo largo de este periodo de investigación hay personas que han proporcionado un apoyo especial y muy valioso en el desarrollo de este trabajo. Por ello, es para mí un placer aprovechar este espacio y expresarles mis agradecimientos.

Deseo expresar mi gratitud al Dr. J. Andreu, por ofrecerme la oportunidad de trabajar en el Grupo de Energía Solar, GES, e introducirme en la tecnología de células solares de capa delgada. Me siento muy afortunado de conocerte y haber trabajado contigo.

Agradezco al Dr. J.M. Asensi, director de esta tesis, su orientación, asistencia técnica y paciencia. Pero sobre todo, su amistad y consejos. Gracias por tu dedicación, trabajo y esfuerzo. Sin tus continuas contribuciones esta tesis no hubiera finalizado.

También quedo muy agradecido con el Dr. J. Bertomeu, jefe del Grupo de Energía Solar, por su confianza y comprensión durante estos años.

Agradezco también el inestimable trabajo del personal del Taller Mecánico, Sunyol, Xavi y Manel, del Taller de Electrónica, A. Romero, del Servicio Técnico de Vacío y/o Informático, F. Romero y del personal de Administración y Servicios S. Ballester, D. García, T. Torrejón, M. Fraile y J. Solá.

He de recordar los buenos momentos con los compañeros de laboratorio, Marta, Álvaro y Luigi y especialmente las divertidas experiencias en la nieve y momentos de ocio junto al Dr. O. Nos, el Dr. P. Frigeri y la Dra. P. Carreras. Sin olvidar las agradables y amenas conversaciones con mi compañero de despacho, A. Patrascioiu y las clases de esquí y partidos de tenis con el Dr. Juan Marcos y D. Cano. También he de agradecer el ánimo, apoyo y útiles consejos de S. Gallardo y de la Dra. M. Fonrodona.

Mi más sincero agradecimiento a F. Rojas y los Drs. A. Antony, J. Escarré, F. Villar y M. Stella. Vuestra disponibilidad y amistad han marcado mi es-

tancia en el grupo. En estos últimos años, el contacto con Federico, Aldrino y Jordi ha sido más frecuente y deseo destacar el ánimo, perseverancia y determinación de Federico, que han adquirido un significado especial para superar los momentos difíciles. La humildad, talento para innovar y alta capacidad de trabajo de Aldrino. Eres un modelo a seguir!. Jordi, tu iniciativa e ingenio son el artífice de mi primera experiencia emprendedora y nunca lo olvidaré. Gracias a todos!

No quisiera olvidar al resto de componentes del Departamento de Física Aplicada y Óptica, promotores del grato ambiente de trabajo. En especial a los Drs. J. Esteve, E. Bertran y A. Lousa por su entusiasmo organizando momentos distendidos.

Para finalizar quiero destacar el apoyo de todos los miembros de mi familia. En particular, el de mis padres, que me criaron con admirable abnegación. Mis logros son fruto del mérito de vuestros sacrificios. Y un especial agradecimiento a Victoria, por tu amor y paciencia. Mi admiración y respeto por el ejemplo de dignidad y fortaleza. Te quiero.

# Nomenclatura

## Símbolos Latinos

$A[m^2]$ :	Area del módulo, página 94
$a_r$ :	Coefficiente de pérdida angular, página 77
$AM$	Masa de aire, página 126
$APE$ :	Energía fotónica media, página 124
$c[ms^{-1}]$ :	Velocidad de la luz en el vacío, página 27
$C_\lambda[W A^{-1}]$ :	Constante de calibración del fotodiodo de referencia, página 27
$d[cm]$ :	Dimensión lateral de la célula solar, página 15
$E_i[Vcm^{-1}]$ :	Campo eléctrico en la región intrínseca, página 20
$E_{act}[eV]$ :	Energía de activación, página 17
$EQE$ :	Eficiencia cuántica externa, página 27
$FF$ :	Factor de forma, página 39
$FF^{1000}$ :	Factor de forma normalizado a 1000 $Wm^{-2}$ , página 98
$G[cm^{-3}s^{-1}]$ :	Generación de portadores, página 17
$G_d[kWhm^2]$ :	Irradiación solar diaria, página 94
$G_\lambda[Wm^{-2}nm]$ :	Irradiancia monocromática, página 25

- $G_{in}[Wm^{-2}]$  : Irradiancia incidente, página 39
- $G_{sh}[mScm^{-2}]$  : Conductancia de fugas, página 16
- $H$  : Angulo horario, página 127
- $h[eVs]$  : Constante de Plank, página 27
- $J'_{ref,\lambda}[mAcm^{-2}]$  : Densidad de corriente del fotodiodo de referencia durante la calibración, página 27
- $J_0[mAcm^{-2}]$  : Densidad de corriente de saturación, página 17
- $J_d[mAcm^{-2}]$  : Densidad de corriente del diodo, página 12
- $J_{00}[mAcm^{-2}]$  : Prefactor de la corriente de saturación, página 17
- $J_{cal,\lambda}[mAcm^{-2}]$  : Densidad de corriente del fotodiodo calibrado, página 27
- $J_{dark}[mAcm^{-2}]$  : Densidad de corriente de la célula solar en oscuridad, página 27
- $J_{mpp}[mAcm^{-2}]$  : Densidad de corriente en el punto de máxima potencia, página 39
- $J_{ph0}[mAcm^{-2}]$  : Corriente máxima fotogenerada, página 18
- $J_{ph}[mAcm^{-2}]$  : Fotocorriente, página 12
- $J_{ph}[mAcm^{-2}]$  : Fotocorriente, página 18
- $J_{ref,\lambda}[mAcm^{-2}]$  : Densidad de corriente del fotodiodo de referencia, página 24
- $J_{sc,exp}[mAcm^{-2}]$   $J_{sc}$  experimental, página 77
- $J_{sc,spr,ang}[mAcm^{-2}]$  :  $J_{sc}$  calculada a partir de la irradiancia espectral y corregida con el factor angular, página 77
- $J_{sc,spr}[mAcm^{-2}]$  :  $J_{sc}$  calculada a partir de la irradiancia espectral, página 76
- $J_{sc,STC}[mAcm^{-2}]$  :  $J_{sc}$  en condición estándar, página 123
- $J_{sc}[mAcm^{-2}]$  : Densidad de corriente en cortocircuito, página 36
- $J_{sc}^{1000}[mAcm^{-2}]$  :  $J_{sc}$  normalizada a 1000  $Wm^{-2}$ , página 95

$J_{sh}[mAcm^{-2}]$ :	Densidad de corriente de fugas, página 27
$k[eVK^{-1}]$ :	Constante de Boltzmann, página 17
$L$ :	Angulo latitud, página 127
$l_C[cm]$ :	Longitud de colección, página 20
$L_i[cm]$ :	Espesor de la región intrínseca, página 18
$l_n[cm]$ :	Longitud de arrastre de electrones, página 19
$l_p[cm]$ :	Longitud de arrastre de huecos, página 19
$n$ :	Factor de idealidad del diodo, página 17
$n_0$ :	Parámetro de la dependencia térmica del factor de idealidad, página 17
$n_{cel}$ :	Número de células que contiene el módulo, página 63
$PR$ :	Índice de rendimiento o "Performance Ratio"
$q$ :	Carga del electrón, página 17
$R_c[k\Omega cm^2]$ :	Resistencia de contacto, página 15
$R_s[k\Omega cm^2]$ :	Resistencia serie, página 12
$R_{oc}[k\Omega cm^2]$ :	Resistencia de circuito abierto, página 38
$R_{s,TCO}[k\Omega cm^2]$ :	Resistencia serie equivalente por unidad de área de TCO, página 15
$R_{sc}[k\Omega cm^2]$ :	Resistencia en cortocircuito, página 36
$R_{sf}[k\Omega/\square]$ :	Resistencia superficial del TCO, página 15
$R_{sh}[k\Omega cm^2]$ :	Resistencia paralelo, página 12
$RS[A/W]$ :	Respuesta espectral del módulo fotovoltaico, página 74
$RS_r[A/W]$ :	Respuesta espectral del detector de referencia, página 81
$S_\lambda[A/W]$ :	Respuesta espectral, página 24

$S_{cal,\lambda}[AW^{-1}]$ :	Respuesta espectral del fotodiodo de referencia, página 27
$T[K]$ :	Temperatura absoluta, página 17
$T^*[K]$ :	Temperatura característica de la distribución de estados localizados, página 17
$V^*[V]$ :	Tensión característica del comportamiento no lineal de fugas, página 16
$V_C[V]$ :	Tensión de colección, página 21
$V_j[V]$ :	Tensión de unión, página 13
$V_T[eV]$ :	Tensión térmica de Boltzmann, página 17
$V_{bi}[V]$ :	Tensión de difusión. Caída de tensión en la zona intrínseca del dispositivo en equilibrio termodinámico, página 21
$V_{mpp}[V]$ :	Tensión en el punto de máxima potencia, página 39
$V_{oc,STC}$ :	$V_{oc}$ en condición estándar, página 124
$V_{oc}[V]$ :	Tensión de circuito abierto, página 38
$V_{oc}^{1000}[V]$ :	$V_{oc}$ normalizada a $1000 Wm^{-2}$ , página 95

### Símbolos Griegos

$\alpha[o]$ :	Ángulo de incidencia, página 77
$\alpha[cm^{-1}]$ :	Coefficiente de absorción, página 18
$\alpha_{J_{sc}}[mAcm^{-2}]$ :	Coefficiente de temperatura de $J_{sc}$ , página 81
$\alpha_{V_{oc}}[VC^{-1}]$ :	Coefficiente de temperatura de $V_{oc}$ , página 124
$\beta$ :	Elevación solar, página 126
$\beta$ :	Parámetro característico del comportamiento no lineal de fugas, página 16
$\beta_{AM}$ :	Coefficiente de masa de aire para el promedio diario de $J_{sc}^{1000}$ , página 123

$\chi_C$ :	Eficiencia de colección, página 18
$\delta$ :	Declinación solar, página 127
$\eta$ :	Eficiencia de conversión, página 39
$\lambda[nm]$ :	Longitud de onda, página 18
$\mu_n[V^{-1}cm^2s^{-1}]$ :	Movilidad de electrones, página 20
$\mu_p[V^{-1}cm^2s^{-1}]$ :	Movilidad de huecos, página 20
$\phi[cm^{-2}s^{-1}]$ :	Flujo incidente de fotones, página 18
$\rho_c[k\Omega cm]$ :	Resistividad específica de contacto, página 15
$\tau_n^0[s]$ :	Tiempo de captura de electrones en dangling bonds neutros, página 20
$\tau_p^0[s]$ :	Tiempo de captura de huecos en dangling bonds neutros, página 20
$\Delta d[cm]$ :	Anchura del corte láser, página 15
$\mu\tau_{eff}[V^{-1}cm^2]$ :	Producto efectivo de movilidad por tiempo de vida, página 21
$\varepsilon[\%]$ :	Error relativo, página 90





# Índice general

<b>Resumen</b>	<b>V</b>
<b>Agradecimientos</b>	<b>VII</b>
<b>Nomenclatura</b>	<b>IX</b>
<b>Índice general</b>	<b>XV</b>
<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Antecedentes . . . . .	1
1.2. Módulos de silicio amorfo . . . . .	3
1.3. Motivación . . . . .	5
1.4. Objetivos y estructura de la tesis . . . . .	8
<b>2. Células solares de silicio amorfo</b>	<b>11</b>
2.1. Modelo circuital de una célula solar de silicio amorfo . . . . .	12
2.1.1. Resistencia serie . . . . .	13
2.1.2. Resistencia paralelo (fugas de corriente) . . . . .	16
2.1.3. Diodo . . . . .	16
2.1.4. Fotocorriente . . . . .	17
2.1.5. Eficiencia de colección . . . . .	19
2.2. Análisis de células solares de silicio amorfo . . . . .	22
2.2.1. Descripción del sistema experimental de medidas . . . . .	22
2.2.2. Curva corriente-tensión en oscuridad . . . . .	27
2.2.3. Curva corriente-tensión bajo iluminación . . . . .	34
2.2.4. Medida de la fotocorriente . . . . .	45
2.3. Resultados . . . . .	53

2.3.1.	Determinación de los parámetros del diodo . . . . .	53
2.3.2.	Determinación de la fotocorriente . . . . .	53
2.3.3.	Ajuste de la medida VIM: validación del modelo circuital	58
<b>3.</b>	<b>Módulos fotovoltaicos de silicio amorfo</b>	<b>63</b>
3.1.	Sistema Experimental . . . . .	64
3.1.1.	Módulos fotovoltaicos . . . . .	65
3.1.2.	Adquisición de curvas corriente-tensión de módulos fo- tovoltaicos . . . . .	66
3.1.3.	Procedimiento de medida y colección de datos . . . . .	69
3.2.	Caracterización en condiciones reales de operación. Metodología	71
3.2.1.	Análisis de sombras . . . . .	71
3.2.2.	Análisis del efecto espectral . . . . .	74
3.2.3.	Análisis de la influencia angular . . . . .	77
3.2.4.	Determinación de los parámetros circuitales . . . . .	79
3.3.	Resultados y discusión . . . . .	87
<b>4.</b>	<b>Comportamiento estacional</b>	<b>93</b>
4.1.	Análisis del comportamiento estacional. Promedios diarios . . .	94
4.1.1.	Promedio diario del factor de forma . . . . .	98
4.1.2.	Estimación de la influencia espectral y efectos de recu- peración térmica . . . . .	100
4.1.3.	Comparación entre módulos. Índices de rendimiento . .	104
4.2.	Evolución de los parámetros circuitales . . . . .	106
4.2.1.	Fotocorriente . . . . .	106
4.2.2.	Diodo . . . . .	108
4.3.	Evaluación de la producción energética estacional . . . . .	117
4.3.1.	Modelo circuital . . . . .	117
4.3.2.	Modelo semi-empírico . . . . .	123
4.3.2.1.	Análisis espectral . . . . .	124
4.3.2.2.	Análisis térmico . . . . .	129
4.3.2.3.	Estimación del factor de forma . . . . .	130
4.3.2.4.	Evolución de la eficiencia diaria . . . . .	130
4.4.	Comportamiento de módulos fotovoltaicos en oscuridad . . . .	135
<b>5.</b>	<b>Conclusiones generales</b>	<b>145</b>
	<b>Bibliografía</b>	<b>151</b>

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1. Antecedentes

La actividad de producción de energía eléctrica en España hasta el 2008, cuando comenzó este trabajo de Tesis, se ha orientado hacia la reducción de la dependencia energética exterior, optimización de los recursos energéticos disponibles y la sensibilidad ambiental. Para la consecución de estos objetivos se parte de la diferenciación de un conjunto de instalaciones de producción de energía eléctrica que conforman el denominado *régimen especial*, las cuales disfrutan de una cierta singularidad jurídica y económica frente al resto de instalaciones de producción integrantes del llamado *régimen ordinario*. El *régimen especial* se caracteriza por la posibilidad de que su régimen retributivo se complemente mediante la percepción de una prima en los términos que se establezcan, para cuya determinación pueden tenerse en cuenta factores como el nivel de tensión de entrega de la energía a la red, la contribución efectiva a la mejora del medio ambiente, al ahorro de energía primaria y a la eficiencia energética y los costes de inversión en que se haya incurrido.

La regulación de las instalaciones fotovoltaicas ha jugado un papel fundamental en el desarrollo internacional de esta industria. El Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, mantenía un sistema de retribución similar al contemplado en el Real Decreto 436/2004, donde el titular de la instalación podía optar por vender su energía a una tarifa única y regulada o vender dicha energía directamente en el mercado energético, percibiendo el precio negociado más una prima relacionada con el índice de precios de consumo, IPC.

El crecimiento de la potencia instalada por la tecnología solar fotovoltaica en este marco fué muy superior al esperado. Según la información publicada por la Comisión Nacional de Energía, CNE, en agosto de 2007 se superó el 85 por ciento del objetivo de potencia instalada fotovoltaica para 2010. Esta rápida evolución involucró numerosas inversiones industriales relacionadas con la tecnología solar fotovoltaica. Desde la fabricación de polisilicio, obleas y módulos hasta los seguidores o los inversores. A pesar de que la regulación del Real Decreto 661/2007 demostró su eficacia, debía adaptarse con suficiente rapidez a la evolución de la tecnología. Una retribución insuficiente haría inviable las inversiones y una retribución excesiva podría repercutir de manera significativa en los costes del sistema eléctrico y desincentivaría la apuesta por la investigación y el desarrollo, reduciendo las excelentes perspectivas a medio y largo plazo de esta tecnología. Era necesario proporcionar continuidad y expectativas a estas inversiones y definir una pauta progresiva de implantación de este tipo de tecnología.

El Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, en lugar de utilizar la potencia total acumulada para fijar los límites del mercado, establece un objetivo anual de potencia que evoluciona al alza de manera coordinada con las mejoras tecnológicas. Esta corrección va acompañada de un nuevo régimen económico que estimula la evolución tecnológica y la competitividad de las instalaciones fotovoltaicas en España a medio y largo plazo. Asimismo, pretende reconocer las ventajas de la generación distribuida que ofrecen las instalaciones integradas en edificios, ya sea en fachadas o sobre cubiertas. No aumentan la ocupación de territorio y contribuyen a la difusión social de las energías renovables. La seguridad jurídica de los promotores respecto a la retribución que percibirá la instalación puesta en funcionamiento se establece mediante un sistema de inscripción a un registro de asignación de retribución.

En 2008 se instalan más de 2.5GW de potencia fotovoltaica y España se convierte en un referente mundial del sector industrial fotovoltaico. La escasez de silicio resultado del fuerte crecimiento experimentado por la energía fotovoltaica colapsa el mercado internacional y dispara los precios, provocando la irrupción de nuevos equipos de producción en masa y dando un nuevo impulso al silicio amorfo.

Tras el éxito del mercado español en 2008, Alemania fue el único líder en el mercado internacional de 2009 y el crecimiento europeo fue limitado. Este resultado pudo asociarse a la primera fase de la crisis financiera y a la estabilización del mercado nacional tras el auge experimentado. No obstante, la progresiva reducción del volumen de mercado fotovoltaico, la aprobación del

recorte retroactivo que establece el Real Decreto 14/2010 y los peajes exigidos en el Real Decreto 9/2013 para el autoconsumo de electricidad frenaron el desarrollo de la tecnología y rompieron la confianza de los inversores internacionales. En este dramático escenario, la fuerte reducción de costes que sufren los módulos chinos de silicio cristalino vuelve a desplazar la tecnología de silicio amorfo a un segundo plano.

## 1.2. Módulos de silicio amorfo

Los primeros trabajos que reportaron eficiencia de conversión superior al 10 % en dispositivos de silicio amorfo fueron publicados por los laboratorios RCA en Princeton, New Jersey y ECD en Auburn Hills, Michigan [Catalano 1982, Izu 1993]. Posteriormente, empresas Japonesas como Sanyo, Fuji, Canon y Sharp impulsaron la comercialización de esta tecnología fotovoltaica.

La nueva tecnología de película delgada desarrollada para la producción en serie y a gran escala demuestra que el ahorro en el coste de fabricación supera los inconvenientes conocidos respecto al convencional silicio cristalino y multicristalino y representa una alternativa altamente atractiva.

La producción de módulos de silicio amorfo es más simple que otras tecnologías. El método habitual que se emplea es una técnica de descarga luminiscente denominada depósito químico en fase vapor asistido por plasma (Plasma Enhanced Chemical Vapour Deposition, PECVD). El gas silano  $SiH_4$  se descarga sobre dos placas paralelas al que se aplica un campo eléctrico empleando un voltaje en el dominio de la frecuencia (13.65-200MHz).

La relativa baja temperatura de depósito, inferior a 200 °C, relaja las limitaciones térmicas sobre el material del sustrato y permite que su elección esté principalmente condicionada por cuestiones de disponibilidad, coste y estrategia comercial. Los módulos y células de a-Si:H están disponibles en configuraciones sustrato y superestrato. Sin embargo, los más extendidos se basan en una estructura de unión simple en configuración superestrato, donde la secuencia de capas depositadas es *p-i-n*. Esta configuración requiere un sustrato transparente que, generalmente, es una plancha de vidrio recubierta con una capa de óxido conductor transparente, OCT. Para facilitar la colección de huecos, cuya movilidad es inferior a la de electrones en el silicio amorfo, la luz incide en el material intrínseco a través del semiconductor *tipo-p*. El contacto posterior suele ser una capa de metal altamente reflectante que, por

lo general, es depositada sobre un OCT intermedio que adapta los índices de refracción entre el silicio *tipo-n* y el metal, mejorando la reflexión del contacto posterior. Finalmente, un encapsulante y otra placa de vidrio forman, por lo general, la parte trasera de la célula superestrato.

Hasta el 2011, el silicio amorfo representaba el primer producto comercial de módulos fotovoltaicos de capa delgada. Sin embargo, presenta algunas limitaciones debido a sus pobres propiedades de transporte electrónico e inherentes a su naturaleza amorfa. El potencial esperado para estos módulos es de rendimientos comprendidos entre el 6 % para módulos estándar y el 7 % para módulos con recubrimientos OCT de alta calidad. Con un segundo absorbente microcristalino se puede configurar el denominado módulo micromorfo, cuyo rendimiento esperado es del 10 %.

La baja eficiencia de los módulos de silicio amorfo es parcialmente atribuible a que sus propiedades electrónicas sufren degradación debido a la generación de defectos inducidos por la iluminación [Staebler 1977]. Esta degradación (conocida como efecto Staebler-Wronski, “*Staebler-Wronski Effect, SWE*”) es permanentemente objeto de investigación y condiciona el diseño de estos dispositivos. La eficiencia de estos dispositivos no disminuye gradualmente hasta cero. El recocido térmico o “*annealing*” tiende a contrarrestar la degradación del módulo durante el funcionamiento en condición real de operación. La competición entre estos dos efectos permite alcanzar un estado de equilibrio después de una exposición prolongada. En la situación actual de la tecnología, las pérdidas respecto al estado inicial pueden estimarse alrededor del 10 %-15 %.

Hasta el momento, no existe un método completamente aceptado para determinar el rendimiento estabilizado. La metodología más aceptada consiste en exponer los módulos a la luz solar (luz del sol o simulado) durante aproximadamente 1.000 horas a 50 °C. En general, se cree que esta situación proporciona el 95 % de la degradación esperada. La medida habitual que utilizan los fabricantes para contrarrestar el problema de la degradación *SWE* en módulos de silicio amorfo consiste en garantizar durante 10-12 años cierta fracción (80 %-90 %) del valor nominal. Este compromiso asegura al comprador que recibirán una potencia mínima conocida.

### 1.3. Motivación

La crisis económica mundial, iniciada en el año 2008, hace que el momento de incertidumbre que vive el sector fotovoltaico se vuelva más complejo con los desafíos del libre mercado, la competencia de las alternativas tecnológicas, estrategias de negocio y políticas volátiles. En ese entorno, la necesidad de predicción y análisis de energía es absolutamente esencial para la financiación de proyectos de generación eléctrica fotovoltaica. En particular, la predicción del rendimiento en módulos de silicio amorfo presenta mayor interés debido a que el cambio estacional de la distribución espectral y la temperatura establece singularidades significativas en su rendimiento.

Los módulos fotovoltaicos tradicionales de silicio cristalino exhiben habitualmente una reducción del rendimiento con el aumento del nivel de irradiación y temperatura de los meses de verano. Sin embargo, es bien conocido que los dispositivos de silicio amorfo aumentan su eficiencia de conversión [Jennings 1996, Kroposki 1997]. La explicación más extendida para este aumento de eficiencia en verano consiste en que el aumento de temperatura provoca el recocido térmico del dispositivo. De hecho, [del Cueto 1999] han observado que la degradación observada tras una exposición prolongada de luz a 25 °C de temperatura, es completamente recuperada cuando aumentan la temperatura de funcionamiento a 50 °C. Muchos de los artículos publicados favorecen esta explicación [Akhmad 1997, del Cueto 1997, King 2000, Kleiss 1993]. No obstante, otros autores [Gottschalg 2003, Gottschalg 2004, Hirata 1995, Hirata 1998, Merten 1998b, Rütther 1994] sugieren que el principal factor que condiciona la evolución estacional del rendimiento es la variación del contenido espectral.

El origen de la controversia proviene de que los efectos térmico y de contenido espectral están acoplados y dependen del clima en la ubicación del módulo o sistema. Distintas metodologías [Raicu 1991, Friesen 2002, Kenny 2002] que previamente han demostrado ser precisas para módulos de silicio cristalino, exhiben considerables desviaciones cuando se aplican a módulos fotovoltaicos de silicio amorfo.

La complejidad de este problema introduce incertidumbres adicionales que podrían condicionar la financiación de un proyecto de generación eléctrica fotovoltaica. Este tipo de proyectos suelen ir acompañados de un estudio económico de viabilidad que requieren la predicción y análisis de la producción eléctrica. Los programas informáticos comerciales que realizan esta tarea han sido sobradamente validados para la tecnología del silicio cristalino. Sin em-



bargo, estas herramientas no proporcionan suficiente precisión con módulos de silicio amorfo. La figura 1.1 compara el rendimiento global o “*performance ratio*” mensual  $PR_m$  experimental de un módulo de silicio amorfo con el simulado por el programa comercial PVSyst. El  $PR_m$  es un indicador muy extendido en el sector industrial fotovoltaico que relaciona la eficiencia promedio o global de un módulo (o instalación) con la rentabilidad financiera. En términos generales, la rentabilidad del módulo aumenta con índices  $PR_m$  elevados, siendo el rendimiento real considerablemente superior al predicho por el programa de simulación.

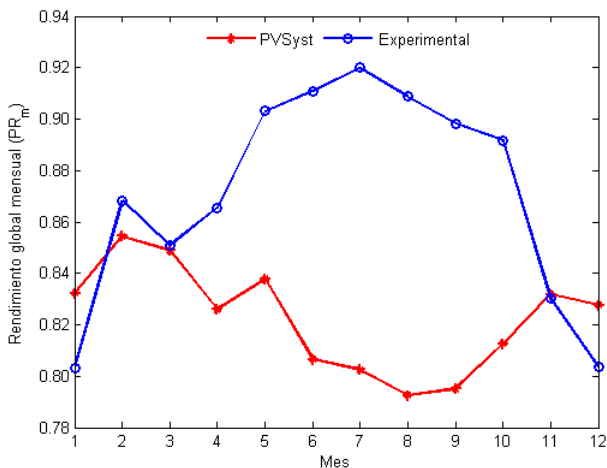


Figura 1.1: Rendimiento global mensual,  $PR_m$ , de un módulo de silicio amorfo ubicado en la terraza de la Facultad de Física de la Universidad de Barcelona. La serie de color azul corresponde a los datos experimentales y los de color rojo a los simulados por el programa comercial PVSyst.

Como la industria fotovoltaica está principalmente dominada por módulos fotovoltaicos de silicio cristalino, los principales procedimientos implementados en la planificación de sistemas de generación eléctrica fotovoltaica (predicción del rendimiento antes de la puesta en marcha y análisis de la producción eléctrica) han sido desarrollados para esta tecnología y no consideran las particularidades de otras tecnologías. En el caso del silicio amorfo, los aspectos

básicos que no están considerados pueden clasificarse en dos grupos: meta-estabilidad y corrección espectral.

### Meta-estabilidad

Los programas comerciales de simulación no consideran el comportamiento meta-estable del silicio amorfo. No incorporan ningún parámetro adicional para contabilizar el efecto del recocido térmico y esta es una de las principales causas del evidente desacuerdo entre el rendimiento experimental y el simulado en el módulo de silicio amorfo.

Esta singularidad podría incluirse en los coeficientes de temperatura de los módulos. Lamentablemente, valores que proporcionan los fabricantes de módulos deben ser medidos según el procedimiento estándar [IEC 61646], que considera una variación rápida de la temperatura. No obstante, el mecanismo de degradación cuyo recocido térmico compensa la generación de defectos inducidos por iluminación en el silicio amorfo está caracterizado por un mecanismo de *annealing* rápido para describir el comportamiento térmico diario característico y otro lento que describe la recuperación térmica estacional, en escala temporal mensual [Yang 1993].

### Corrección espectral

La distribución espectral de la radiación solar varía a lo largo del día. El espectro contiene mayor proporción infrarroja, *IR*, cuando amanece y cuando anochece que a media mañana, cuando aumenta la proporción ultravioleta, *UV*. La intensidad del efecto que estas variaciones provocan sobre los módulos depende del tipo de tecnología fotovoltaica. La respuesta espectral de la tecnología de silicio amorfo es más selectiva que la tecnología clásica de silicio cristalino y, por lo tanto, la corriente fotogenerada presenta mayor dependencia de la distribución espectral de la radiación incidente.

Las instalaciones fotovoltaicas sólo suelen incorporar sensores de radiación muy simples que están basados en dispositivos fotovoltaicos. Por lo general, estos detectores son de silicio cristalino cuya dependencia térmica puede ser corregida. Sin embargo, su sensibilidad espectral no es “plana” (depende de la longitud de onda de la radiación incidente) y la medida de la irradiancia presenta un error parecido al que presente la eficiencia de conversión del módulo de silicio cristalino. Por lo tanto, no suelen observarse efectos espectrales en las medidas experimentales del comportamiento estacional del *PR*. Esto

mismo sucedería para el silicio amorfo si el sensor de radiación presentara la misma respuesta espectral. En tal caso, los sensores suelen ser dispositivos de silicio cristalino que incorporan filtros para reproducir la sensibilidad espectral de los módulos de esta tecnología. Si la respuesta espectral del sensor no esta bien acoplada a la del módulo fotovoltaico, la dependencia estacional del  $PR$  puede presentar una ligera dependencia estacional.

El único motivo que justifica el uso de sensores de semiconductor en la monitorización de plantas de generación eléctrica fotovoltaica es para analizar y valorar la degradación del sistema. Es más simple eliminando la componente espectral y es adecuado utilizar sensores con respuesta espectral similar a la tecnología monitorizada.

No obstante, es claro que el  $PR$  real se debe medir con sensores cuya sensibilidad espectral sea “plana”, como los piranómetros térmicos. Estos dispositivos muestran el efecto espectral real sobre el comportamiento estacional y son necesarios para comparar tecnologías.

## 1.4. Objetivos y estructura de la tesis

En este trabajo de Tesis se pretende profundizar en la descripción del comportamiento de los módulos fotovoltaicos de silicio amorfo mediante un modelo de circuito eléctrico equivalente. El objetivo principal consiste en esclarecer el origen de la evolución estacional de la producción energética de dichos módulos. Con esta finalidad, la investigación se ha organizado en dos bloques.

El capítulo 2 constituye el primero y ha sido orientado hacia la interpretación de medidas de células solares de pequeña área en el laboratorio. Introduce el modelo circuital que incluye un modelo analítico para describir el término de fotocorriente y presenta el sistema experimental de medidas electro-ópticas de laboratorio. Posteriormente describe el procedimiento seguido para deducir los parámetros circuitales a partir de la interpretación de las curvas eléctricas características de las células solares iluminadas y en oscuridad. Finalmente, se muestran los resultados obtenidos y se propone un modelo circuital de célula solar de silicio amorfo que describe su comportamiento eléctrico en cualquier condición de iluminación y temperatura. Los capítulos 3 y 4 configuran el segundo bloque y están dedicados al estudio de módulos fotovoltaicos de silicio amorfo en condiciones reales de operación. El capítulo 3 describe el sistema experimental empleado para la monitorización

de los módulos e introduce una metodología para la estimación aproximada de los parámetros del modelo circuital. Esta debe ser necesariamente distinta a la presentada en el capítulo 2 debido a que no disponemos de control de iluminación ni temperatura. El capítulo 4 está centrado en el análisis del comportamiento estacional de los módulos. Introduce los valores promedio diarios con los que se analiza el comportamiento estacional de los módulos fotovoltaicos. Discute la definición apropiada del valor promedio del factor de forma y su influencia para interpretar el comportamiento estacional del rendimiento. Utiliza la metodología del capítulo anterior para analizar la evolución estacional de los parámetros circuitales. Valida el modelo circuital con los parámetros aproximados que previamente han sido determinados en la sección anterior y propone una metodología de análisis semi-empírica basada en el promedio diario de los parámetros característicos  $J_{sc}$ ,  $V_{oc}$  y  $FF$ . Finalmente, se discuten las peculiaridades que pueden surgir del análisis de la respuesta eléctrica de los módulos en oscuridad. Por último, el capítulo 5 recoge las conclusiones del estudio.



## Capítulo 2

# Células solares de silicio amorfo

En este capítulo se presenta el modelo de circuito eléctrico equivalente utilizado para describir las células solares de silicio amorfo y la metodología para extraer el valor de los parámetros involucrados. Este modelo de célula solar será extrapolado en capítulos posteriores para describir el comportamiento eléctrico de los módulos fotovoltaicos de esta misma tecnología. La sección 2.1 discute los elementos constituyentes del circuito y, en particular, el modelo de fotocorriente característico de los dispositivos *p-i-n* de silicio amorfo, vea [Merten 1998a]. En la sección 2.2 se presenta el sistema experimental de laboratorio empleado en la caracterización fotoeléctrica de las células solares y el procedimiento seguido para deducir los parámetros circuitales a partir de la interpretación de los datos experimentales. Finalmente, en la sección 2.3 se muestran los resultados obtenidos y se propone un modelo circuital de célula solar de silicio amorfo que describe su comportamiento al variar las condiciones de iluminación y temperatura.

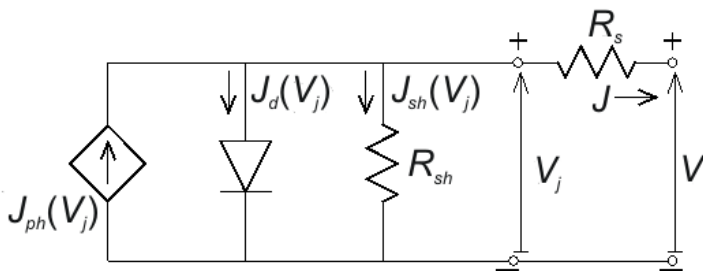


Figura 2.1: Circuito equivalente de una célula solar de silicio amorfo.

## 2.1. Modelo circuital de una célula solar de silicio amorfo

Las células solares de silicio amorfo son dispositivos relativamente complejos que pueden presentar un comportamiento eléctrico complicado. Con objeto de facilitar su descripción se suelen utilizar modelos simples basados en un circuito eléctrico equivalente que trata de sintetizar los rasgos más característicos de estos dispositivos.

Básicamente una célula solar *p-i-n* es un diodo. En oscuridad su comportamiento eléctrico es el de un diodo semiconductor. Cuando la célula solar está iluminada, y polarizada en directo, la corriente eléctrica debida a los portadores inyectados por el diodo,  $J_d$ , se opone a la corriente debida a los portadores fotogenerados,  $J_{ph}$ . Estos procesos son representados por el diodo y la fuente de corriente en el circuito equivalente de la figura 2.1. Las resistencias serie,  $R_s$ , y paralelo o “shunt”,  $R_{sh}$ , son elementos circuitalos parásitos introducidos para describir imperfecciones de las células solares reales.

La principal diferencia del modelo circuital de la figura 2.1 respecto al modelo clásico de una célula solar convencional de silicio cristalino, de unión *p-n*, radica en que no cumple de forma estricta el *Principio de Superposición*. En el caso convencional el *Principio de Superposición* implica que la curva característica corriente-tensión de la célula solar iluminada es exactamente la misma que en oscuridad, desplazada una constante igual a la densidad de fotocorriente  $J_{ph}$ . Las células solares de silicio amorfo no cumplen este principio debido a que la fotocorriente depende de la tensión aplicada y, por lo tanto, no es constante. Asimismo, en el caso más general, los elementos del

circuito de la figura 2.1 podrían depender del estado de iluminación.

Este trabajo, al igual que en [Merten 1998a], se basa en el modelo de la figura 2.1 y considera un *Principio de Superposición “débil”*, donde la fotocorriente es una función  $J_{ph}(G, V)$  de la irradiancia incidente,  $G$ , y de la tensión,  $V$ . No obstante, el diodo y las resistencias parásitas son independientes de la iluminación.

La caída de tensión en la resistencia serie  $R_s$  reduce la diferencia de potencial disponible sobre la fuente de fotocorriente, el diodo y la resistencia paralelo  $R_{sh}$ . La tensión efectiva, que realmente cae sobre estos elementos, la denominamos *tensión en la unión*,  $V_j$ , y su relación con la tensión aplicada  $V$  es, de acuerdo con el criterio de signos para la corriente mostrado en la figura 2.1, la siguiente:

$$V_j = V + J \cdot R_s \quad (2.1)$$

La corriente total que suministra el dispositivo se puede interpretar en términos de dos contribuciones:

$$J(V) = J_{ph}(G, V_j) + J_{dark}(V_j) \quad (2.2)$$

donde  $J_{ph}$  es la fotocorriente producida por la iluminación y  $J_{dark}$  es la corriente de la célula solar en oscuridad, con  $G = 0$ . Este último término viene dado por la corriente del diodo,  $J_d$ , y la corriente de fugas,  $J_{sh}$ :

$$J_{dark}(V_j) = -J_d(V_j) - J_{sh}(V_j)$$

donde el signo menos proviene del criterio de signos seguido en la figura 2.1.

A continuación se discute la interpretación física de los distintos elementos que intervienen en el circuito de la figura 2.1.

### 2.1.1. Resistencia serie

La resistencia serie  $R_s$  de un módulo fotovoltaico está habitualmente asociada a los contactos eléctricos del dispositivo. Sin embargo, su origen en módulos de lámina delgada suele estar relacionado con aspectos internos: con el transporte de corriente en el electrodo transparente frontal y con la conexión serie monolítica de las células que constituyen el módulo.

La figura 2.2 muestra un diagrama esquemático de la sección transversal de un módulo fotovoltaico de silicio amorfo con la interconexión monolítica de sus



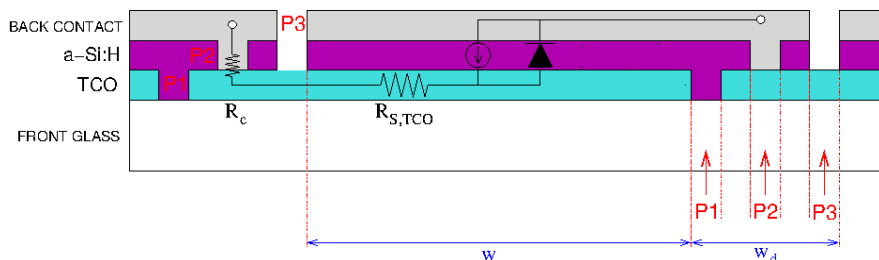


Figura 2.2: Conexión monolítica de células solares de silicio amorfo en un módulo fotovoltaico.

células. Los módulos fotovoltaicos de silicio amorfo normalmente presentan la configuración “*superestrato*”. Se basa en una estructura de unión simple, donde la secuencia de capas depositadas es *p-i-n*. Esta configuración requiere un substrato transparente que, generalmente, es una plancha de vidrio recubierta con una capa de óxido conductor transparente, OCT. Para facilitar la colección de huecos, cuya movilidad es inferior a la de electrones en el silicio amorfo, la luz incide en el material intrínseco a través del semiconductor *tipo-p*. El contacto posterior suele ser una capa de metal altamente reflectante que, por lo general, es depositada sobre un OCT intermedio que actúa como barrera de difusión del metal en la estructura *p-i-n*. Asimismo, adapta los índices de refracción del silicio *tipo-n* y el metal, mejorando la reflexión del contacto posterior. Finalmente, un encapsulante y otra placa de vidrio forman, por lo general, la parte trasera de la célula, cuya temperatura máxima de proceso no excede los 200 °C. El proceso de fabricación está altamente automatizado y considera etapas de corte láser (“*laser scribing*”) entre procesos de depósitos de capas para establecer la conexión monolítica de las células (cortes P1, P2 y P3 indicados en la figura 2.2). El requisito de transparencia del TCO frontal no debe comprometer sus propiedades eléctricas para el transporte de la fotocorriente. Su resistencia superficial<sup>1</sup>,  $R_{sh}$ , suele estar en el rango de

<sup>1</sup>La resistencia superficial  $R_{sh}$  de una lámina delgada, expresada en ohmios por cuadrado ( $\Omega/\square$ ) es:

$$R_{sh} = \frac{\rho}{t}$$

donde  $\rho$  es la resistividad del material y  $t$  es el espesor (en el caso del TCO de los módulos de silicio amorfo,  $t$  varía entre  $0,5 \mu\text{m}$  y  $1 \mu\text{m}$ ). El valor de  $R_{sh}$  es independiente del tamaño del cuadrado.

$8-16\Omega/\square$  y es uno de los principales parámetros que influyen en la resistencia serie de los módulos.

El primer corte láser (P1) se realiza tras el depósito del TCO frontal y define la dimensión lateral,  $d$ , de las células solares que, conectadas en serie, forman el módulo. Esta dimensión suele ser del orden de 1 cm y, según la figura 2.2, se cumple

$$d = w + w_d$$

donde  $w$  es la longitud de la zona activa de la célula y  $w_d$  es la longitud de la región de interconexión que no contribuye a la generación de fotocorriente. La longitud  $w_d$  es del orden de los centenares de micras y se cumple  $w \gg w_d$ . Es decir,  $d \approx w$ .

Las principales contribuciones a la resistencia serie  $R_s$  del módulo fotovoltaico de silicio amorfo que podemos considerar son:

1. Resistencia superficial  $R_{sf}$  del TCO. Un tratamiento riguroso debería tener en cuenta el carácter distribuido de los parámetros circuitales (ver por ejemplo [Koishiyev 2009a]). En el caso de una célula iluminada donde la fotocorriente colectada se produce de forma uniforme a lo largo del dispositivo, se puede considerar (en primera aproximación) que la corriente aumenta de forma lineal a lo largo del electrodo. Un cálculo simple permite deducir la siguiente resistencia serie equivalente por unidad de área ( $\Omega \cdot cm^2$ ):

$$R_{s,TCO} = \frac{1}{2} R_{sf} \cdot d^2 \quad (2.3)$$

2. Resistencia de contacto  $R_c$  entre el TCO frontal de una célula y el metal del contacto posterior de la célula siguiente. Esta conexión se produce a través del corte láser P2 (ver figura 2.2). En términos de la resistividad específica de contacto  $\rho_c$  ( $\Omega \cdot cm$ ):

$$R_c = \frac{\rho_c}{\Delta d} \quad (2.4)$$

donde, al igual que  $R_{s,TCO}$  en 2.3,  $R_c$  es una resistencia por unidad de área ( $\Omega \cdot cm^2$ ), y  $\Delta d$  es la anchura del corte láser.

La resistencia serie final del dispositivo,  $R_s$ , se obtiene sumando las dos contribuciones 2.3 y 2.4.

### 2.1.2. Resistencia paralelo (fugas de corriente)

La resistencia paralelo o “*shunt*”,  $R_{sh}$ , en un dispositivo fotovoltaico representa una ruta alternativa para la circulación de corriente y puede provocar una pérdida de eficiencia en el dispositivo. Suele ser una de las principales causas, en el caso de la tecnología fotovoltaica en capa delgada, del peor rendimiento del módulo fotovoltaico frente al de la célula solar correspondiente [Koyshiyev 2009b]. En un módulo fotovoltaico de capa delgada, una de las principales fuentes de fugas suele estar relacionada con el proceso láser de interconexión monolítica: en particular con los cortes P1 y P3 (ver figura 2.2) que tienen como objetivo aislar las células del módulo. El material en los bordes del corte láser puede estar afectado por la elevada temperatura durante el proceso de ablación y provocar la aparición de una baja resistencia de aislamiento. En este caso, las fugas de corriente suelen presentar un comportamiento lineal con la tensión (es decir, un comportamiento óhmico) lo que permite, a nivel circuital, utilizar una simple resistencia (paralela a la fuente de fotocorriente y el diodo) para representar su efecto: resistencia  $R_{sh}$  en la figura 2.1.

Además del efecto de la interconexión monolítica, es habitual encontrar un buen número de fugas distribuidas por la superficie de la célula solar e inducidas por el proceso metalización. Este tipo de fugas presentan una dependencia de tipo potencial con la tensión aplicada y suelen presentar un comportamiento metaestable [Kunz 2009, Straube 2011].

En este trabajo, para tener en cuenta ambos efectos, el óhmico y el no lineal, en lugar de la resistencia óhmica  $R_{sh}$  del modelo circuital de la figura 2.1, utilizaremos la siguiente expresión para modelizar la corriente de fugas:

$$J_{sh}(V_j) = G_{sh} V_j \left[ 1 + \text{sig}(V_j) \left| \frac{V_j}{V^*} \right|^{\beta-1} \right] \quad (2.5)$$

donde  $G_{sh}$  es la conductancia de fugas,  $G_{sh} = R_{sh}^{-1}$ ,  $V^*$  es la tensión característica del comportamiento no lineal y el coeficiente  $\beta$  suele ser del orden de 2.

### 2.1.3. Diodo

El comportamiento rectificador del diodo semiconductor que constituye la estructura *p-i-n* de la célula solar de silicio amorfo se puede describir mediante la ecuación de Shockley:

$$J_d = J_0 \left[ \exp \left( \frac{V_j}{nV_T} \right) - 1 \right] \quad (2.6)$$

donde  $J_0$  es la densidad de corriente de saturación,  $n$  el factor de idealidad del diodo (toma valores entre 1 y 2) y  $V_T$  la tensión térmica de Boltzmann ( $V_T = kT/q$ , donde  $k$  es la constante de Boltzmann,  $T$  la temperatura absoluta y  $q$  la carga del electrón).

La corriente de saturación  $J_0$  de la célula de silicio amorfo está activada térmicamente (ver, por ejemplo, [Hegedus 1988]):

$$J_0 = J_{00} \exp \left( - \frac{E_{act}}{kT} \right) \quad (2.7)$$

donde  $J_{00}$  es el prefactor y  $E_{act}$  la energía de activación que, en el caso del diodo  $p-i-n$  de silicio amorfo, se suele relacionar con el potencial difusión (o contacto):  $E_{act} \approx qV_{bi}$ , siendo  $V_{bi} \approx 0.9V$ . Asimismo, algunos autores han reportado una dependencia del factor de idealidad,  $n$ , con la temperatura, que interpretan a partir del efecto de la distribución energética de los estados localizados en el *gap* [Berkel 1993]:

$$\frac{1}{n} = \frac{1}{n_0} + \frac{T}{2T^*} \quad (2.8)$$

donde  $n_0$  es una constante y  $T^*$  la temperatura característica de la distribución de estados localizados.

#### 2.1.4. Fotocorriente

En una célula solar  $p-i-n$  de silicio amorfo el campo eléctrico en la zona intrínseca desempeña un papel fundamental en la colección de los portadores fotogenerados. Fuera de la zona intrínseca, donde no hay campo eléctrico, la longitud de difusión de los portadores es demasiado pequeña y los portadores generados recombinan antes de ser colectados. Es decir, en una célula solar  $p-i-n$  de silicio amorfo la fotocorriente se produce básicamente en la zona intrínseca de la célula que es, por lo tanto, la *zona activa* del dispositivo.

Para calcular la fotocorriente debemos conocer el ritmo de generación de portadores en el interior de la zona intrínseca debido a la absorción de fotones. Integrando el perfil de generación de portadores  $G(x)$  podemos deducir la corriente fotogenerada. En principio, debido al pequeño espesor de la zona

intrínseca se puede suponer que el perfil  $G(x)$  es prácticamente constante y podemos tomar un valor promedio para la velocidad de generación:

$$G = \frac{1}{L_i} \int_0^{L_i} G(x) dx \quad (2.9)$$

donde  $L_i$  es el espesor de la zona intrínseca (tomamos como origen  $x = 0$  la interfase  $p-i$ , justo al inicio de la zona intrínseca).

Si despreciamos las reflexiones múltiples en el interior del dispositivo, la velocidad de generación  $G$  deducida a partir de 2.9, para una iluminación de longitud de onda  $\lambda$ , vendrá dada por:

$$G = \phi(\lambda) \eta_g(\lambda) [1 - R(\lambda)] \frac{1 - \exp(-\alpha(\lambda) L_i)}{L_i} \quad (2.10)$$

donde  $\alpha(\lambda)$  es el coeficiente de absorción del material en la región intrínseca,  $\phi(\lambda)$  es el flujo incidente de fotones por unidad de área,  $\eta_g(\lambda)$  es la eficiencia cuántica del proceso de generación y  $R(\lambda)$  la reflectancia. La *corriente fotogenerada* deducida a partir de  $G$  es:

$$J_{ph0} = qGL_i \quad (2.11)$$

En realidad, la corriente  $J_{ph0}$  no es igual a la fotocorriente  $J_{ph}$  debido a que no todos los portadores fotogenerados en la zona intrínseca llegan a ser colectados. Parte de los portadores recombinan y no contribuyen a la fotocorriente. Además esta recombinación es función del campo eléctrico y, por lo tanto, del potencial aplicado. Al polarizar el dispositivo en directo disminuye el campo eléctrico de la zona intrínseca y provoca el aumento de la velocidad de recombinación y la disminución de la fotocorriente.

La fotocorriente  $J_{ph}$  se puede expresar de la siguiente forma:

$$J_{ph}(V) = J_{ph0} \chi_C(V) \quad (2.12)$$

donde  $\chi_C(V)$  representa la *eficiencia de colección*. Es decir, la fracción de corriente fotogenerada que es colectada y da lugar a la fotocorriente.

Experimentalmente, la corriente fotogenerada  $J_{ph0}$  se puede determinar polarizando suficientemente el dispositivo en inverso. Esta situación aumenta la intensidad del campo eléctrico y favorece la colección, de forma que  $\chi_C$  puede llegar a ser prácticamente igual a 1.

La principal diferencia entre las células solares convencionales y las células solares en capa delgada, en particular con las células solares  $p-i-n$  de silicio amorfo, está en la dependencia en tensión de la fotocorriente. En algunos modelos circuitales este efecto se introduce mediante un elemento de circuito que da cuenta de las pérdidas por recombinación y de su dependencia con la tensión aplicada, ver [Merten 1998a]. Este se dispone en paralelo a la fuente de corriente del modelo circuital. En nuestro caso consideramos el término de recombinación implícito en la eficiencia de colección  $\chi_C(V)$ . A continuación discutimos el modelo utilizado para describir dicho término.

### 2.1.5. Eficiencia de colección

El mecanismo de colección de portadores fotogenerados en células solares de silicio amorfo hidrogenado, a-Si:H, con estructura  $p-i-n$  ha sido estudiado teóricamente a través de simulaciones numéricas [Gray 1989, Hack 1989] y mediante modelos analíticos [Crandall 1983, Hubin 1995]. Los métodos numéricos más realistas presentan el inconveniente de requerir un gran número de parámetros, lo que dificulta su uso y, a menudo, la interpretación de los datos experimentales. Además, muchos de estos parámetros son difíciles de determinar experimentalmente y son puramente especulativos. Por otra parte, los modelos analíticos presentan el inconveniente de requerir hipótesis simplificadoras que pueden limitar su validez general. Sin embargo, la simplicidad que supone el uso de una expresión analítica facilita la interpretación directa de los datos experimentales.

El primer intento de describir analíticamente el proceso de colección en una célula solar de silicio amorfo lo realizó Crandall en 1983 [Crandall 1983]. Sus principales hipótesis eran: campo eléctrico uniforme, corriente de difusión despreciable y utilización de la estadística de Shockley-Read-Hall (SRH) para centros de recombinación con dos estados de carga. Estas hipótesis proporcionan una expresión simple para la eficiencia de colección  $\chi_C$  en función de la longitud de arrastre de los electrones,  $l_n$ , y de los huecos,  $l_p$ :

$$\chi_C = l_C/L [1 - \exp(-L/l_C)] \quad (2.13)$$

donde  $l_C = l_n + l_p$  y  $L_i$  es el espesor de la región intrínseca.

Posteriormente, Hubin y Shah [Hubin 1995] proponen una descripción similar utilizando un modelo de recombinación más adecuado para el silicio amorfo. Consideran la naturaleza anfótera del enlace libre (“*dangling bond*”),

principal centro de recombinación en el silicio amorfo, usando las estadística SRH para defectos con tres estados de carga.

La expresión para la eficiencia de colección que encuentran Hubin y Shah es la siguiente:

$$\chi_C = \frac{1}{L} \frac{l_n l_p}{l_n \exp(L/l_C) - l_p \exp(-L/l_C)} \left[ \exp\left(\frac{L}{l_C}\right) - \exp\left(-\frac{L}{l_C}\right) \right] \quad (2.14)$$

donde ahora la longitud de colección  $l_C$  se expresa de la siguiente manera en función de las longitudes de arrastre de electrones y huecos:

$$l_C = 2 \frac{l_n l_p}{l_n - l_p} \quad (2.15)$$

Observe que en el modelo de Crandall es el portador con mayor longitud de arrastre el que determina la eficiencia de colección. Sin embargo, en el de Hubin y Shah, según 2.15, es el de menor longitud de arrastre el que limita la eficiencia de colección.

Las longitudes de arrastre,  $l_n$  y  $l_p$ , dependen del campo eléctrico en la región intrínseca,  $E_i$ , de la movilidad de los portadores libres,  $\mu_n$  y  $\mu_p$ , y del tiempo de captura de los “*dangling bonds*” neutros,  $\tau_n^0$  y  $\tau_p^0$  (una de las hipótesis del modelo es que, en el interior de la zona intrínseca, los defectos están básicamente en estado neutro):

$$l_n = \mu_n \tau_n^0 |E_i| \quad (2.16)$$

$$l_p = \mu_p \tau_p^0 |E_i| \quad (2.17)$$

En el caso de dispositivos *p-i-n* suficientemente delgados y material intrínseco de buena calidad, es buena hipótesis suponer que las longitudes de arrastre son muy superiores al espesor de la zona intrínseca. En este caso, la expresión 2.14 de la eficiencia de colección adquiere una forma muy simple (la misma expresión se obtiene en el caso particular  $l_n \approx l_p$ , ver [Asensi 1998]) :

$$\chi_C = \frac{l_C}{l_C + L} \quad (2.18)$$

donde  $l_C$  es una nueva longitud de colección que combina de forma diferente las longitudes de arrastre  $l_n$  y  $l_p$ :

$$l_C = 2 \frac{l_n l_p}{l_n + l_p} = \frac{2\mu_n \tau_n^0 \mu_p \tau_p^0}{\mu_n \tau_n^0 + \mu_p \tau_p^0} |E_i| \equiv \mu \tau_{eff} |E_i| \quad (2.19)$$

donde se ha introducido el parámetro  $\mu \tau_{eff}$  ( producto  $\mu \tau$  “efectivo”). Se ha demostrado una conexión directa entre este parámetro y la pendiente de la curva  $J(V)$  en cortocircuito [Merten 1998a], siendo clave para interpretar el comportamiento del dispositivo al variar la intensidad de iluminación incidente.

Asimismo, la dependencia en tensión  $V_j$  de la eficiencia de colección  $\chi_C$  está implícita en el valor de la intensidad del campo eléctrico  $|E_i|$  en la zona intrínseca. Suponiendo que la zona intrínseca es básicamente neutra y no cambia el estado de carga al aplicar un potencial, la dependencia del campo eléctrico con el potencial en la unión  $V_j$  es:

$$E_i = \frac{V_{bi} - V_j}{L} \quad (2.20)$$

donde  $V_{bi}$  es la caída de tensión en la zona intrínseca del dispositivo en equilibrio termodinámico. Es decir, el potencial de difusión o contacto y, en principio, se calcularía a partir de la diferencia energética entre los niveles de Fermi del material dopado  $n$  y  $p$ . Observe que para  $V_j = V_{bi}$  el campo eléctrico en la zona intrínseca se anula.

Conviene introducir el potencial de colección  $V_C$  definido según [Hof 2000]:

$$V_C = \chi_C \left( \frac{d\chi_C}{dV_j} \right)^{-1} \Bigg|_{V_j=0} \approx R_{sc} J_{sc} \quad (2.21)$$

donde  $J_{sc}$  es la corriente de cortocircuito (suponiendo  $V_j \approx V = 0$ ) y  $R_{sc}$  es la *resistencia de cortocircuito* calculada a partir de la pendiente de la curva  $J(V)$  en cortocircuito (estos parámetros los definiremos con más detalle en la próxima sección).

Introduciendo 2.21 en 2.18 y teniendo en cuenta las expresiones 2.19 y 2.20, deducimos la siguiente expresión de la eficiencia de colección en función de la tensión:

$$\chi_C(V_j) = \frac{(V_C - V_{bi})(V_{bi} - V_j)}{V_{bi} V_C - (V_C - V_{bi}) V_j} \quad (2.22)$$

expresión muy simple, que sólo depende de dos parámetros con significados físico y experimental muy claros:



1. Potencial de colección  $V_C$ : relacionado con el producto  $\mu\tau$  del material de la zona intrínseca y, experimentalmente, con la pendiente de la curva  $J(V)$  en cortocircuito.
2. Potencial de difusión  $V_{bi}$ : vinculado a la caída de potencial a lo largo de la zona intrínseca (con el dispositivo en equilibrio termodinámico) y, experimentalmente, al valor de tensión para el que la eficiencia de colección y la fotocorriente son nulas.

La figura 2.3 ilustra la dependencia de  $\chi_C$  con la tensión  $V_j$  según la ecuación 2.22. Pretende mostrar el efecto de los parámetros  $V_{bi}$  y  $V_C$  sobre el aspecto de la curva. Observe, por ejemplo, como al aproximarse  $V_C$  a  $V_{bi}$  la eficiencia de colección disminuye y el aspecto de la curva es más lineal. Es decir, el “factor de forma” de la curva  $\chi_C(V_j)$  se deteriora.

En el caso singular de  $V_j = 0$ , la eficiencia de colección viene determinada por:

$$\chi_C(0) = 1 - \frac{V_{bi}}{V_C} \quad (2.23)$$

y si  $V_{bi} = V_C$ , obtenemos  $\chi_C(0) = 0$ . Un valor de  $V_C$  inferior a  $V_{bi}$  proporciona un resultado absurdo y sin ningún significado físico. De hecho, las hipótesis utilizadas para desarrollar el modelo de colección que conduce a la ecuación 2.22 implican que  $V_C$  es mucho mayor que  $V_{bi}$  y, por lo tanto,  $\chi_C(0) \approx 1$ . Es importante resaltar que, a pesar de que el significado físico de la ecuación 2.22 puede ser cuestionable, por detalles como el que acabamos de comentar, su simplicidad resulta atractiva para implementarlo en el modelo circuital.

## 2.2. Análisis de células solares de silicio amorfo

### 2.2.1. Descripción del sistema experimental de medidas

Las medidas básicas para caracterizar el comportamiento de las células solares son las curvas de corriente-tensión y las medidas de respuesta espectral. El sistema experimental que hemos usado integra el instrumental electrónico necesario para realizar ambas caracterizaciones en el mismo banco de pruebas. A continuación se describen las características específicas de cada medida.

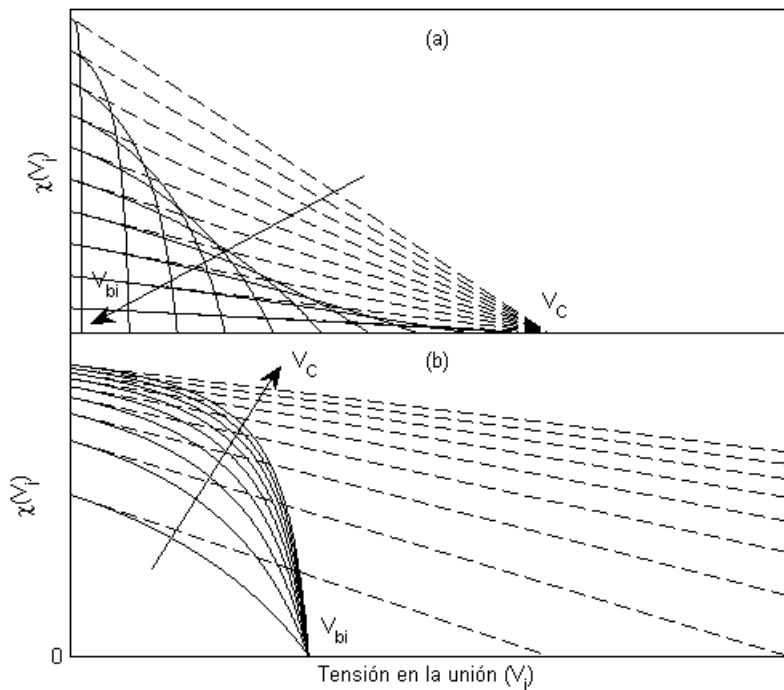


Figure 2.3: Eficiencia de colección  $\chi_C$  en función de  $V_j$  calculada a partir de la expresión 2.22. Las líneas rectas a trazos representan el ajuste lineal en  $V_j = 0$  y cortan el eje de abscisas en  $V_j = V_C$ . (a) Efecto de variar  $V_{bi}$  con  $V_C$  constante. (b) Efecto de variar  $V_C$  con  $V_{bi}$  constante.

### Sistema para la medida de la curva corriente-tensión

La principal característica de una célula solar es su curva corriente-tensión  $J(V)$ , es decir, la medida de la corriente (o densidad de corriente) en función de la tensión aplicada.

En la figura 2.5 se muestra el esquema del sistema experimental que usamos en este trabajo para la medida de la curva  $J(V)$ . El sistema de iluminación utilizado es un simulador solar para células de pequeña área, que dispone de una lámpara de Xe de 150W equipada con un filtro AM1.5 global. Produce un haz colimado que pasa por un sistema de filtros neutros motorizados que permiten regular automáticamente el nivel de iluminación sobre la muestra (ver figura 2.5a).

Finalmente, una fibra óptica colecta la iluminación y la conduce hacia el sistema óptico de focalización. Este sistema dispone de un sistema de lentes que permite iluminar homogéneamente, con una irradiancia de  $100 \text{ mW/cm}^2$ , una muestra de 1 cm de diámetro. La muestra se coloca sobre una plataforma térmica que controla la temperatura de la célula (ver figura 2.5b).

La curva  $J(V)$  se obtiene polarizando el dispositivo mediante una fuente de alimentación y midiendo corriente mediante un amplificador de transimpedancia que actúa como convertidor corriente-tensión. Este amplificador proporciona la sensibilidad necesaria para medir las corrientes propias de los niveles más bajos de iluminación.

### Sistema para la medida de la respuesta espectral

La respuesta espectral  $S_\lambda$  (A/W) de una célula solar es la relación entre la fotocorriente generada y la potencia luminosa monocromática incidente. Normalmente se considera que la tensión aplicada es nula y debería medirse en condiciones reales de iluminación. Es decir, con iluminación de fondo similar al espectro solar.

La figura 2.6 muestra el montaje experimental utilizado en este trabajo. El sistema, que comparte muchos de los elementos del sistema de medida de curvas  $J(V)$ , dispone de un monocromador que utiliza como fuente luminosa una lámpara de Xe de 150 W. La iluminación es modulada por un troceador (“*chopper*”) a una frecuencia de aproximadamente 20 Hz. Mediante un divisor de haz se desvía una pequeña fracción de la iluminación monocromática hacia un fotodiodo de referencia y la señal producida,  $J_{ref,\lambda}$ , se detecta mediante un amplificador síncrono (lock-in-1 en la figura 2.6a). El fotodiodo de referencia

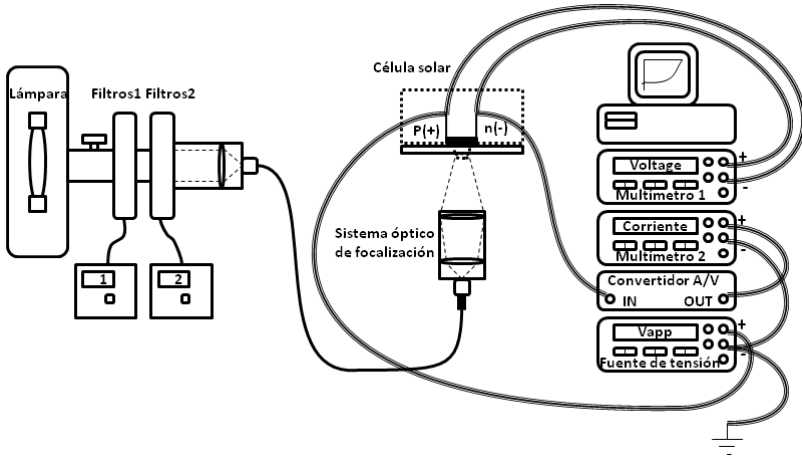


Figura 2.4: Sistema experimental para la medida de curvas corriente-tensión,  $J(V)$ . Por medio de un sistema de filtros automatizado el sistema permite la medida para varios niveles de iluminación y en oscuridad.

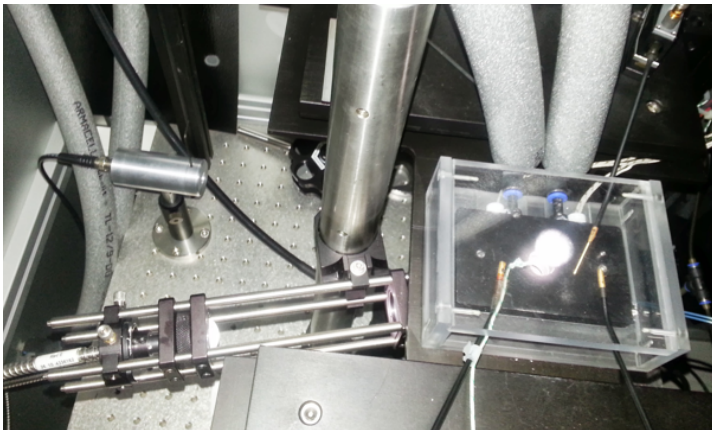
ha sido calibrado previamente de forma que la medida de  $J_{ref,\lambda}$ , nos permite saber en cada momento cual es la irradiancia monocromática,  $G_\lambda$ , que incide en la célula solar.

La iluminación monocromática puede superponerse a una iluminación blanca de fondo (producida por el simulador solar) mediante una fibra óptica bifurcada que desemboca en el sistema óptico de focalización y descrito en el apartado anterior. La luz monocromática es varios órdenes de magnitud inferior a la iluminación blanca. Sin embargo, la corriente eléctrica producida por la luz monocromática puede ser detectada gracias un amplificador síncrono (lock-in 2 en la figura 2.6a). Este amplificador determina el módulo de la señal producida y su desfase respecto una señal TTL de referencia generada por el sistema electrónico del troceador. De esta forma se pueden medir señales extremadamente débiles y distinguirlas de la fotocorriente que genera la luz blanca.

Es decir, la respuesta espectral se determina a partir de la medida, mediante dos amplificadores síncronos, de la fotocorriente  $J_\lambda$  producida por la célula solar y la fotocorriente  $J_{ref,\lambda}$  del fotodiodo de referencia:



(a) Sistema de iluminación: simulador solar y filtros motorizados.



(b) Detalle del portamuestras: plataforma térmica, puntas de medición, y sistema de iluminación desde la parte inferior.

Figura 2.5: Algunos de los elementos del sistema experimental para las medidas eléctricas de las células solares.

$$S_\lambda \equiv \frac{J_\lambda}{G_\lambda} = \frac{J_\lambda}{C_\lambda \cdot J_{ref,\lambda}} \quad (2.24)$$

donde  $C_\lambda$  es la constante de calibración del fotodiodo de referencia que nos permite deducir la irradiancia  $G_\lambda$  a partir de  $J_{ref,\lambda}$ .  $C_\lambda$  es función de la longitud de onda y se determina tras un proceso de calibración utilizando, como célula solar, un fotodiodo cuya respuesta espectral  $S_{cal,\lambda}$  es conocida:

$$C_\lambda = \left( \frac{J_{cal,\lambda}}{S_{cal,\lambda}} \right) \cdot \frac{1}{J'_{ref,\lambda}}$$

donde  $J_{cal,\lambda}$  y  $J'_{ref,\lambda}$  son, respectivamente, las señales correspondientes al fotodiodo calibrado, que actúa como célula solar, y al fotodiodo de referencia.

La respuesta espectral  $S_\lambda$  se expresa típicamente en A/W. Sin embargo, puede reescribirse en términos de la eficiencia cuántica externa  $EQE$ , que se define como la relación entre el número de portadores colectados y el número de fotones incidentes (en el caso de considerar los fotones absorbidos, en lugar de los incidentes, hablaríamos de la eficiencia cuántica interna). La eficiencia cuántica no tiene unidades y toma valores entre 0 y 1. Su relación con la respuesta espectral es la siguiente:

$$EQE(\lambda) = \frac{S_\lambda hc}{q\lambda} \quad (2.25)$$

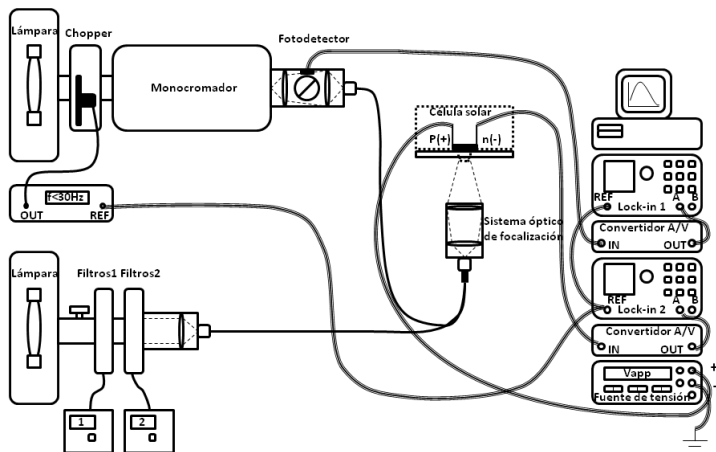
donde  $q$  es la carga del electrón,  $\lambda$  la longitud de onda de la radiación incidente,  $h$  la constante de Planck y  $c$  la velocidad de la luz en el vacío.

### 2.2.2. Curva corriente-tensión en oscuridad

Según el modelo circuital de la figura 2.1, la corriente del diodo,  $J_d$ , y las fugas de corriente,  $J_{sh}$  intervienen en la interpretación de la medida de la curva característica corriente-tensión de una célula solar en oscuridad  $J_{dark}(V_j)$ . De acuerdo con la sección anterior, la expresión general viene dada por:

$$J_{dark}(V_j) = J_0 \left[ \exp\left(\frac{V_j}{nV_T}\right) - 1 \right] + G_{sh} V_j \left[ 1 + \operatorname{sgn}(V_j) \left| \frac{V_j}{V^*} \right|^{\beta-1} \right] \quad (2.26)$$

donde hemos invertido el sentido de la corriente con respecto al criterio seguido en la sección anterior: es decir, ahora consideramos la corriente positiva



(a) Esquema del sistema experimental



(b) Divisor de haz con el detector de referencia para la medida de  $J_{ref,\lambda}$ .

Figura 2.6: Sistema experimental para la medida de la respuesta espectral

entrando en la zona  $p$  del diodo (lo que, por otra parte, es el criterio habitual al describir el comportamiento eléctrico de un diodo semiconductor). Según este criterio, la relación de la tensión en la unión  $V_j$  en 2.26 con la tensión aplicada  $V$  es:

$$V_j = V - R_s J_{dark} \quad (2.27)$$

donde el signo de  $R_s J_{dark}$  aparece cambiado respecto al de la expresión 2.1.

En condiciones de polarización inversa o baja polarización directa, la contribución de la corriente de diodo  $J_d$  (término exponencial en 2.26) se puede despreciar frente a la corriente de fugas. Este es el régimen o zona I en la figura 2.7. A medida que la polarización en directo aumenta, la corriente de diodo aumenta exponencialmente debido a la inyección de portadores mayoritarios. Distinguimos tres nuevas regiones en la curva  $J(V)$ : la zona II, que es una región de transición del régimen de fugas al exponencial; la zona III, en la que la corriente de diodo es muy superior a las fugas y la dependencia es claramente exponencial y, finalmente, la zona IV, el efecto de la caída de tensión en la resistencia serie  $R_s$  se aprecia en la disminución en el ritmo de aumento de la densidad de corriente y la curva  $J(V)$  se aparta del comportamiento exponencial.

El ajuste de la curva corriente-tensión oscuridad,  $J_{dark}(V)$ , mediante el modelo circuital (ecuación 2.26) y teniendo en cuenta las distintas regiones de la curva, permite determinar de forma precisa muchos de los parámetros de dicho modelo: los relacionados con el diodo ( $J_0$  y  $n$ ), las fugas ( $R_{sh}$ ,  $V^*$  y  $\beta$ ) y, sobretudo, la resistencia serie ( $R_s$ ). El proceso seguido para obtener estos parámetros a partir de los datos experimentales se discute a continuación.

### Análisis de las fugas de corriente

Para obtener los parámetros relacionados con las fugas de corriente utilizamos los datos de la curva  $J_{dark}(V)$  en inverso. En esta zona la corriente de diodo de la célula solar es despreciable y el cálculo de los parámetros relacionados con las fugas resulta más simple. En principio esto es posible porque el comportamiento de las fugas de corriente es simétrico respecto a la tensión aplicada (ver figura 2.7). Es decir, en inverso se cumple:

$$J_{dark}(V < 0) \approx G_{sh} V \left[ 1 + \operatorname{sgn}(V) \left| \frac{V}{V^*} \right|^{\beta-1} \right] \quad (2.28)$$



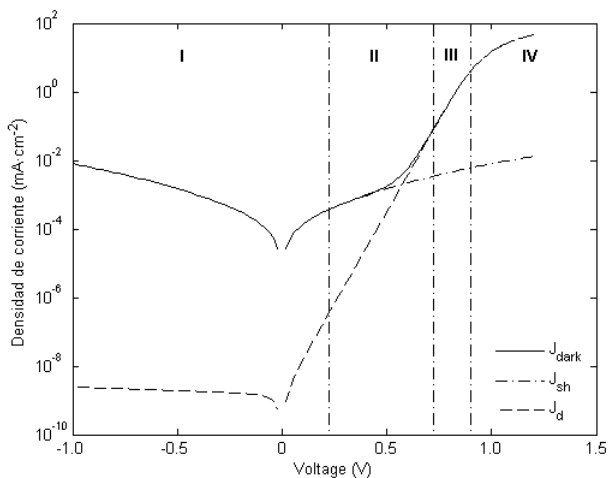


Figura 2.7: Densidad de corriente de una célula solar de silicio amorfo en oscuridad,  $J_{dark}$ , densidad de corriente de fugas,  $J_{sh}$ , y densidad de corriente exponencial,  $J_d$ .

donde la conductancia  $G_{sh}$  ( $G_{sh} = R_{sh}^{-1}$ ) caracteriza la contribución óhmica de las fugas. Observe que, como  $V$  es negativo, debemos utilizar el valor absoluto para expresar la contribución potencial en 2.28. El comportamiento simétrico de la corriente de fugas significa que los parámetros  $G_{sh}$  (o  $R_{sh}$ ),  $V^*$  y  $\beta$  son los mismos que obtendríamos polarizando en directo el dispositivo.

En la gráfica (a) de la figura 2.8 se muestra una medida de la curva  $J_{dark}(V)$  de una de las células solares de silicio amorfo utilizadas en este trabajo. Los datos en inverso se muestran en valor absoluto (la gráfica está en escala logarítmica) y también se invierte el signo de la tensión: observe que la coincidencia de la región de fugas con la curva  $J_{dark}(V)$  en directo pone de manifiesto el comportamiento simétrico de la fuga. El ajuste correspondiente de la curva  $J_{dark}(V)$  en inverso se muestra en la gráfica (b) de la misma figura.

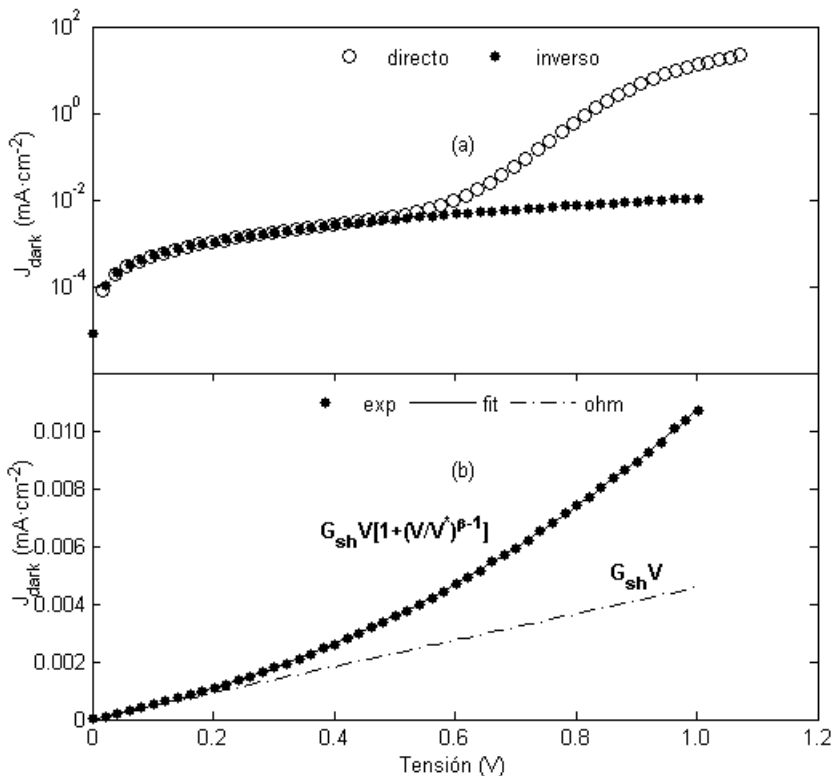


Figura 2.8: Curva corriente-tensión en oscuridad  $J_{dark}$  de una célula solar de silicio amorfo a  $25^\circ\text{C}$ . (a) Medidas realizadas con polarización directa (círculos) e inversa (puntos). (b) Ajuste de la curva en inverso. La serie de puntos negros corresponde a los datos experimentales. La línea continua representa el ajuste según la ecuación 2.28. La línea discontinua es la parte óhmica de dicho ajuste. Los valores obtenidos en este ajuste son:  $R_{sh} = 1/G_{sh} = 219 \text{ k}\Omega \cdot \text{cm}^2$ ,  $V^* = 0,79 \text{ V}$  y  $\beta = 2,26$ .

### Análisis de la corriente de diodo y resistencia serie

Las fugas de corriente en las regiones III y IV de la curva  $J_{dark}(V)$  (ver figura 2.7) son despreciables frente a la corriente del diodo. Esta es función exclusiva de los parámetros  $J_0$ ,  $n$  y de la resistencia serie  $R_s$ . A pesar del carácter *transcendente* de la ecuación que relaciona la densidad de corriente y la tensión aplicada, es posible obtener una ecuación analítica cuando el término de fugas es despreciable:

$$J_{dark}(V) = \frac{nV_T}{R_s} W \left\{ \frac{J_0 R_s}{nV_T} \exp \left[ \frac{V + R_s J_0}{nV_T} \right] \right\} - J_0 \quad (2.29)$$

donde  $W$  es la función de Lambert (también conocida como función Omega o log producto). Observe que en el caso  $R_s = 0$  la ecuación 2.29 se reduce a la ecuación exponencial típica del diodo ideal (ecuación 2.6).

El cálculo de  $R_s$  se realiza de forma directa a partir de la derivada  $dV/dJ_{dark}$  deducida por las ecuaciones 2.1 y 2.6 (ver, por ejemplo, [Hegedus 1997]):

$$\frac{dV}{dJ_{dark}} = R_s + \frac{nV_T}{J_{dark}} \quad (2.30)$$

Representando la derivada  $dV/dJ_{dark}$  en función de  $1/J_{dark}$  deberíamos obtener una línea recta, de cuya ordenada en el origen obtenemos el valor de la resistencia serie  $R_s$  y de su pendiente deducimos el factor de idealidad  $n$  del diodo.

Una vez determinados  $R_s$  y  $n$ , podemos despejar el valor de  $J_0$  para cada punto de la curva  $J_{dark}(V)$  en las regiones III y IV y tomar como valor final de  $J_0$  el siguiente promedio:

$$J_0 = \left\langle \frac{J_k}{\exp \left( \frac{V_k - J_k R_s}{nV_T} \right) - 1} \right\rangle \quad (2.31)$$

donde  $V_k$  y  $J_k$ , para  $k = 1 \dots N$ , representa cada uno de los  $N$  puntos de la curva  $J_{dark}(V)$  en las regiones III y IV.

En la figura 2.9 se muestra, como ejemplo, el ajuste lineal de  $dV/dJ_{dark}$  en función de  $1/J_{dark}$  para los datos experimentales de la figura 2.8. En la figura 2.9 se muestra la curva  $J_{dark}(V)$  obtenida a partir de 2.29, utilizando los valores de  $R_s$  y  $n$  obtenidos de dicho ajuste, y utilizando el valor de  $J_0$  aplicando 2.31.

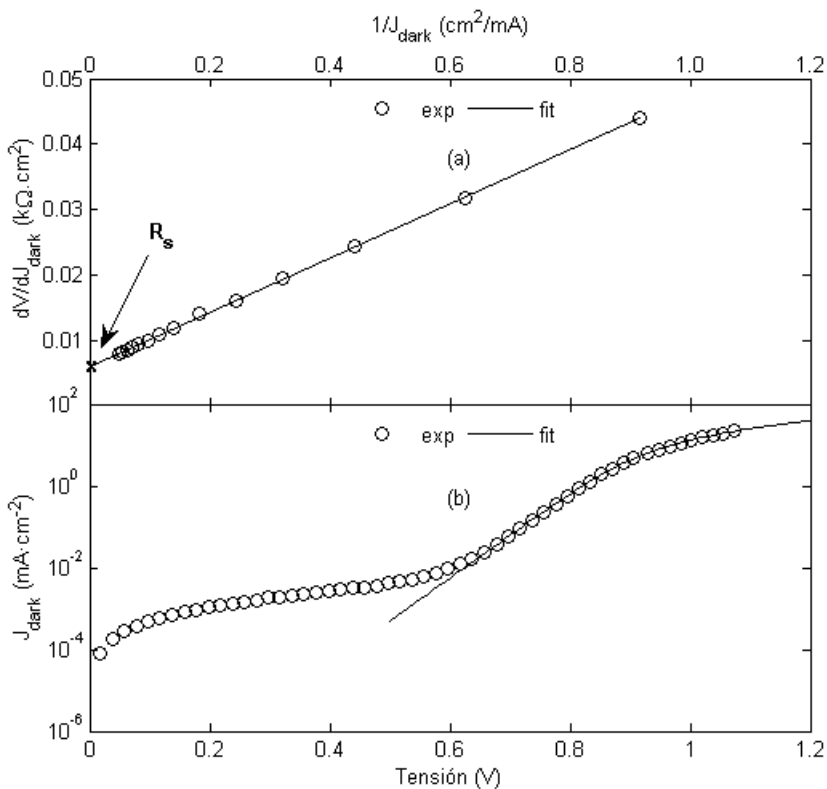


Figura 2.9: Ajuste inicial para el término del diodo. (a) Ajuste lineal de la derivada  $dV/dJ_{dark}$  en directo (regiones III y IV de los datos de la figura 2.8). Del ajuste se obtiene:  $R_s = 6,0 \Omega \cdot cm^2$  y  $n = 1,61$ . (b) Ajuste de la curva  $J_{dark}(V)$  en directo (regiones III y IV de los datos de la figura 2.8) utilizando los valores de  $R_s$  y  $n$  obtenidos en la figura 2.9 y deduciendo el valor de  $J_0$  a partir de la ecuación 2.31. El valor obtenido para  $J_0$  es  $2,96 \times 10^{-9} mA \cdot cm^{-2}$ .

### Ajuste final del modelo completo

El cálculo de los parámetros que intervienen en el comportamiento eléctrico de la célula solar en oscuridad finaliza con un proceso de ajuste “fino” sobre el modelo completo. Es decir, usamos los valores de  $R_s$ ,  $J_0$ ,  $n$ ,  $G_{sh}$ ,  $V^*$  y  $\beta$ , previamente calculados, y realizamos variaciones simultáneas hasta conseguir el mejor ajuste de la curva experimental  $J_{dark}(V)$  en todas sus regiones. En este caso no es posible obtener una expresión analítica para calcular la densidad de corriente a partir del potencial aplicado. Por lo tanto, para trabajar con el modelo exacto es necesario recurrir a un procedimiento numérico.

El ajuste a dicho modelo numérico es una estimación de mínimos cuadrados realizada mediante el algoritmo de optimización de Nelder-Mead (simplex). El éxito de este tipo de ajuste depende considerablemente del valor inicial de los parámetros del modelo. Por eso es fundamental realizar los dos análisis anteriormente comentados y obtener parámetros iniciales cercanos a los valores finales. Dado que la corriente en directo varía muchos ordenes de magnitud conviene trabajar con valores logarítmicos, siendo la función error que tratamos de minimizar:

$$error = \sum_{k=1}^N \{\log [J_{dark}(V_k)] - \log [J_k]\}^2 \quad (2.32)$$

donde  $J_k(V_k)$ , para  $k = 1 \dots N$ , son los datos experimentales y  $J_{dark}(V_k)$  es el cálculo teórico de la densidad de corriente para la tensión aplicada  $V_k$ .

En la figura 2.10 se muestra el ajuste final obtenido. En el pie de figura se indican los nuevos valores de los parámetros  $R_s$ ,  $J_0$ ,  $n$ ,  $G_{sh}$ ,  $V^*$  y  $\beta$  y se comparan con los iniciales. La dependencia del error con la tensión aplicada (es decir, el sumando en el sumatorio para calcular el error, ecuación 2.32) se muestra en la figura 2.10. Se comparan el error inicial y el final, demostrando una considerable reducción del error en la zona de tensiones aplicadas comprendida entre 0.6V y 0.8V. Esta zona corresponde a la transición entre la zona controlada por las fugas de corriente y la zona exponencial controlada por el diodo, región II.

### 2.2.3. Curva corriente-tensión bajo iluminación

La curva corriente-tensión de una célula solar iluminada puede ser caracterizada mediante tres puntos principales (ver figura 2.11): el punto de cortocircuito, el de circuito abierto y el de máxima potencia.

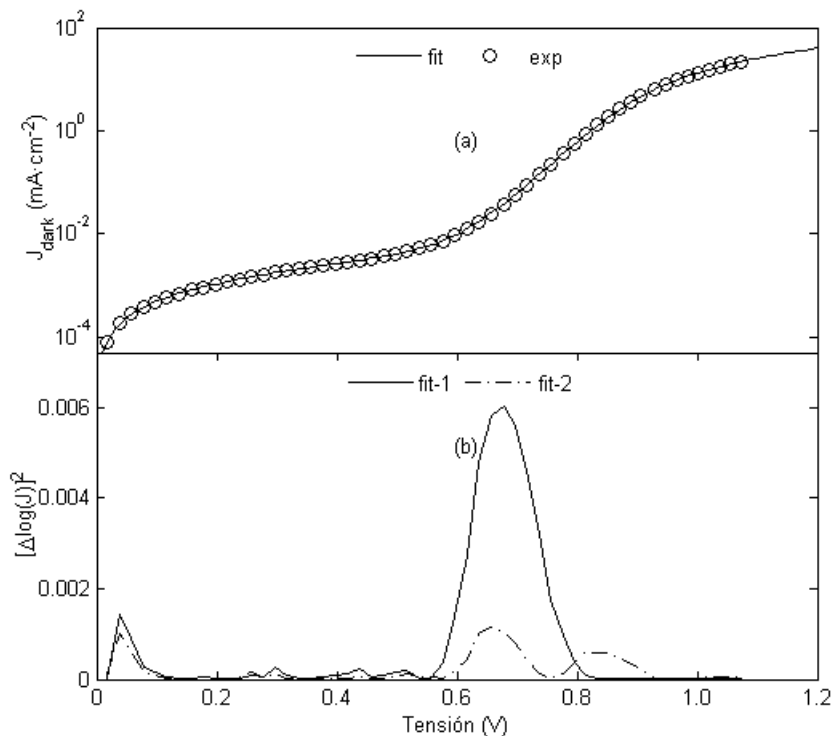


Figura 2.10: Ajuste final de la curva  $J_{dark}(V)$ . (a) Ajuste final de la curva  $J_{dark}(V)$  polarizada en directo y después del proceso de minimización. Los valores previos de lo parámetros del modelo eran:  $J_0 = 2,96 \times 10^{-9} \text{ mA/cm}^2$ ,  $n = 1,61$ ,  $R_s = 6,0 \Omega \cdot \text{cm}^2$ ,  $R_{sh} = 219 \text{ k}\Omega \cdot \text{cm}^2$ ,  $V^* = 0,79 \text{ V}$  y  $\beta = 2,26$ . Los finales son:  $J_0 = 1,26 \times 10^{-9} \text{ mA/cm}^2$ ,  $n = 1,54$ ,  $R_s = 6,3 \Omega \cdot \text{cm}^2$ ,  $R_{sh} = 208 \text{ k}\Omega \cdot \text{cm}^2$ ,  $V^* = 0,68 \text{ V}$  y  $\beta = 2,78$ . (b) Error del ajuste en función de la tensión aplicada. La línea continua corresponde al error del ajuste inicial, con los parámetros previos, y la discontinua al error final, después del proceso de minimización.

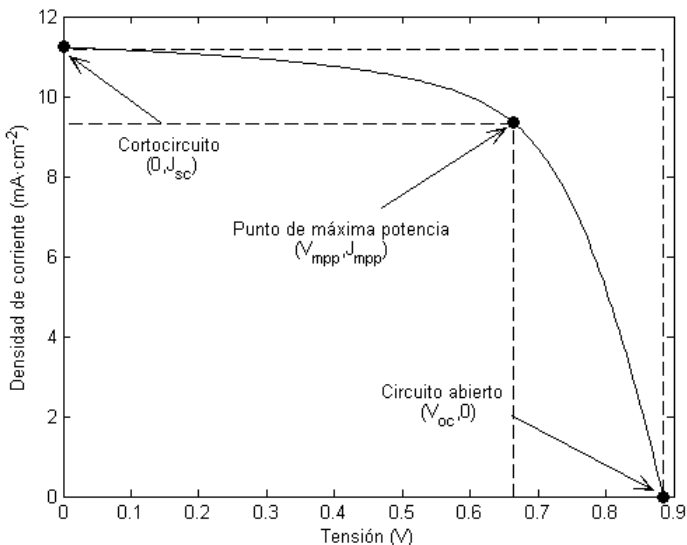


Figura 2.11: Curva corriente-tensión de una célula solar

### Punto de cortocircuito

El punto de cortocircuito (“*short circuit*”, sc), es el punto de la curva  $J(V)$  donde  $V = 0$ . Este punto puede caracterizarse por el valor de la corriente de cortocircuito  $J_{sc}$  y por la pendiente de la curva  $J(V)$  en dicho punto, la cual suele expresarse como una “*resistencia de cortocircuito*” (ya se habló de esta resistencia en el apartado 1.1.5, vea la ecuación 2.21):

$$R_{sc} \equiv - \left( \frac{dV}{dJ} \right)_{V=0} \tag{2.33}$$

donde el signo menos se introduce por el criterio de signos adoptado para la corriente.

De acuerdo con el modelo circuital, la corriente de cortocircuito viene dada por la siguiente expresión:

$$J_{sc} \equiv J(0) = J_{ph0} \chi_C (J_{sc} R_s) - J_d (J_{sc} R_s) - J_{sh} (J_{sc} R_s) \tag{2.34}$$

Observe que la eficiencia de colección  $\chi_C$ , la corriente de diodo  $J_d$  y la de fugas  $J_{sh}$ , son función de la tensión en la unión  $V_j$  que, en el caso de cortocircuito ( $V = 0$ ) es igual a  $J_{sc}R_s$ . Es decir, uno de los efectos de la resistencia serie es polarizar en directo el dispositivo cuando es iluminado y, como consecuencia, disminuir el valor de la corriente de cortocircuito. Si el valor de la resistencia serie es pequeño<sup>2</sup> este efecto es despreciable y es muy buena aproximación:

$$J_{sc} \approx J_{ph0}\chi_C(0) \quad (2.35)$$

El cálculo de la resistencia de cortocircuito  $R_{sc}$  y en general el de la resistencia dinámica ( $dV/dJ$ ) en cualquier punto de la curva  $J(V)$  se realiza fácilmente teniendo en cuenta la definición 2.1 para la tensión de la unión. Derivando dicha expresión se obtiene:

$$R \equiv -\frac{dV}{dJ} = R_s - \left(\frac{dJ}{dV_j}\right)^{-1} \quad (2.36)$$

que, para el caso de cortocircuito, daría lugar a la siguiente expresión:

$$R_{sc} = R_s + \left(-J_{ph0} \left.\frac{d\chi_C}{dV_j}\right|_{J_{sc}R_s} + \frac{J_0}{nV_T} \exp\left(\frac{J_{sc}R_s}{nV_T}\right) + \frac{1}{R_{sh}}\right)^{-1} \quad (2.37)$$

donde hemos considerado la expresión 2.6 para describir la corriente de diodo  $J_d$  y comportamiento puramente óhmico en las fugas de corriente (sólo el término  $R_{sh}$ ). La contribución del diodo en la ecuación 2.37 es insignificante<sup>3</sup> y, por lo tanto, es muy buena aproximación:

$$R_{sc} \approx R_s + \left(-J_{ph0} \left.\frac{d\chi_C}{dV_j}\right|_{J_{sc}R_s} + \frac{1}{R_{sh}}\right)^{-1} \quad (2.38)$$

Si además suponemos  $V_j \approx 0$  y tenemos en cuenta el modelo para la eficiencia de colección discutido en el apartado 1.1.5, en particular la expresión 2.21 donde se definía la tensión de colección  $V_C$  a partir de la derivada de la

<sup>2</sup>El orden de magnitud de  $R_S$  en una célula solar de silicio amorfo es de  $10^{-3} \text{ k}\Omega\cdot\text{cm}^2$ , y el de la corriente de cortocircuito  $10 \text{ mA}/\text{cm}^2$ . Por lo tanto, la tensión  $V_j$  en cortocircuito suele ser del orden de  $10 \text{ mV}$ .

<sup>3</sup>Los valores típicos de  $nV_T/J_0$  y  $R_{sh}$  en células de silicio amorfo son, aproximadamente, del orden de  $10^7 \text{ k}\Omega\cdot\text{cm}^2$  y  $100 \text{ k}\Omega\cdot\text{cm}^2$  respectivamente.



eficiencia de colección  $\chi_C$ , obtenemos la siguiente expresión para la resistencia de cortocircuito:

$$R_{sc} \approx R_s + \left( \frac{J_{sc}}{V_C} + \frac{1}{R_{sh}} \right)^{-1} \quad (2.39)$$

donde hemos tenido en cuenta que  $J_{sc} \approx J_{ph0}\chi_C(0)$ . El peso de los distintos términos en 2.39 depende del nivel de iluminación, es decir, de  $J_{sc}$ . Esta es la esencia del método VIM aplicado al análisis de células solares de silicio amorfo ([Merten 1998a, Asensi 1998]) y que discutimos más adelante.

### Punto de circuito abierto

El punto de circuito abierto (“*open circuit*”, oc) es el punto de la curva  $J(V)$  donde  $J = 0$ . Este punto se caracteriza por el valor de la tensión de circuito abierto  $V_{oc}$  y por la pendiente de la curva  $J(V)$  en dicho punto, que puede expresarse como una “*resistencia de circuito abierto*”:

$$R_{oc} \equiv - \left( \frac{dV}{dJ} \right)_{J=0} \quad (2.40)$$

Al igual que la corriente de cortocircuito, a partir del modelo circuital podemos estimar el valor de  $V_{oc}$ . Como  $J = 0$ , no existe caída de potencial en  $R_s$ . Esta circunstancia provoca que la tensión aplicada (en este caso,  $V_{oc}$ ) coincida con la tensión en la unión ( $V = V_j = V_{oc}$ ) y, asimismo, sea independiente del valor de  $R_s$ . Por lo tanto, suponiendo válido el modelo circuital, el valor de  $V_{oc}$  se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$0 = J_{ph0}\chi_C(V_{oc}) - J_d(V_{oc}) - J_{sh}(V_{oc}) \quad (2.41)$$

La expresión 2.41 muestra como la condición de circuito abierto se logra cuando la corriente fotogenerada queda compensada por la corriente del diodo polarizado en directo (a la tensión  $V_{oc}$ ) y por la corriente de fugas. En el caso de que la iluminación sea suficientemente alta (por lo tanto, el valor de  $V_{oc}$  suficientemente grande), el efecto de las fugas de corriente se puede despreciar y obtenemos la siguiente aproximación para la tensión de circuito abierto:

$$V_{oc} \approx nV_T \ln \left[ \frac{J_{ph}(V_{oc})}{J_0} \right] = nV_T \ln \left[ \frac{J_{ph0}\chi_C(V_{oc})}{J_0} \right] \quad (2.42)$$

### Punto de máxima potencia

El punto de máxima potencia (“*maximum power point*”, mpp) es el punto de la curva  $J(V)$  donde la potencia entregada por la célula solar es máxima. Es decir, en el punto de máxima potencia el producto corriente-tensión es máximo. La tensión en el punto de máxima potencia es  $V_{mpp}$  y la densidad de corriente  $J_{mpp}$ . La potencia máxima (por unidad de área) es pues el producto  $V_{mpp}J_{mpp}$ .

Gráficamente, la potencia máxima es igual al área del rectángulo de la figura 2.11. Observe que  $J_{mpp}$  y  $V_{mpp}$  siempre son inferiores a la corriente de cortocircuito  $J_{sc}$  y la tensión de circuito abierto  $V_{oc}$  respectivamente. El cociente entre la potencia máxima y el producto  $V_{oc}J_{sc}$  define el llamado factor de forma  $FF$  (“*fill factor*”) de la curva  $J(V)$ :

$$FF = \frac{V_{mpp}J_{mpp}}{V_{oc}J_{sc}} \quad (2.43)$$

El  $FF$  es un factor de mérito que representa la cuadratura de la curva característica de la célula solar y siempre es inferior a la unidad. La eficiencia de conversión energética de una célula solar se puede expresar en términos de los parámetros  $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$  y  $FF$  según:

$$\eta = \frac{V_{mpp}J_{mpp}}{G_{in}} = \frac{V_{oc}J_{sc}FF}{G_{in}} \quad (2.44)$$

donde  $G_{in}$  es la irradiancia de la luz incidente (potencia por unidad de área).

### Análisis VIM de células solares de silicio amorfo

El peso específico de los distintos elementos que componen el modelo circuital de la figura 2.1 depende del nivel de iluminación. El método VIM (“*Variable Irradiance Measurement*”) propuesto en [Merten 1998a] como método de análisis de las células solares de silicio amorfo permite, de forma muy simple, identificar y extraer los efectos relacionados con los elementos parásitos (resistencia serie y fugas) y ver hasta que punto están condicionando el funcionamiento de la célula solar bajo iluminación. Asimismo, en el caso de las células solares de silicio amorfo (donde la colección de portadores está asistida por el campo eléctrico de la zona intrínseca del dispositivo, vea sección 2.1.5), el análisis VIM permite extraer el producto  $\mu\tau_{eff}$  del material intrínseco.

El método de análisis VIM consiste en medir la curva  $J(V)$  de la célula solar a distintos niveles de iluminación, distribuidos en varios órdenes de

magnitud, y analizar la evolución de los parámetros característicos:  $V_{oc}$ ,  $FF$ ,  $R_{sc}$ , y  $R_{oc}$  en función de  $J_{sc}$ .

**Evolución de la tensión en circuito abierto.** De acuerdo con el modelo circuital, la fotocorriente  $J_{ph}$  en condición de circuito abierto es compensada por la corriente en oscuridad (ver ecuación 2.41). Por este motivo, la representación gráfica de la tensión en circuito abierto  $V_{oc}$  en función de la corriente de cortocircuito  $J_{sc}$  debe ser prácticamente idéntica a la de la curva característica en oscuridad,  $J_{dark}(V_{dark})$ . El origen de las posibles discrepancias se discuten a continuación:

1. La fotocorriente  $J_{ph}$  depende de la tensión aplicada y no siempre es aproximadamente igual a la corriente de cortocircuito  $J_{sc}$ . La diferencia puede ser muy acusada en la condición de circuito abierto, donde el dispositivo está polarizado en directo ( $V = V_{oc}$ ) y la fotocorriente puede ser significativamente inferior a la que presenta en condición de cortocircuito. Como consecuencia, la curva  $V_{oc}(J_{sc})$  aparece ligeramente desplazada hacia la derecha con respecto a la curva  $J_{dark}(V_{dark})$ . Este hecho, a pesar de la gran coincidencia entre las curvas, puede observarse en la figura 2.12, donde se muestran ejemplos simulados de curvas para distintos valores de las resistencias parásitas.
2. La tensión de circuito abierto  $V_{oc}$  no está, en principio, afectada por el valor de la resistencia serie  $R_s$ . Como ya discutimos anteriormente, la corriente que circula por  $R_s$  en la condición de circuito abierto es nula y no existe caída de tensión alguna que pueda afectar el valor de  $V_{oc}$ . Este hecho provoca que la curva  $V_{dark}(J_{dark})$ , a partir de cierto valor de corriente, se aparte significativamente de la curva  $V_{oc}(J_{sc})$ : justo cuando la resistencia serie empieza a condicionar el comportamiento del dispositivo en oscuridad. En las gráficas de la figura 2.12 se puede observar claramente este efecto. En particular, en la figura 2.12 se muestra que la corriente en el inicio de la desviación entre las curvas disminuye con el aumento de  $R_s$ .

El hecho de que la curva  $J_{sc}(V_{oc})$  sea prácticamente idéntica la curva  $J(V)$  de la célula en oscuridad pero sin el efecto de la resistencia serie<sup>4</sup>, proporciona un análisis simple para extraer ciertos parámetros del modelo circuital: los

---

<sup>4</sup>Esto no es del todo cierto. Aunque la resistencia serie  $R_s$  no afecta al valor de la tensión en circuito abierto, si que puede afectar al valor de la corriente de cortocircuito por

relacionados con las fugas y, sobretodo, los parámetros del diodo ( $J_0$  y  $n$ ). No obstante, hay que tener presente el posible efecto de la discrepancia entre  $J_{sc}$  y  $J_{ph}$ .

**Evolución del factor de forma.** La figura 2.13 presenta la evolución del factor de forma  $FF$  con la corriente en cortocircuito  $J_{sc}$ . Es decir, el comportamiento que predice el modelo circuital de la célula solar de silicio amorfo con la iluminación. Los efectos parásitos de resistencia serie y fugas de corriente provocan una disminución del  $FF$  y, por lo tanto, de la eficiencia de la célula solar. Se distinguen dos regiones:

1. Baja iluminación: La corriente en cortocircuito  $J_{sc}$  de esta región presenta valores pequeños. El fenómeno responsable de la caída en el  $FF$  es la fuga de corriente. Observe en la figura 2.12, que el valor de iluminación (y/o  $J_{sc}$ ) donde el  $V_{oc}$  comienza a descender bruscamente, aumenta con el nivel de fugas eléctricas. Este comportamiento también se traduce en el aumento del valor de  $J_{sc}$  donde el  $FF$  disminuye rápidamente. La figura 2.13. Cuando el nivel de iluminación es bajo, la componente de corriente en oscuridad que se opone a la fotocorriente es básicamente la contribución de las fugas. En esta situación, el aspecto de la curva  $J(V)$  corresponde a un trazado prácticamente rectilíneo entre el punto de cortocircuito y el de circuito abierto. Si la fuga de corriente es suficientemente elevada y de carácter óhmico, la curva  $J(V)$  se convierte en una línea recta, donde el  $FF$  alcanza el valor mínimo de 0.25.
2. Alta iluminación: El impacto de las fugas de corriente con alta iluminación (y/o  $J_{sc}$ ) es despreciable. La corriente fotogenerada de una célula solar iluminada provoca una caída de tensión en la resistencia serie  $R_s$  que tiende a polarizar la unión  $p-i-n$  en directo. En régimen de alta iluminación, esta polarización puede ser elevada y aumentar significativamente la corriente inyectada por el diodo. El resultado final es la reducción de la fotocorriente suministrada y del  $FF$ . La figura 2.13 muestra que el aumento de  $R_s$  disminuye la corriente  $J_{sc}$  (o nivel de iluminación) en el que la evolución del  $FF$  cae rápidamente.

---

el fenómeno de autopolarización en directo. Anteriormente discutimos su efecto sobre la disminución de la fotocorriente. De hecho, en la simulación de la figura 2.12, donde se han utilizado algunos valores de  $R_s$  muy elevados, se observa un aumento aparentemente anómalo de la  $V_{oc}$  en el extremo final de la curva  $V_{oc}(J_{sc})$ . Este comportamiento es consecuencia, precisamente, del efecto de  $R_s$  sobre la corriente de cortocircuito.

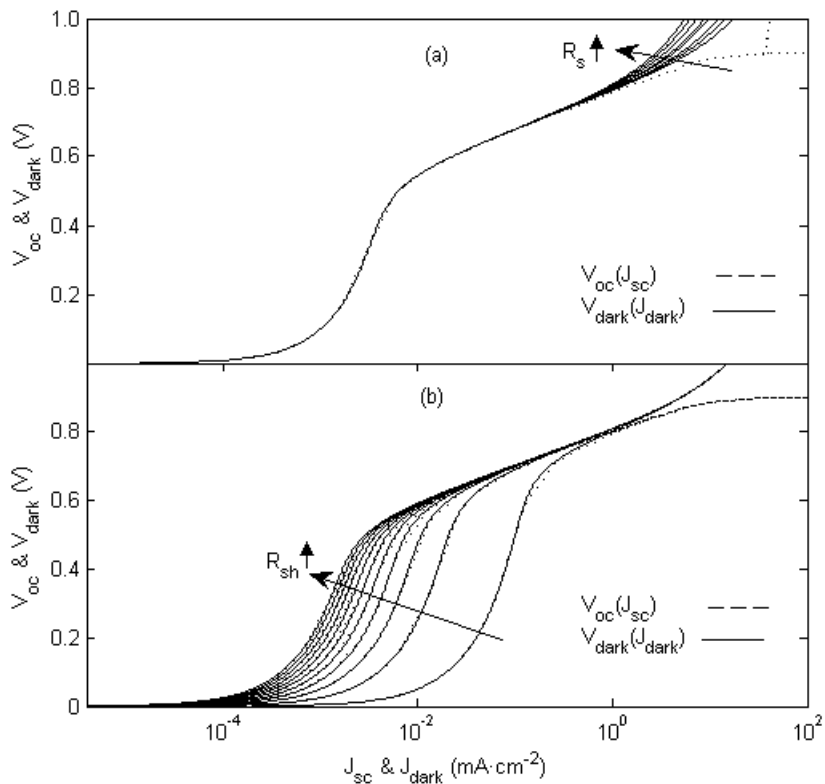


Figura 2.12: Método VIM: simulación numérica de la dependencia de las tensiones  $V_{oc}$  y  $V_{dark}$  con  $J_{sc}$  y  $J_{dark}$  respectivamente. (a) Efecto de la resistencia serie,  $R_s$ . (b) Efecto de las fugas de corriente,  $R_{sh}$ .

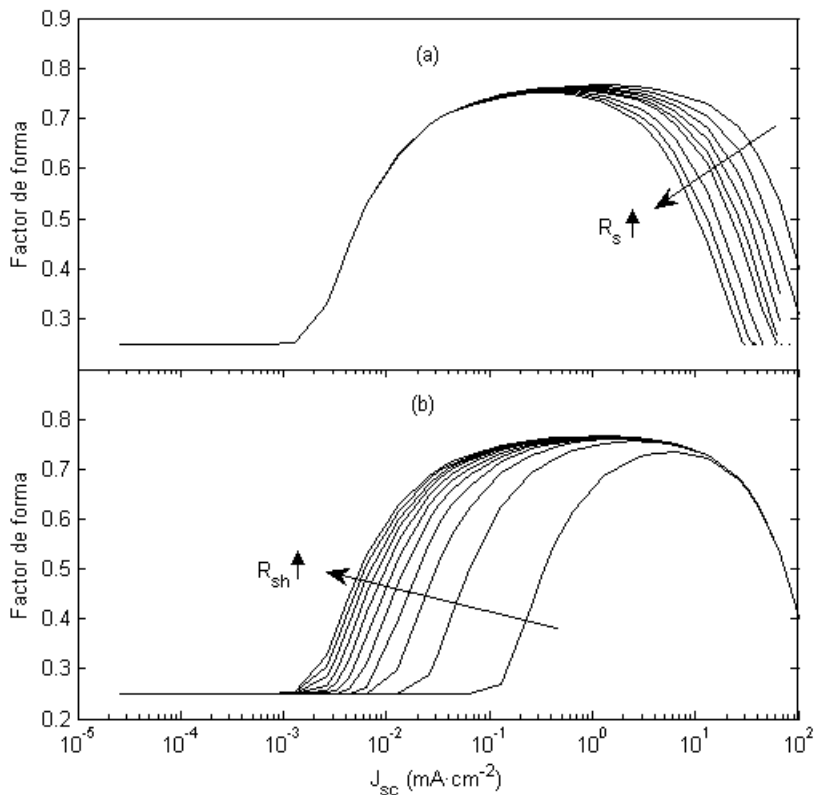


Figura 2.13: Método VIM: simulación numérica de la dependencia del factor de forma,  $FF$ , con la corriente de cortocircuito,  $J_{sc}$ . (a) Efecto de la resistencia serie,  $R_s$ . (b) Efecto de las fugas de corriente,  $R_{sh}$ .

**Evolución de las resistencias de cortocircuito y circuito abierto.** El método VIM se propuso en [Merten 1998a] como procedimiento para el estudio del comportamiento de las células solares de silicio amorfo. Su fundamento es el análisis de la evolución de la pendiente de la curva  $J(V)$  en el punto de cortocircuito (es decir, resistencia  $R_{sc}$ ) cuando varía el nivel de iluminación. La figura 2.14 muestra la simulación numérica de dicha evolución. ilustra la dependencia de  $R_{sc}$  (y  $R_{oc}$ ) con el valor de la corriente de cortocircuito  $J_{sc}$  y, al igual que en las figuras 2.12 y 2.13, el efecto de la variación de las resistencias parásitas.

La evolución de  $R_{sc}$  puede interpretarse fácilmente mediante la expresión 2.39, que relacionaba el valor de  $R_{sc}$  con parámetros del modelo circuital y la eficiencia de colección:

$$R_{sc} \approx R_s + \left( \frac{J_{sc}}{V_C} + \frac{1}{R_{sh}} \right)^{-1}$$

Se distinguen tres regiones según el nivel de iluminación:

1. En el límite de baja iluminación se cumple:

$$\frac{J_{sc}}{V_C} \ll \frac{1}{R_{sh}} \Rightarrow R_{sc} \approx R_s + R_{sh} \approx R_{sh}$$

Es decir, el valor de  $R_{sc}$  se satura a un valor máximo que coincide con la parte óhmica de las fugas de corriente.

2. En el límite alta iluminación:

$$\frac{J_{sc}}{V_C} \gg \frac{1}{R_{sh}} \Rightarrow R_{sc} \approx R_s + \frac{V_C}{J_{sc}} \approx R_s$$

Es decir, el valor de  $R_{sc}$  se satura a un valor mínimo que coincide con la resistencia serie  $R_s$ . Este límite es difícil de alcanzar. Los valores  $R_s$  habituales de las células de silicio amorfo hacen que la iluminación necesaria fuera varios órdenes de magnitud superior a 1 sol.

3. Para iluminaciones intermedias, entre los límites de alta y baja iluminación, el valor de  $R_{sc}$  está determinado por la pendiente de la eficiencia de colección  $\chi_C$  y es inversamente proporcional a la corriente de cortocircuito:

$$R_{sc} \approx \frac{V_C}{J_{sc}} \approx \mu\tau_{eff} \left( \frac{V_{bi}}{L_i} \right)^2 J_{sc}^{-1} \quad (2.45)$$

A partir de este resultado, en [Merten 1998a], se proponía el método de análisis VIM para determinar el  $\mu\tau_{eff}$  del material intrínseco en la célula *p-i-n* de silicio amorfo. Según 2.45, en esta región, el producto  $R_{sc}J_{sc}$  es constante e igual a la tensión de colección  $V_C$  (ver apartado 2.1.5). La tensión de colección  $V_C$  es proporcional al producto  $\mu\tau_{eff}$  y puede considerarse como una figura de mérito, propia de células solares en las que la fotocolección está asistida por campo eléctrico (como es el caso de los dispositivos *p-i-n* de silicio amorfo). En la figura 2.15 se representan curvas simuladas del producto  $R_{sc}J_{sc}$ , es decir de  $V_C$ , en función de la corriente de cortocircuito. En las zonas de alta y baja iluminación, el valor experimental de  $V_C$  disminuye por efecto de la fugas y la resistencia serie.

El comportamiento de la pendiente de la curva  $J(V)$  en el punto de circuito abierto (es decir, la resistencia  $R_{oc}$ ) es similar al comportamiento de la  $R_{sc}$ . Son curvas paralelas (siempre  $R_{oc} < R_{sc}$ ) que tienden a saturarse en los mismos valores máximo y mínimo (ver figura 2.14). Sin embargo, no existe una expresión simple para el valor de  $R_{oc}$  en la región intermedia, lo que dificulta su interpretación en términos del modelo de colección.

### 2.2.4. Medida de la fotocorriente

Como se ha indicado, la principal diferencia entre una célula solar *p-i-n* de silicio amorfo y una célula solar convencional de silicio cristalino es que, en el primer caso, la fotocorriente es función de la tensión aplicada. Uno de los objetivos de este trabajo es determinar con suficiente precisión el término de fotocorriente  $J_{ph}$  en el modelo circuital y validar el modelo.

#### Deteminación de la fotocorriente

En principio, la fotocorriente  $J_{ph}$  puede determinarse directamente a partir de las medidas de la corriente del dispositivo iluminado,  $J$ , y en oscuridad,  $J_{dark}$ . En la explicación del modelo circuital (apartado 2.1) vimos (ecuación 2.2):

$$J_{ph}(V_j) = J(V_j) - J_{dark}(V_j) \quad (2.46)$$

donde  $V_j$  es la tensión en la unión:  $V_j = V + JR_s$ .



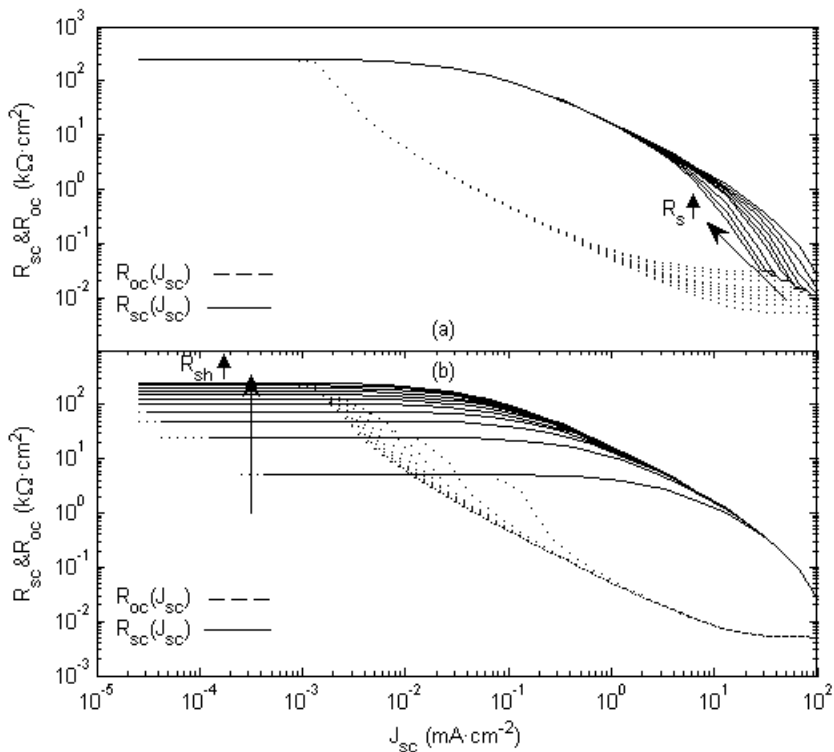


Figura 2.14: Método VIM: simulación numérica de la dependencia de las resistencias de cortocircuito  $R_{sc}$  (línea continua) y circuito abierto  $R_{oc}$  (línea discontinua) con la corriente de cortocircuito. (a) Efecto de la resistencia serie. (b) Efecto de las fugas de corriente ( $R_{sh}$ ).

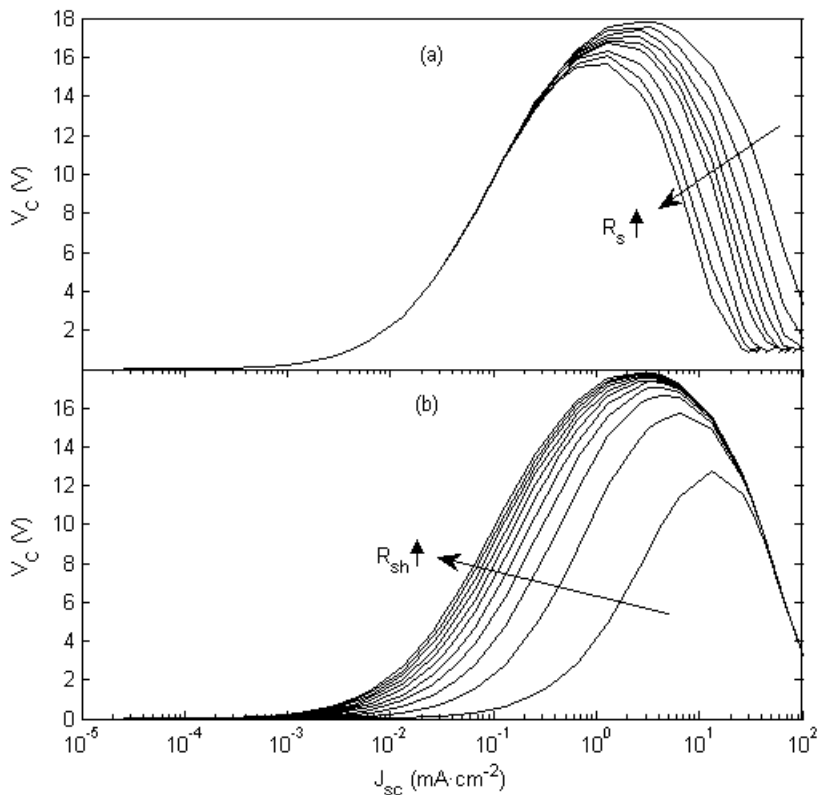


Figura 2.15: Método VIM: simulación numérica de la dependencia de la tensión de colección,  $V_c \equiv R_{sc}I_{sc}$ , con la corriente de cortocircuito,  $J_{sc}$ . (a) Efecto de la resistencia serie,  $R_s$ . (b) Efecto de las fugas de corriente,  $R_{sh}$ .

Para ilustrar el procedimiento consideramos las medidas realizadas en el laboratorio sobre una célula solar de silicio amorfo típica (el área de la célula es de  $1\text{ cm}^2$ ). En las figuras 2.16 y 2.17 se muestra la medida de la curva  $J(V)$  en oscuridad y la medida de la curva  $J(V)$  para tres iluminaciones distintas: aproximadamente 1 sol, 0.1 sol y 0.01 sol. Es decir, se estudia la zona de mayor interés para la producción energética. Observe que en las curvas  $J(V)$  mostradas en las figuras 2.16 y 2.17 se sigue un criterio de signos para  $J$  opuesto al habitual (es decir, opuesto al que hay implícito en la ecuación 2.46, y en todo el desarrollo del modelo circuital del apartado 2.1). Observe que la tensión máxima aplicada es, en todos los casos, bastante superior a la tensión en circuito abierto: la tensión máxima aplicada por la fuente llega a 1.2 V. De esta forma conseguimos que la tensión en la unión ( $V_j$ ) alcance, o se acerque sustancialmente, al potencial  $V_{bi}$ . De esta forma, conseguimos medir la curva  $J_{ph}$  en un rango significativo de tensiones para analizar el modelo de fotocorriente.

En la figura 2.16 se muestra las curvas utilizando una representación semilogarítmica para resaltar el comportamiento exponencial de la corriente del diodo y el efecto de la resistencia serie. Del ajuste de la curva  $J(V)$  en oscuridad deducimos los parámetros del diodo y los parámetros que describen la corriente de fugas. En el pie de la figura 2.16 se muestran los parámetros del diodo. Estos parámetros son fundamentales para deducir la fotocorriente mediante la ecuación 2.46.

La curva de fotocorriente,  $J_{ph}(V_j)$ , deducida para el caso de máxima iluminación, se muestra en la figura 2.18. Se representan, además, distintas curvas de corriente en función de la tensión para entender la deducción  $J_{ph}(V_j)$ :

- En color azul se muestra la corriente total en función de la tensión aplicada,  $J(V)$ . En este caso sí se sigue el criterio de signos habitual (invertido con respecto al de la figura 2.16).
- En color verde se muestra la corriente total pero en función de la tensión de unión,  $V_j$ , es decir, eliminando el efecto de la resistencia serie. Observe que las dos curvas,  $J(V)$  y  $J(V_j)$ , se hacen cero para  $V = V_j = V_{oc}$ .
- En color rojo se muestra la corriente oscuridad  $J_{dark}$ , en función de  $V_j$  y calculada utilizando los parámetros del ajuste de la curva experimental. En realidad se muestra  $-J_{dark}(V_j)$  y para obtener  $J_{ph}(V_j)$ , de acuerdo con 2.46, sumamos dicha curva a  $J(V_j)$ . Observe que para  $V_j = V_{oc}$

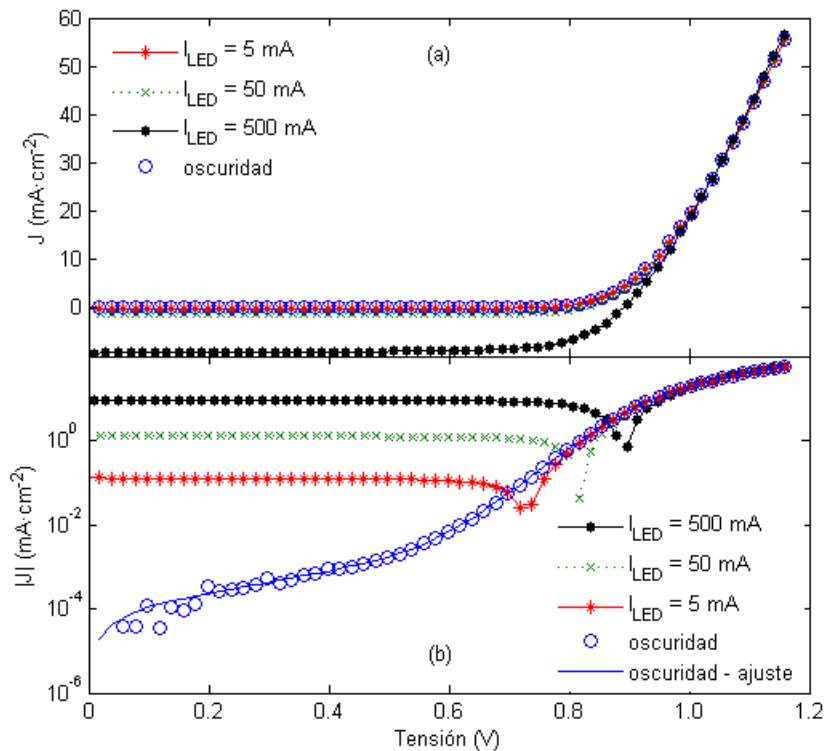


Figura 2.16: Curvas  $J(V)$  realizadas oscuridad y en tres niveles de iluminación. Del ajuste de la curva en oscuridad se obtienen los siguientes parámetros para el diodo:  $J_0 = 3,6 \times 10^{-9} \text{mA/cm}^2$ ,  $n = 1,63$  y  $R_s = 0,0032 \text{ k}\Omega \cdot \text{cm}^2$ . (a) Medida en escala lineal. (b) Medida en escala logarítmica.

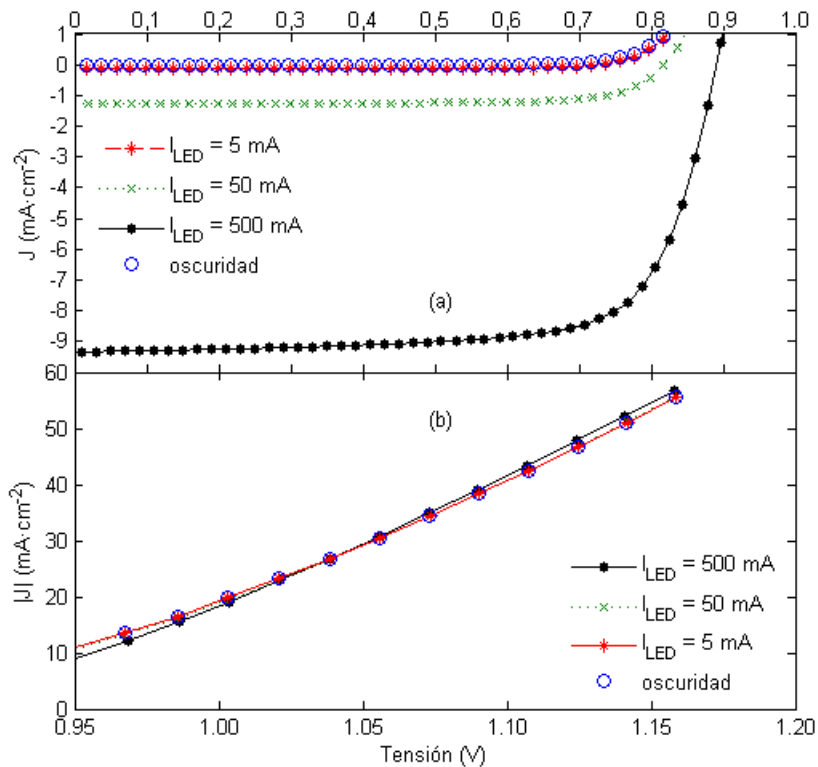


Figura 2.17: Zonas ampliadas de las curvas  $J(V)$  de la figura 2.16. (a) Ampliación de la “zona fotovoltaica”. (b) Ampliación de la zona  $V > V_{oc}$ .

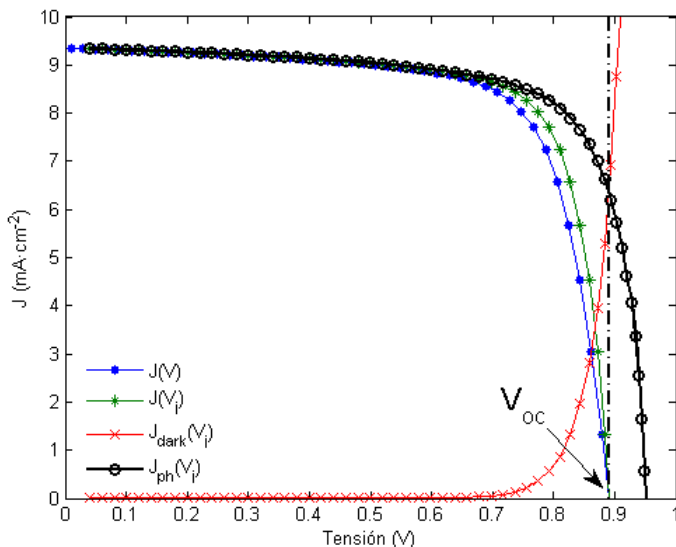


Figure 2.18: Deducción de la curva de fotocorriente  $J_{ph}(V_j)$  para el caso de máxima iluminación ( $J_{sc} = 9,35 \text{ mA/cm}^2$ ). Ver texto para explicación.

la corriente en oscuridad y la fotocorriente se igualan de forma que la corriente total es cero.

Si siguiendo el mismo procedimiento para las dos iluminaciones inferiores (0.1 sol y 0.01 sol) se obtienen las curvas de fotocorriente mostradas en la figura 2.19. En ambos casos se obtiene un pico anómalo cuando la tensión supera la tensión en circuito abierto. Su origen proviene de la competencia entre dos corrientes ( $J(V)$  y  $J_{dark}(V)$ ) de aproximadamente igual magnitud, donde las pequeñas diferencias son difíciles de obtener con exactitud. Este error es inherente a la medida.

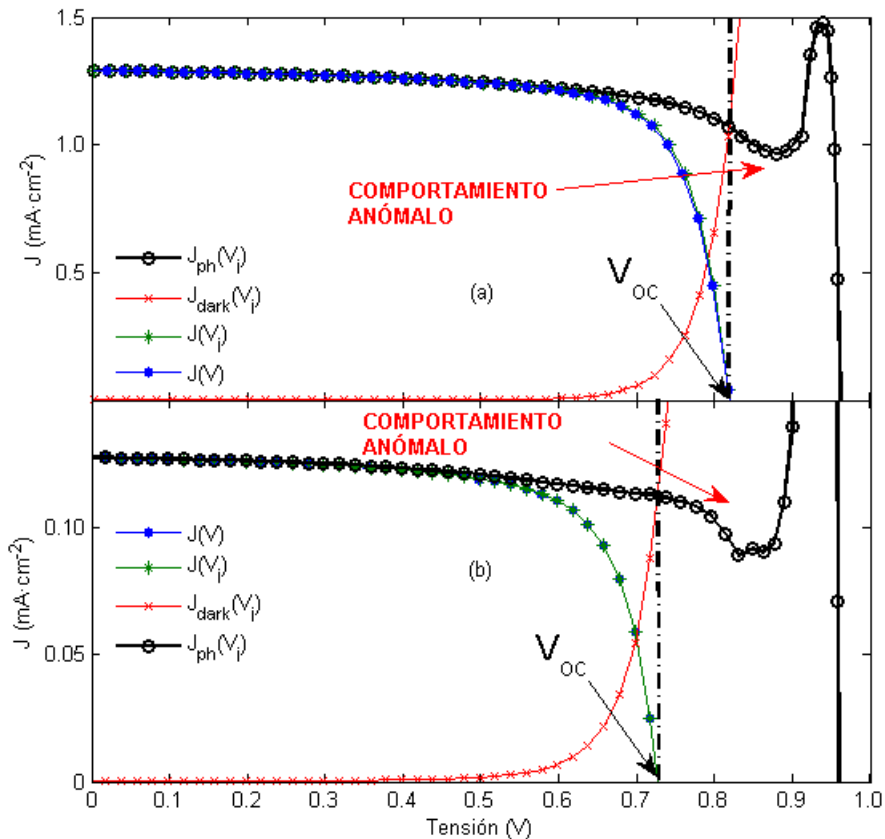


Figura 2.19: Dedución de la curva de fotocorriente  $J_{ph}(V_j)$  para el caso de (a) iluminación *intermedia* ( $J_{sc} = 1,29 \text{ mA/cm}^2$ ) y (b) iluminación *baja* ( $J_{sc} = 0,128 \text{ mA/cm}^2$ ). Para  $V_j \gtrsim 0,8\text{V}$  aparece, en ambos casos, un pico debido al error inherente a la medida.

## 2.3. Resultados

### 2.3.1. Determinación de los parámetros del diodo

Los parámetros del diodo en el modelo circuital de la célula solar de silicio amorfo se determinan a partir del comportamiento en oscuridad. Para ello realizamos medidas de la característica  $J_{dark}(V)$  a varias temperaturas. En particular, realizamos el análisis detallado de ocho curvas  $J_{dark}(V)$  distribuidas en el rango 25°C - 60°C. Cada una de las curvas se ha ajustado individualmente de acuerdo con el procedimiento descrito en 2.2.2.

La figura 2.20 muestra en (a) el efecto de la temperatura sobre la resistencia paralelo: ésta, en el rango térmico de interés fotovoltaico, disminuye linealmente con el aumento de temperatura; y en (b) el efecto sobre la corriente de saturación del diodo. Del ajuste lineal del logaritmo de la corriente de saturación frente al inverso de la tensión térmica se obtiene la energía de activación,  $E_{act}$ , y el prefactor  $J_{00}$ . En (b), donde  $J_0$  esta normalizada a  $J_{00}$ , se muestra el resultado del ajuste.

Los parámetros extraídos del análisis individual de cada curva en oscuridad son utilizados como parámetros iniciales para ajuste global del conjunto de curvas  $J_{dark}(V)$ . La figura 2.21 muestra el ajuste final de las densidades de corriente de la célula solar en oscuridad en el rango 25 - 60 °C y los parámetros que se obtienen.

### 2.3.2. Determinación de la fotocorriente

El análisis sistemático de la fotocorriente en diferentes condiciones de iluminación y temperatura permite predecir el comportamiento de los parámetros  $V_C$  y  $V_{bi}$  en función del nivel de iluminación y la temperatura.

#### Efecto del nivel de iluminación

La figura 2.22 muestra la dependencia de las tensiones  $V_C$  y  $V_{bi}$  con el nivel de iluminación determinado a partir de la corriente fotogenerada  $J_{ph0}$ . Observe que, a medida que aumenta el nivel de iluminación,  $V_C$  aumenta desde un nivel de tensión bajo  $V_{C,min}$  hasta un nivel elevado  $V_{C,max}$ . La transición se produce en una región caracterizada por una fuerte aceleración intermedia. Esta evolución se puede describir por la función tipo *sigmoide*:



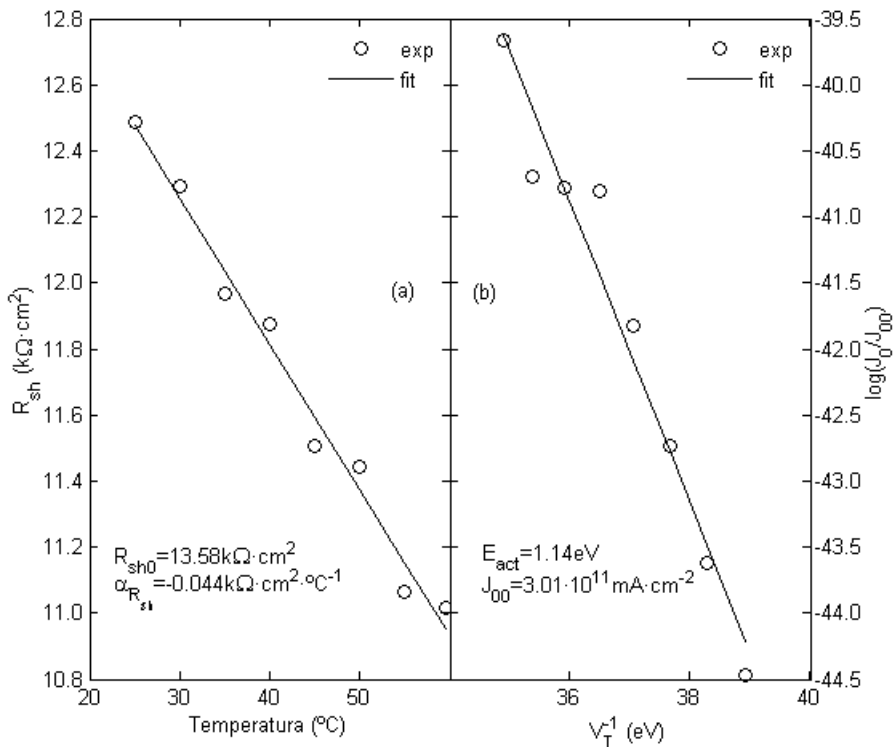


Figura 2.20: Efecto térmico sobre la curva  $J_{dark}(V)$ . (a) Evolución de la resistencia paralelo con la temperatura. (b) Corriente de saturación en función del inverso de la tensión térmica. Se muestra la energía de activación,  $E_{act}$ , y el prefactor  $J_{00}$ , obtenidos del ajuste.

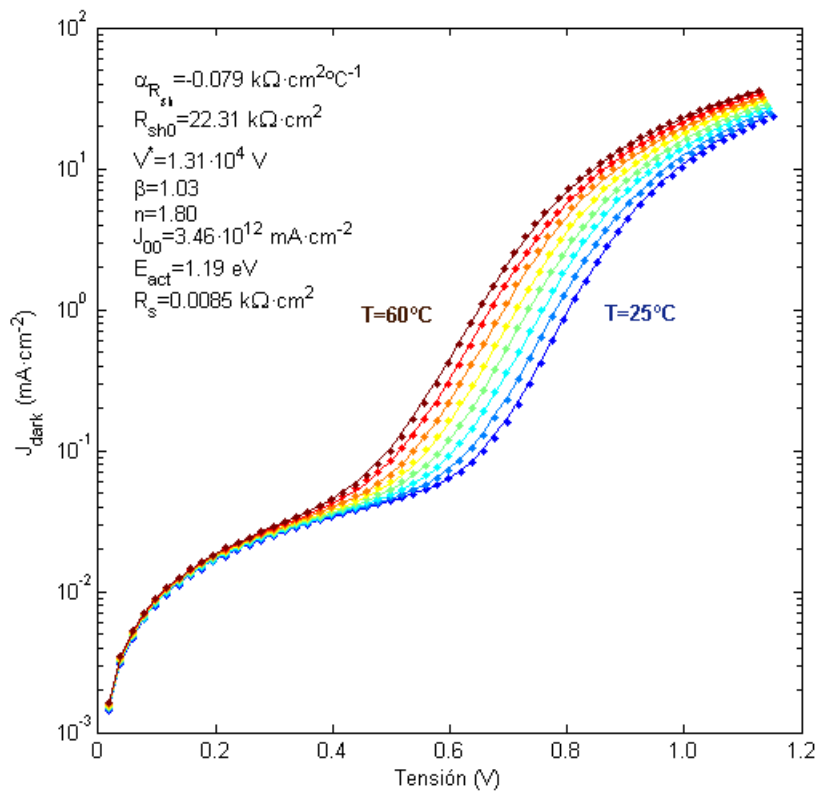


Figura 2.21: Ajuste global de las densidades de corriente en oscuridad en el rango 25-60 °C

$$V_{C,fit} = V_{C,max} + \frac{V_{C,min} - V_{C,max}}{1 + (J_{ph0}/x_0)^p} \quad (2.47)$$

donde  $p$  es un parámetro adimensional que determina la pendiente de la función sigmoide y  $x_0$  es el valor de la fotocorriente de referencia que determina el punto de transición entre el régimen de débil y fuerte iluminación. Los parámetros obtenidos son:  $V_{C,max} = 23.00$  V,  $V_{C,min} = 15.36$  V,  $x_0 = 1.85$  mA · cm<sup>-2</sup>,  $p = 1.76$ .

Al igual que en la tensión de colección, la incertidumbre en la tensión de difusión presenta dos contribuciones. La primera asociada a la determinación de  $\chi_C$  y la segunda al proceso de minimización simplex. La primera contribución es inherente al tratamiento de la medida eléctrica en corriente continua y, además, condiciona la indeterminación en el proceso simplex. Así pues, en primera aproximación, podemos considerar que la tensión de difusión, en el rango de interés fotovoltaico, es independiente de la iluminación y su valor es  $V_{bi} = 0.94 \pm 0.02$  V.

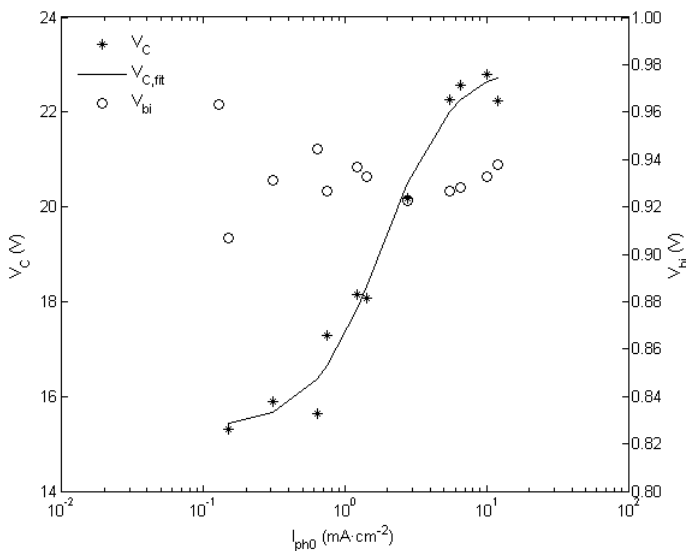


Figura 2.22: Efecto del nivel de iluminación sobre la fotocorriente a 25°C.

### Efecto de la temperatura

El comportamiento térmico de la fotocorriente se determina mediante un análisis de iluminación variable a diferentes temperaturas.

Se ha encontrado que la tensión de difusión,  $V_{bi}$ , disminuye linealmente con el aumento de temperatura en el rango de interés fotovoltaico. Vea figura 2.23.

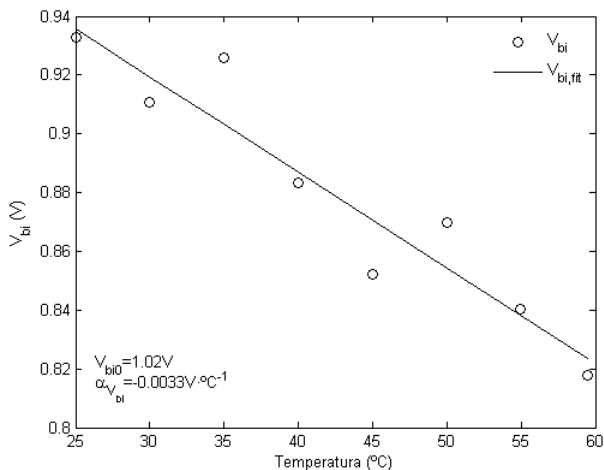


Figura 2.23: Comportamiento térmico de la tensión de difusión

En la figura 2.24 se muestran los valores de la tensión de colección,  $V_C$ , a distintos niveles de iluminación y temperatura. En general se observa que, al aumentar la temperatura, la sigmoide  $V_C(J_{ph0})$ , se desplaza linealmente hacia valores inferiores. Como el aspecto de la sigmoide no cambia, puede suponerse que la principal relación con la temperatura yace en los niveles de saturación  $V_{C,max}$  y  $V_{C,min}$ . En primera aproximación, podemos considerar una dependencia térmica lineal:

$$V_{C,Z} = V_{C,Z0} + \alpha_{V_C} T \tag{2.48}$$

donde  $V_{C,Z}$  puede ser  $V_{C,max}$  o  $V_{C,min}$ ,  $V_{C,Z0}$  corresponde a la ordenada en el origen ( $V_{C,max0}$  y  $V_{C,min0}$  respectivamente) y  $\alpha_{V_C}$  es el coeficiente de

temperatura. En la figura 2.24 se muestra el ajuste de los datos experimentales y los valores obtenidos.

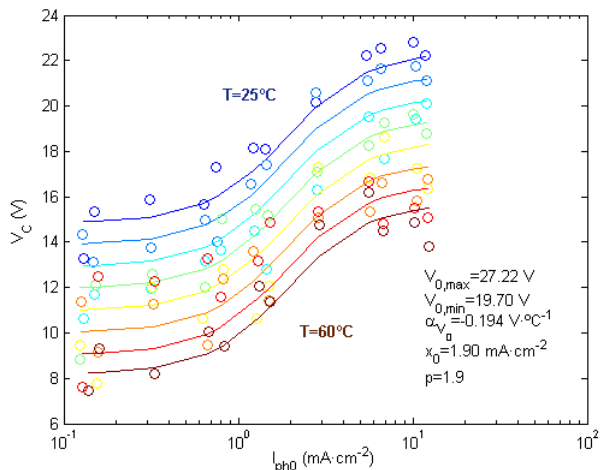


Figura 2.24: Comportamiento térmico de la tensión de colección

### 2.3.3. Ajuste de la medida VIM: validación del modelo circuital

En la sección 2.1 se ha introducido un modelo de circuito equivalente para células de silicio amorfo que cumple la formulación “débil” del principio de superposición. Es decir, el comportamiento eléctrico del dispositivo en oscuridad es independiente del nivel de iluminación y la corriente fotogenerada depende del estado de polarización del dispositivo. Asimismo, se ha propuesto una metodología para valorar los efectos de la iluminación y temperatura sobre la célula solar y extraer los parámetros característicos del modelo. La tabla 2.1 recoge los parámetros obtenidos para la célula solar CU1.

Parámetro	Valor
$R_{sh0}(k\Omega \cdot cm^2)$	22.31
$\alpha_{R_{sh}}(k\Omega \cdot cm^2 \cdot ^\circ C^{-1})$	-0.079
$V^*(V)$	1.31E4
$\beta$	1.03
$n$	1.80
$J_{00}(mA \cdot cm^{-2})$	3.46E12
$E_{act}(eV)$	1.19
$R_s(k\Omega \cdot cm^2)$	0.0085
$V_{C,max}(V)$	27.22
$V_{C,min}(V)$	19.70
$\alpha_{V_C}(V \cdot ^\circ C^{-1})$	-0.19
$x_0(mA \cdot cm^{-2})$	1.90
$p$	1.9
$V_{bi0}(V)$	-0.0033
$\alpha_{V_{bi}}(V \cdot ^\circ C^{-1})$	1.02

Tabla 2.1: Parámetros circuitales de la célula CU1

La figura 2.25 compara curvas  $J(V)$  experimentales con las obtenidas a partir de los parámetros de la tabla 2.1. (a) muestra el efecto del nivel de iluminación sobre la célula solar a  $25^\circ C$  y (b) representa el efecto de la temperatura sobre la célula mientras es iluminada a un sol. Observe que las curvas predichas por el modelo describen adecuadamente el comportamiento experimental.

Para analizar detalladamente la virtud del modelo representamos gráficamente  $V_{oc}$ ,  $FF$ ,  $R_{oc}$  y  $R_{sc}$  frente a  $J_{sc}$ , en distintas condiciones de iluminación y temperatura. En la región de circuito abierto, los valores de  $R_{oc}$  predichos por el modelo son ligeramente inferiores a los obtenidos experimentalmente. No obstante, el modelo describe apropiadamente los efectos térmicos y de intensidad de iluminación sobre  $R_{sc}$  y  $R_{oc}$ . Cuando el nivel de iluminación es muy bajo, la curva  $J(V)$  de una célula solar está dominada por la resistencia paralelo.  $R_{sc}$  y  $R_{oc}$  convergen a  $R_{sh}$ , la tensión de circuito abierto,  $V_{oc}$ , y el factor de forma,  $FF$ , alcanzan sus valores mínimos. Si el nivel de iluminación es moderado y tal que ni la resistencia serie ni la paralelo afectan las curvas  $J(V)$ , el  $FF$  alcanza su valor más elevado y presenta una importante dependencia con la temperatura. Finalmente, en condiciones de alta iluminación, la resistencia serie del dispositivo condiciona la curva  $J(V)$  del dispositivo y

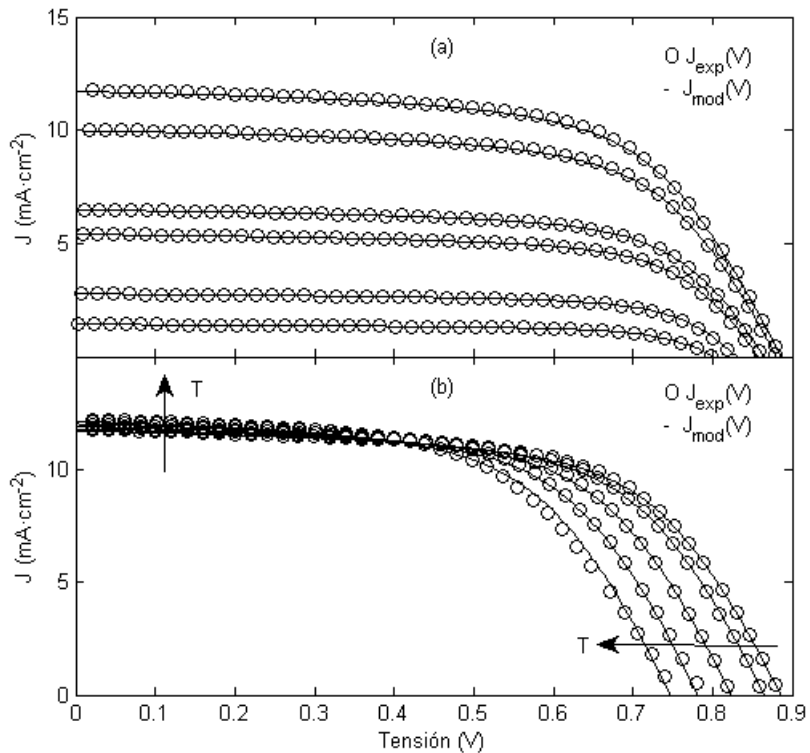


Figura 2.25: Comparación de curvas experimentales densidad de corriente-tensión. (a) Efecto del nivel de iluminación a  $25^\circ\text{C}$ . (b) Efecto térmico a un sol de iluminación.

provoca una reducción del  $FF$ . La figura 2.26 muestra que el modelo reproduce adecuadamente el comportamiento de las células solares silicio amorfo en diferentes condiciones de iluminación y temperatura.

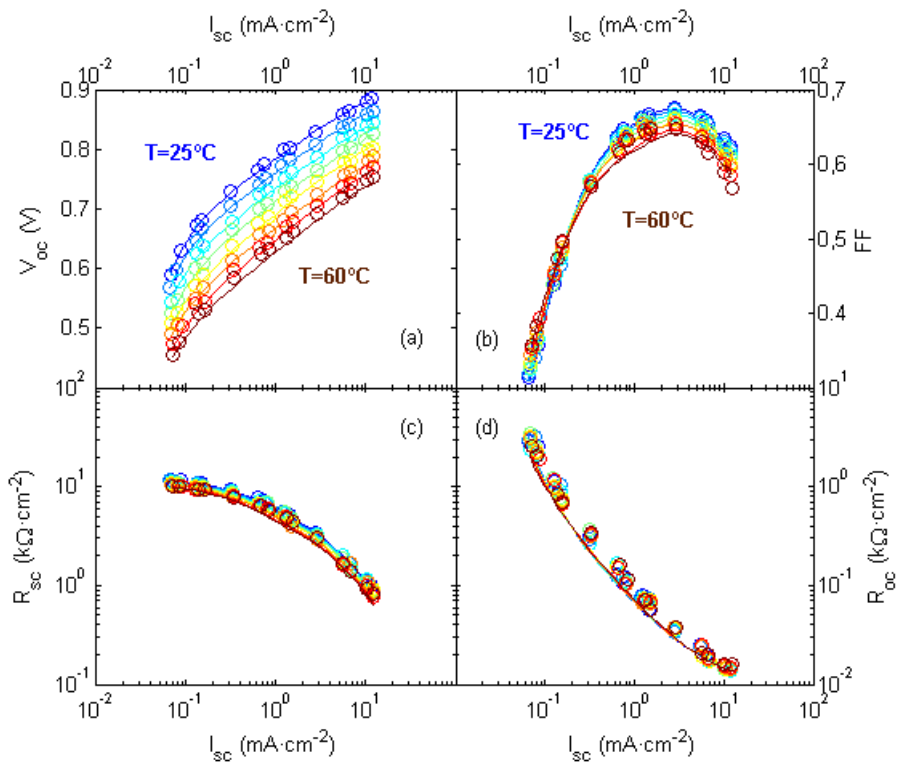


Figura 2.26: Efecto del nivel de iluminación y temperatura sobre los parámetros característicos de las curvas  $J(V)$ . Los círculos representan datos experimentales y las líneas continuas los datos simulados. (a) Tensión de circuito abierto,  $V_{oc}$ , (b) factor de forma,  $FF$ , (c) resistencia en corto-circuito,  $R_{sc}$  y (d) resistencia en circuito abierto,  $R_{oc}$ .





## Capítulo 3

# Módulos fotovoltaicos de silicio amorfo

Los módulos fotovoltaicos de silicio amorfo están formados por un considerable número de células,  $n_{cel}$ , alargadas y conectadas en serie utilizando un proceso de interconexión monolítica mediante tratamiento láser. El caso ideal considera que todas las células solares que contiene el módulo son iguales. La única diferencia del modelo circuital del módulo con respecto al modelo de una única célula solar aparece en la tensión  $V$  aplicada al módulo. Si las células conectadas en serie son idénticas, la tensión  $V_{cel}$  que cae en cada célula es la misma y la tensión final del módulo será  $n_{cel}V_{cel}$ . En la práctica, sin embargo, los parámetros del modelo extraídos para una célula solar no suelen ser adecuados para el módulo fotovoltaico. Controles de calidad inapropiados o imperfecciones durante la fabricación provocan heterogeneidades en el proceso de depósito, fluctuación de las propiedades del material y/o defectos en la conexión monolítica. El análisis del efecto de estas imperfecciones sobre el rendimiento y fiabilidad del módulo se puede realizar en términos de microdiodos o diodos débiles [Karpov 2002] y fugas eléctricas [Koishiyev 2009a, Koyshiyev 2009b]. Para valorar adecuadamente el modelo circuital del módulo fotovoltaico sería necesario reproducir la metodología de análisis del capítulo anterior. Es decir, realizar un análisis sistemático de las curvas corriente-tensión del módulo en oscuridad e iluminado a diferentes temperaturas. Este trabajo requiere una infraestructura costosa y es poco habitual. No obstante, en este capítulo se

presenta un procedimiento para el cálculo aproximado de los parámetros del circuito equivalente del módulo fotovoltaico, que esta basado en un sistema experimental habitual para monitorizar módulos fotovoltaicos en condiciones reales de operación. Observe que, con objeto de comparar las características de los distintos módulos, los datos de corriente y tensión son normalizados al valor de una célula de un centímetro cuadrado. Para ello hemos consideramos el área y número de células en cada módulo. Estos valores se presentan en la tabla 3.1.

Este capítulo comienza, en la sección 3.1, describiendo el sistema experimental empleado para la monitorización de módulos fotovoltaicos en condiciones reales de operación. La sección 3.2 introduce el procedimiento seguido para deducir los parámetros del circuito eléctrico equivalente a partir de la interpretación de los datos experimentales obtenidos en un día claro. Finalmente, la sección 3.3 implementa estos parámetros en el modelo circuital y discute la bondad de los resultados simulados.

### 3.1. Sistema Experimental

La instalación para caracterizar y monitorizar los módulos fotovoltaicos en condiciones reales de operación del Grupo de Energía Solar está situada en la terraza de la Facultad de Física (latitud: 41.3844°N, longitud: 2.1171°E), ver figura 3.1. Los módulos han sido montados en una estructura fija, con orientación sur y 36° de inclinación. Dispone de un sistema de siete cargas electrónicas para realizar un continuo seguimiento del punto de máxima potencia y adquirir curvas eléctricas características cada cinco minutos. Un sistema de adquisición de datos registra la irradiancia global en el plano de inclinación de los módulos, la irradiancia espectral también en el plano de inclinación de los módulos y la temperatura en la superficie posterior de los módulos. Los datos climáticos estándares como irradiancia global y difusa (horizontal), temperatura ambiente y velocidad y dirección de viento se obtienen a partir de los datos registrados en el servidor Infomet del Grupo de Astronomía y Meteorología de la propia Facultad de Física, <http://www.infomet.am.ub.es/metdata/>.



Figura 3.1: Sistema experimental para la caracterización de módulos fotovoltaicos en condiciones reales de operación

### 3.1.1. Módulos fotovoltaicos

En este trabajo se han considerado cinco módulos de silicio amorfo procedentes de tres fabricantes distintos: Kaneka (módulo KNK), TSolar-Global (módulos TS2 y TS3) y Gadir Solar (módulos G1 y G2). Los módulos KNK, TS2 y TS3 han sido estabilizados antes del inicio de su monitorización. Sin embargo, los módulos de Gadir Solar, G1 y G2, se instalan sin estabilizar. Es decir, se instalan, tal y como se reciben de fábrica, a mediados de 2011 y principios de 2012 respectivamente.

Con objeto de comparar las especificaciones técnicas de los distintos módulos fotovoltaicos, la Comisión Electrotécnica Internacional establece en su norma [IEC 904-1] la siguiente condición estándar de medida, *STC*: 25 °C de temperatura de módulo, 1000  $Wm^{-2}$  de irradiancia, AM1.5 global en la distribución espectral de la radiación e incidencia normal a la superficie del módulo. La tabla 3.1 muestra los parámetros característicos en condición *STC*, junto con otros detalles técnicos, para los distintos módulos según las especificaciones proporcionadas por los fabricantes

Tabla 3.1: Características técnicas de los módulos de a-Si:H en condiciones STC

	KNK	TS2	TS3	G1	G2
$P(W)$	54.0	87.33	88.41	90	90
$V_{oc}(V)$	85.0	93.51	95.73	137.2	137.2
$I_{sc}(A)$	1.14	1.52	1.48	1.15	1.15
$V_{mpp}(V)$	62.0	71.99	75.05	99.4	99.4
$I_{mpp}(A)$	0.87	1.21	1.18	0.90	0.90
$n_{cel}$	99	106	106	159	159
Área célula ( $cm^2$ )	0.9x89.3	1x128.9	1x128.9	0.65x128.5	0.65x128.5
Área módulo ( $m^2$ )	0.92x0.92	1.1x1.3	1.1x1.3	1.1x1.3	1.1x1.3
$\alpha_{V_{oc}} \left( \% ^\circ C^{-1} \right)$	—	-0.29	-0.29	—	—
$\alpha_{J_{sc}} \left( \% ^\circ C^{-1} \right)$	—	0.038	0.038	—	—

### 3.1.2. Adquisición de curvas corriente-tensión de módulos fotovoltaicos

La metodología habitual para realizar medidas corriente-tensión de un módulo fotovoltaico en condiciones reales de operación se muestra esquemáticamente en la figura 3.2. El método de Kelvin o de cuatro puntas evita caída de tensión en el cableado del bucle de corriente y mide directamente la tensión del módulo. El punto de operación del módulo cambia al modificar la carga del módulo. En nuestro caso, cada panel fotovoltaico esta conectado a un módulo de carga electrónica N3300A de Agilent, que disipa hasta 250W (0-10A, 0-240V). Este es gestionado por el bastidor N3300 (del mismo fabricante) que admite hasta un máximo de seis módulos de carga y/o un máximo de 1800W. Realizando un barrido adecuado registramos la curva  $J(V)$  de cada módulo. El proceso completo de medida es gestionado por ordenador.

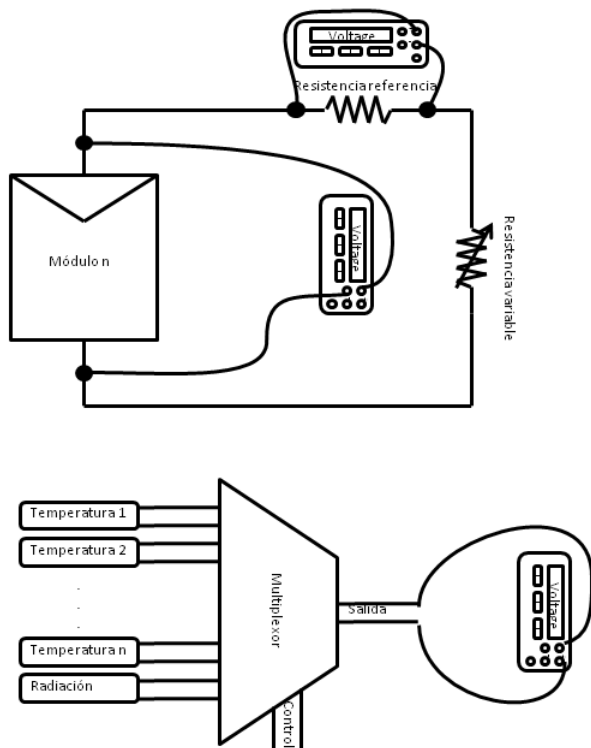


Figura 3.2: Diagrama esquemático del sistema de medidas  $I(V)$  de módulos fotovoltaicos en condiciones reales de operación.

### Medida de la temperatura del módulo

La curva  $J(V)$  de un dispositivo fotovoltaico muestra una clara dependencia de la temperatura: la tensión en circuito abierto y, como consecuencia, la potencia del módulo disminuye rápidamente al aumentar la temperatura. Para analizar adecuadamente las variaciones del rendimiento de un módulo es necesario medir su temperatura.

La medida de temperatura real de un módulo fotovoltaico puede ser complicada. La temperatura que nos interesa para interpretar adecuadamente las medidas es la temperatura de las células del módulo. Sin embargo, el laminado

del módulo imposibilita el contacto directo con la célula y estamos forzados a medir en la superficie posterior del módulo. Además en un módulo de gran superficie pueden existir gradientes de temperatura lo que complica todavía más la correcta estimación de la temperatura. En los módulos que hemos monitorizado se han utilizado, como sensores térmicos, resistencias de platino adheridas en el centro de la superficie y por la cara posterior del módulo. Este es el procedimiento habitual seguido en los sistemas de monitorización fotovoltaicos.

### **Medida de la irradiancia**

Los piranómetros son radiómetros con respuesta espectral plana sobre un amplio ancho de banda. Disponen de una superficie negra con estructura muy rugosa, con microcavidades que absorbe más del 97% de la radiación incidente. El calor generado fluye a través de una resistencia térmica hacia el disipador térmico (cuerpo del piranómetro) y la diferencia de temperatura se convierte en un voltaje que es función lineal de la radiación solar absorbida. El viento, la lluvia y pérdidas de radiación térmica afectan el aumento de temperatura. Para proteger al detector de estos efectos se usan dos cúpulas que minimizan la dependencia del ángulo de incidencia de la radiación solar. La cúpula interna reduce las pérdidas por radiación térmica de la cúpula exterior. El cartucho de secado de la carcasa del radiómetro está lleno con gel de sílice y evita la formación de rocío en la parte interna de la cúpula. Esta se puede enfriar considerablemente en noches despejadas y sin viento. La carcasa del radiómetro es de aluminio y da alta estabilidad mecánica y térmica al instrumento. El piranómetro se puede nivelar regulando las dos patas roscadas de acuerdo con el nivel de burbuja. La malla solar actúa para proteger todas las piezas externas de la radiación y reducir el calentamiento de la carcasa por el sol.

En nuestro caso, la radiación global sobre el plano de los paneles fotovoltaicos se ha medido con un piranómetro modelo CM11 de Kipp & Zonen. La irradiancia global y la difusa, registradas por el servidor Infomet, se miden con dos piranómetros Eppley, modelo PSP.

### **Medida de la irradiancia espectral**

La distribución espectral de la irradiancia se mide con un espectroradiómetro. Los espectroradiómetros miden irradiancia solar monocromática (global,

difusa o directa). Dependiendo del instrumento considerado, las medidas se pueden realizar, sobre superficie horizontal, inclinada o perpendicular a los rayos solares. Existen diferentes tipos y modelos de espectroradiómetros, desde portátiles hasta equipos de altas prestaciones y con sofisticados sistemas automáticos de calibrage. El equipo utilizado en este trabajo es el modelo MS700 de EKO. Su detector es una matriz de fotodiodos que cubre el rango espectral de 350 nm a 1050 nm. Dispone de una unidad de control de temperatura que mantiene a los fotodiodos a  $25 \pm 5$  °C y estabiliza la sensibilidad de los fotodiodos. Finalmente, un obturador controla el tiempo de exposición del espectrómetro a la luz solar y reduce el ruido en la medida.

### 3.1.3. Procedimiento de medida y colección de datos

El procedimiento de lectura de sensores y almacenado de datos se gestiona mediante ordenador. El programa de control, escrito en el lenguaje de programación Python, gestiona la monitorización de los módulos instalados en el sistema experimental. En la figura 3.3 se muestra el diagrama de flujo del programa. El proceso de control comienza leyendo las especificaciones de cada uno de los módulos instalados. Posteriormente lee la hora y comprueba la posición solar. Al amanecer, si la radiación es superior a  $10 \text{ W/m}^2$ , el sistema inicia el registro de las curvas  $J(V)$  de todos los módulos y de los datos meteorológicos, e inicia la rutina de seguimiento del punto de máxima potencia. Esta rutina dura un periodo de 300 segundos. Una vez finalizada, almacena los parámetros característicos registrados durante la rutina de seguimiento (por ejemplo, la energía producida en estos 5 minutos, la irradiación y la temperatura promedio), vuelve a leer la hora y a registrar las curvas  $J(V)$  de todos los módulos. El bucle anterior se mantiene hasta que la radiación solar sea inferior a  $10 \text{ W/m}^2$  o hasta la puesta del sol. Los instantes de inicio y fin (amanecer y puesta de sol) del proceso de control se determinan a partir de la posición solar.

La rutina que realiza el seguimiento del punto de máxima potencia esta basada en un método de perturbación. La idea básica consiste en considerar que el gradiente de la relación potencia-tensión, curva  $P(V)$ , es positivo si  $V < V_{max}$ , negativo si  $V > V_{max}$  y nulo en  $V = V_{max}$ . El algoritmo comienza el ciclo adquiriendo los valores actuales de  $J$  y  $V$ . Posteriormente se determina la variación diferencial a partir de los datos almacenados del ciclo anterior y se compara. La corrección de la señal de referencia,  $dV$ , depende del resultado de la comparación. Finalmente, el sistema de control almacena los parámetros



y finaliza el ciclo. La figura 3.4 muestra un diagrama de flujo esquemático que representa el proceso.

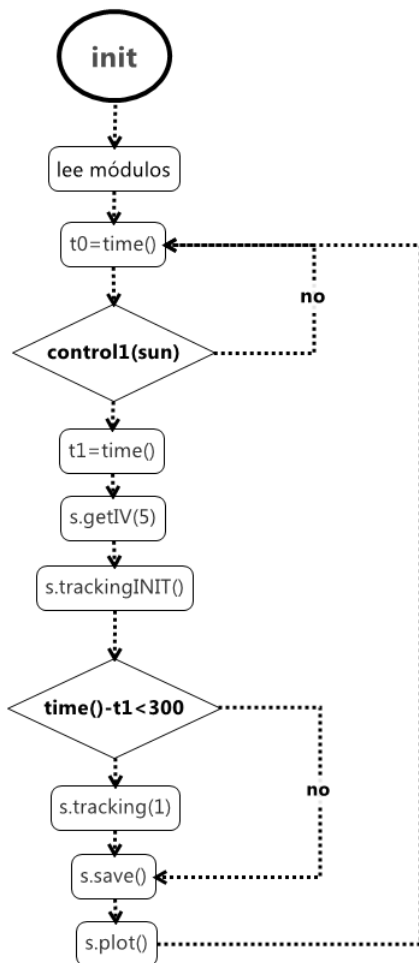


Figura 3.3: Diagrama de flujo del programa de adquisición de datos.

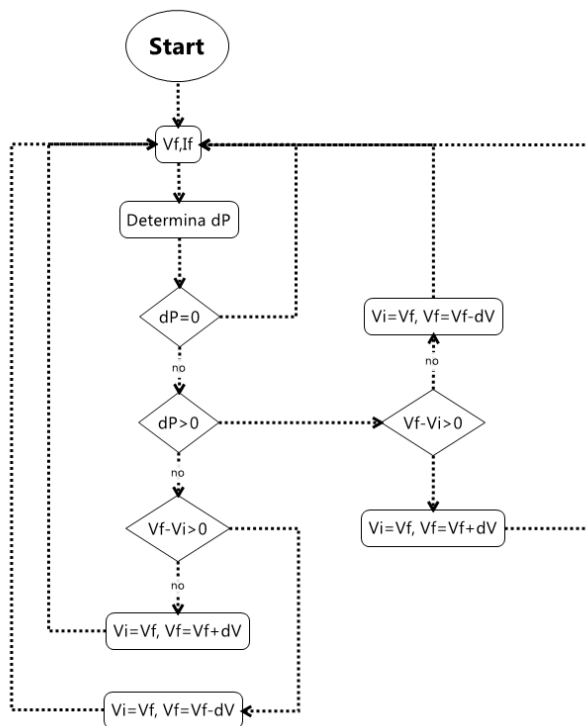


Figura 3.4: Diagrama de flujo del seguimiento del punto de máxima potencia.

## 3.2. Caracterización en condiciones reales de operación. Metodología

### 3.2.1. Análisis de sombras

A pesar de que la terraza es probablemente el lugar óptimo para monitorizar los módulos en la Facultad de Física, existe el inconveniente de la presencia de edificios próximos que, en determinada época del año y a ciertas horas, provocan sombras en los módulos monitorizados. La figura 3.5 muestra la posición relativa de los edificios próximos al banco de pruebas, BP. El

edificio nuevo de la Facultad de Física, E1, introduce sombras a primera hora de la mañana y la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Barcelona, E2, a última hora de la tarde.



Figura 3.5: Posición relativa de los edificios próximos al banco de pruebas. El edificio nuevo de la Facultad de Física, E1, introduce sombras a primera hora de la mañana y la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Barcelona, E2, a última hora de la tarde.

Para la correcta interpretación de los datos experimentales necesitamos conocer con cierta exactitud si se están produciendo estas sombras. Los diagramas de trayectorias solares son una manera adecuada de representar la posición relativa del Sol respecto a la Tierra. Muestran la altitud frente al azimut solar para cualquier hora del día y día del año y, en nuestro caso, nos hemos valido de este tipo de representación para identificar y excluir datos que por efecto de sombras sean erróneos. La sombra sobre el módulo evoluciona con el movimiento del sol, produciéndose dos momentos críticos: cuando el módulo está totalmente iluminado por el sol y comienza la sombra, y cuando el módulo está totalmente en “oscuridad” y comienza a desaparecer la sombra. En estos instantes críticos es habitual que se produzcan cambios bruscos de la eficiencia medida debido a las diferentes condiciones de iluminación del módulo y del piranómetro. Utilizamos esta información para detectar la posición

del sol que origina sombras en el sistema experimental.

La figura 3.6 muestra el diagrama de trayectorias solares del módulo TS2. Los puntos negros representan los datos monitorizados correspondientes a los días claros de 2011 y 2012. Los círculos corresponden a datos que presentan un diferencial de eficiencia superior a 0.5 %. En principio, estos datos están relacionados con el efecto de sombras que provienen de edificios cercanos. Se pueden distinguir tres regiones: 1) La región con azimut comprendido entre “lim1” y “lim2” o elevación superior a “azim\*m1+b1” y “azim\*m2+b2” representa los datos obtenidos sin sombras. 2) Los valores de azimut inferiores a “lim3” o superiores a “lim4” o elevaciones inferiores a “azim\*m3+b3” y “azim\*m4+b4” son obtenidos en condiciones de irradiancia difusa. Finalmente, la región 3) esta definida por la propia serie de círculos. Esta región esta caracterizada por contener datos en los que el módulo puede estar parcialmente sombreado o su curva característica no es coherente con la medida de radiación solar.

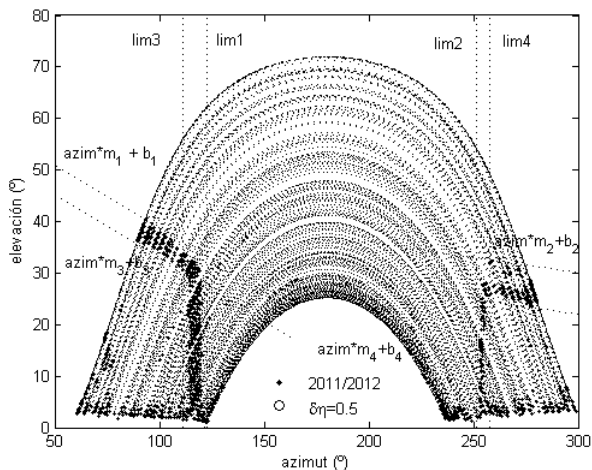


Figura 3.6: Determinación de sombras mediante el diagrama de trayectorias solares (ver texto)

El algoritmo implementado para el cálculo de la posición solar presenta una precisión del 0.01 grado hasta el año 2050 [Michalsky 1988a, Michalsky 1998b]. La tabla 3.2 muestra los parámetros obtenidos para cada módulo.

	KNK	TS2	TS3	G1	G2
<i>lim1</i>	124.0	121.5	121.0	124.2	124.2
<i>lim2</i>	253.0	253.0	253.0	250.0	250.0
<i>lim3</i>	118.5	115.5	116.5	110.0	110.0
<i>lim4</i>	256.0	257.0	257.0	260.6	260.6
<i>m</i> <sub>1</sub>	-0.35	-0.27	-0.34	-3.98	-3.81
<i>b</i> <sub>1</sub>	77.3	66.0	75.0	262.0	251.0
<i>m</i> <sub>2</sub>	-0.13	-0.13	-0.13	-0.15	-0.15
<i>b</i> <sub>2</sub>	61.0	61.5	61.0	72.0	72.0
<i>m</i> <sub>3</sub>	-0.33	-0.27	-0.34	-4.61	-4.61
<i>b</i> <sub>3</sub>	69.5	62.5	71.0	276.0	276.0
<i>m</i> <sub>4</sub>	-0.13	-0.13	-0.13	-0.15	-0.15
<i>b</i> <sub>4</sub>	58.5	59.0	58.5	64.6	64.6

Tabla 3.2: Parámetros del diagrama de sombras

### 3.2.2. Análisis del efecto espectral

Factores como la variación del espectro solar o los efectos ópticos del módulo al cambiar el ángulo de incidencia, que evolucionan a lo largo del día, pueden complicar la interpretación de los datos experimentales si no se tienen en cuenta.

La distribución espectral de la luz solar determina el valor de la corriente fotogenerada y, por lo tanto, la corriente en cortocircuito,  $J_{sc}$ , de los módulos fotovoltaicos:

$$J_{sc} = \int G(\lambda) RS(\lambda) d\lambda \tag{3.1}$$

donde  $G_\lambda(\lambda)$  es la irradiancia espectral y  $RS(\lambda)$  la respuesta espectral del dispositivo.

La distribución espectral varía a lo largo del día. El espectro contiene mayor proporción infrarroja, *IR*, cuando amanece y cuando anochece que a media mañana, cuando aumenta la proporción ultravioleta, *UV*. La intensidad del efecto que estas variaciones provocan sobre los módulos depende del tipo de tecnología fotovoltaica. La respuesta espectral de la tecnología de silicio amorfo es más selectiva que la tecnología clásica de silicio cristalino y, por lo tanto, la corriente fotogenerada presenta mayor dependencia de la distribución espectral de la radiación incidente. La figura 3.7 ilustra la respuesta

espectral de una célula solar de silicio amorfo depositada en la misma remesa que el módulo TS2 y la irradiancia espectral de Barcelona en dos momentos diferentes del día 28/10/2012. Observe que la componente más energética del espectro solar, “*componente azul*”, es mayor en el espectro de media mañana, a las 12:06 horas.

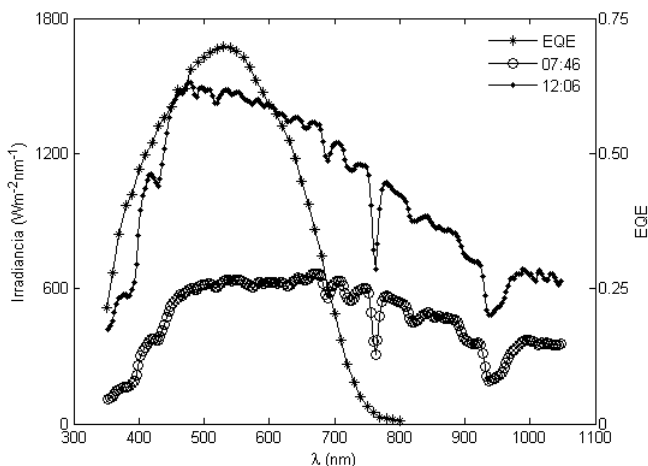


Figura 3.7: Respuesta espectral de una célula de silicio amorfo e irradiancia espectral en dos momentos del día 28/10/2012 en Barcelona.

La figura 3.8 ilustra la evolución diaria de la densidad de corriente en corto-circuito para varios días claros de 2012 y la compara con datos calculados a partir de la irradiancia espectral. Observe como a pesar de no existir discrepancias considerables, los días de Junio y Agosto presentan ligeras desviaciones.

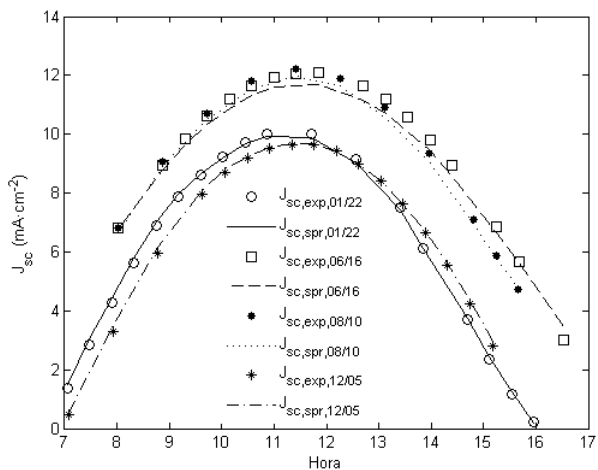


Figura 3.8: Evolución diaria de  $J_{sc}$  para varios días claros de 2012. Comparación de datos experimentales,  $J_{sc,exp}$ , con los calculados a partir de la irradiancia espectral,  $J_{sc,spr}$ .

La figura 3.9 cuantifica el error cometido en el cálculo de  $J_{sc,spr}$ . Podemos estimar que el error en el periodo central del día es  $\pm 5\%$ . Sin embargo, durante las dos primeras y últimas horas del día aumenta considerablemente. La evolución del contenido espectral a lo largo del día podría evidenciar errores en la eficiencia cuántica de la célula de referencia utilizada para calcular  $J_{sc,spr}$ . Sin embargo, otro efecto que podría explicar las diferencias mostradas en la figura 3.9, son las pérdidas por reflexión para elevados ángulos de incidencia que tienen lugar en el módulo y, que en principio, no se dan en el espectralradiómetro.

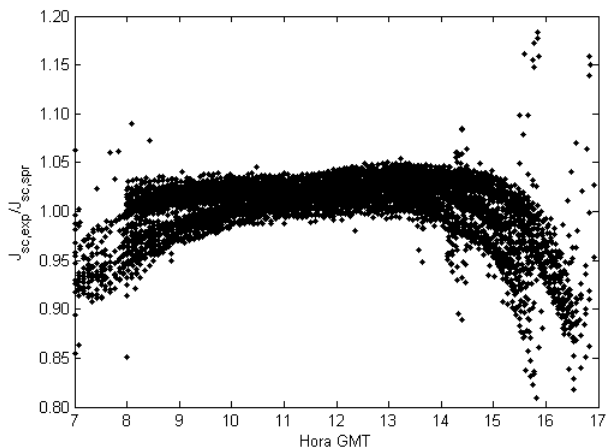


Figura 3.9: Evolución diaria de la relación  $J_{sc,exp}/J_{sc,spr}$  en los días claros de 2012.

### 3.2.3. Análisis de la influencia angular

Las pérdidas por reflexión angular en módulos fotovoltaicos se definen respecto a la condición de incidencia normal de la radiación solar, requisito estándar para la adquisición de la curva eléctrica característica [IEC 904-1]. La diferencia entre la reflectancia de un módulo fotovoltaico en condiciones reales de operación, donde la radiación incide a distintos ángulos, y la reflectancia con incidencia normal puede ser significativa para el cálculo de la generación eléctrica. El análisis de la influencia angular puede realizarse usando el modelo analítico de [Martin 2002]:

$$f(\alpha) = \frac{1 - \exp(-\cos\alpha/a_r)}{1 - \exp(-1/a_r)} \quad (3.2)$$

donde  $a_r$  es el coeficiente de pérdida angular y único parámetro de ajuste. Determina la transmitancia de la radiación directa en el interior de un módulo en función del ángulo de incidencia,  $\alpha$ , y depende del tipo de tecnología. En el caso de módulos de silicio amorfo  $a_r = 0,163$ . La figura 3.10 muestra la relación entre  $J_{sc,exp}$  y la calculada a partir del espectro solar y corregida con el factor angular,  $J_{sc,spr,ang}$ . Observe que la corrección angular ha reducido



considerablemente el error en los momentos de mayor ángulo de incidencia. Es decir, a primera hora de la mañana y a última hora de la tarde. Sin embargo, permanecen ciertas desviaciones que podrían atribuirse a las componentes difusa y de albedo o posible suciedad sobre la superficie del módulo. Por simplicidad, consideramos que la contribución de estos efectos es de segundo orden y pueden ser ignorados.

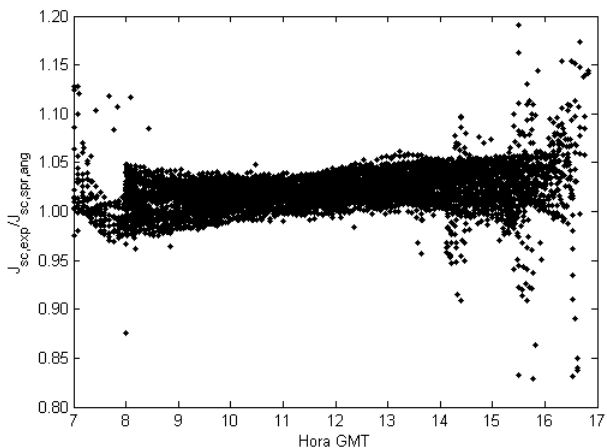


Figura 3.10: Evolución diaria de la relación  $J_{sc,spr} / J_{sc,spr,ang}$  en los días claros de 2012.

En la figura 3.11 se compara la relación  $J_{sc,exp} / J_{sc,spr,ang}$  entre los módulos de la tabla 3.1. Observe que el error en el cálculo de  $J_{sc,spr,ang}$  para los módulos G1, G2 y KNK es considerablemente mayor que para los módulos TS2 y TS3. Probablemente, esta diferencia podría asociarse a que la respuesta espectral de la célula de referencia (misma remesa que el módulo TS2) es significativamente distinta a la que presentan los módulos G1, G2 y KNK. Lamentablemente, esta información no está disponible.

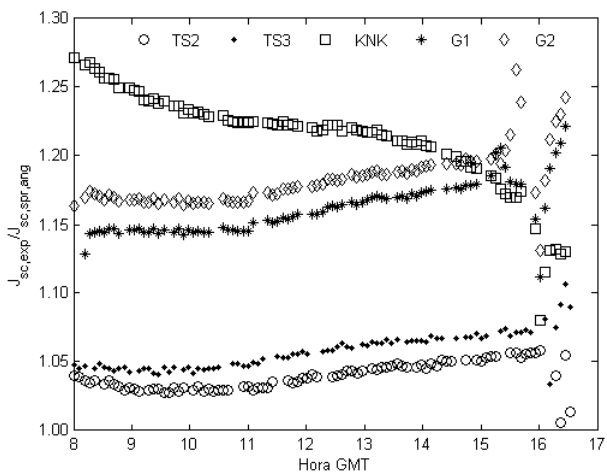


Figura 3.11: Comparación entre los módulos de la tabla 3.1. Evolución de  $J_{sc,spr} / J_{sc,spr,ang}$  en el día 28 de Octubre de 2012.

### 3.2.4. Determinación de los parámetros circuitales

La hoja de especificaciones técnicas de los fabricantes son, en principio, la única fuente de información disponible de los módulos fotovoltaicos. Esta proporciona parámetros eléctricos del módulo en condiciones *STC*, que deben ser corregidos para obtener el rendimiento energético en condiciones reales de radiación y temperatura. Los parámetros del circuito equivalente no son habituales y la estimación precisa requiere un análisis sistemático de las curvas corriente-tensión del módulo en oscuridad e iluminado a diferentes temperaturas. Este trabajo requiere una infraestructura costosa y es poco habitual. En esta sección se propone un procedimiento simple basado en un sistema experimental habitual para monitorizar módulos fotovoltaicos en condiciones reales de operación.

#### Parámetros del modelo de fotocorriente

La corriente fotogenerada, representada por la fuente de corriente en el circuito equivalente de la figura 2.1 y analíticamente según las expresiones

2.12 e 2.22, depende de la tensión de difusión  $V_{bi}$ , de la tensión de colección  $V_C$  y de la corriente total fotogenerada en el interior de la zona activa de la célula  $J_{ph0}$ . El procedimiento utilizado para determinar los parámetros se describe a continuación:

1. Tensión de difusión: el procedimiento para determinar la tensión de difusión es complejo y poco frecuente. De acuerdo con [Merten 1998a, Nonoruma 1982], podemos considerar  $V_{bi} = 0,9 \text{ V}$  para dispositivos de silicio amorfo.
2. Tensión de colección: la pendiente de la curva  $J(V)$  en la región de cortocircuito, es decir  $R_{sc}$ , esta condicionada por el vínculo de la corriente de recombinación con la tensión, siendo  $R_{sc}$  inversamente proporcional a la corriente de cortocircuito. La constante de proporcionalidad es la tensión de colección.

La figura 3.12 representa  $R_{sc}$  frente a  $J_{sc}^{-1}$  para el módulo TS2 a partir de las medidas del 28/10/2012 y determina  $V_C = 13,34 \text{ V}$  mediante un ajuste lineal.

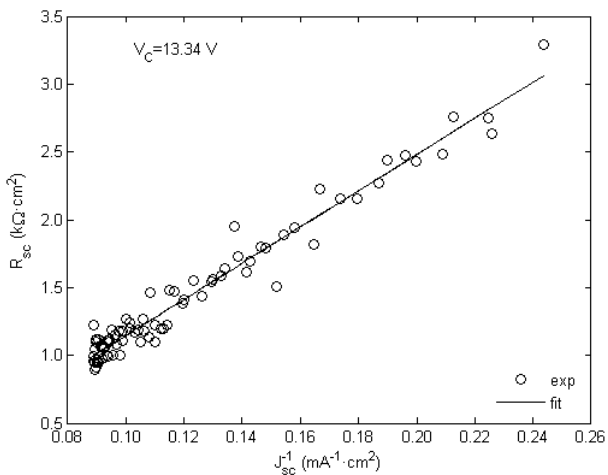


Figura 3.12:  $R_{sc}$  frente a  $J_{sc}^{-1}$  para el módulo TS2 en el día 28/10/2012. Cálculo de  $V_C$  mediante ajuste lineal.

3. Corriente fotogenerada  $J_{ph0}$ : es un parámetro complejo que depende básicamente de las propiedades ópticas del dispositivo, de la irradiancia y de la distribución espectral de la radiación incidente. Para determinar  $J_{ph0}$  a una temperatura del módulo  $T$  y una irradiancia  $G$  consideramos la siguiente expresión:

$$J_{ph0} = J_{ph0,ref} [1 + \alpha_{J_{sc}} (T - T_{ref})] \times \frac{G}{G_{ref}} \times MMF \times f(\alpha) \quad (3.3)$$

donde  $J_{ph0,ref}$  es la fotocorriente de referencia, (para  $G_{ref} = 1000 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$  y  $T_{ref} = 25 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ),  $\alpha_{J_{sc}}$  es el coeficiente de temperatura de  $J_{sc}$ ,  $MMF$  el factor de acoplamiento espectral o de “*mismatch*” y  $f(\alpha)$  el factor de pérdidas angular discutido en el apartado anterior.

Como los valores de  $J_{sc}$  que proporcionan los fabricantes se dan referidos a la irradiancia espectral AM1.5 global, [ASTM 1987], la siguiente expresión describe el método de corrección espectral

$$MMF = \frac{\int_a^b G(\lambda) RS(\lambda) d\lambda}{\int_c^d G(\lambda) RS_r(\lambda) d\lambda} \frac{\int_c^d G_0(\lambda) RS_r(\lambda) d\lambda}{\int_a^b G_0(\lambda) RS(\lambda) d\lambda} \quad (3.4)$$

donde  $G(\lambda)$  es la irradiancia espectral durante la medida,  $G_0(\lambda)$  la irradiancia espectral de referencia,  $RS$  la respuesta espectral del módulo,  $RS_r$  la respuesta espectral del detector o termopila de referencia,  $a$  y  $b$  límites de integración definidos por el dispositivo y  $c$  y  $d$  límites de integración definidos por el dispositivo de referencia. La condición AM1.5G presenta un contenido espectral poco habitual en condiciones reales de operación debido a la gran cantidad de parámetros que intervienen [Leckner 1978, Justus 1985] en su aspecto final. Con objeto de minimizar el error en la estimación de  $J_{ph0,ref}$  y proporcionar mayor consistencia a los resultados, podemos considerar que la irradiancia espectral de referencia es la adquirida el mismo día 28 de Octubre de 2012 a las 10:45 horas, cuando la densidad de corriente en corto-circuito del módulo TS2 es  $J_{sc} = 10,88 \text{ mA}\cdot\text{cm}^{-2}$ . En esta condición, y de acuerdo con las expresiones 2.22 y 2.35, se puede establecer  $J_{ph0,ref} = 11,67 \text{ mA}\cdot\text{cm}^{-2}$ .

### Parámetros del diodo

El estudio de módulos fotovoltaicos en condiciones reales de operación no suele incluir el análisis del termino del diodo. Un estudio detallado de

este elemento circuital presenta el inconveniente de requerir la caracterización sistemática del dispositivo en oscuridad, y esta medida presenta aspectos prácticos incompatibles con el modo habitual de operación de los paneles. No obstante, según el modelo circuital, la tensión en circuito abierto está determinada básicamente por la corriente de diodo. Esta peculiaridad puede utilizarse para determinar sus parámetros característicos. De esta forma, despreciando el efecto de pérdidas por recombinación, la expresión 2.42 se reduce a

$$V_{oc} = nV_T \ln \left( \frac{J_{sc}}{J_0} \right) \quad (3.5)$$

El análisis tradicional de iluminación variable [Merten 1998a] establece una temperatura fija en el módulo y propone un ajuste lineal simple para determinar  $n$  y  $J_0$ . En condiciones reales de operación la temperatura varía a lo largo del día y es necesario realizar un ajuste no lineal de  $V_{oc}$  frente a  $J_{sc}$  y  $V_T$  con los datos adquiridos durante un día de monitorización. Este ajuste, además de  $n$ , nos permite determinar  $E_{act}$  y  $J_{00}$ .

La figura 3.13 muestra el ajuste de la tensión de circuito abierto del módulo TS2 en el día 28 de Octubre de 2012. Se observa que el ajuste realizado reproduce adecuadamente el trazado descrito por los datos experimentales. Por la mañana, la  $V_{oc}$  evoluciona a lo largo del tramo superior de la curva y disminuye hasta que alcanza el mediodía solar, donde alcanza el mayor valor de  $J_{sc}$ . Por la tarde recorre el tramo inferior hasta que finaliza el proceso de adquisición de datos. La irregularidad del trazado y los dos ritmos de evolución del tramo inferior se pueden entender en términos de la velocidad del viento y la irradiancia. La figura 3.14 muestra la evolución de la velocidad de viento,  $v$ , temperatura de módulo,  $T$ ,  $J_{sc}$  y  $V_{oc}$  a lo largo del día. Observe que la inestabilidad  $v$  se transmite  $T$  y  $V_{oc}$ . Las ráfagas con velocidades de viento superior a la tendencia promedio favorecen la convección de calor, y al disminuir la temperatura del módulo aumenta la tensión de circuito abierto. Al final del día (a partir de las 15 horas GMT) se observa el efecto de la asimetría en la curva  $J_{sc}$  sobre la curva  $V_{oc}$ .

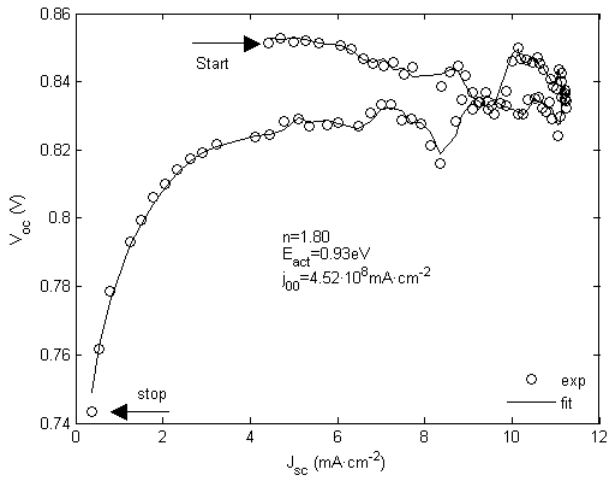


Figura 3.13: Ajuste no lineal de  $V_{oc}$  frente a  $J_{sc}$  y  $V_T$  para el módulo TS2. Datos adquiridos el 28/10/2012

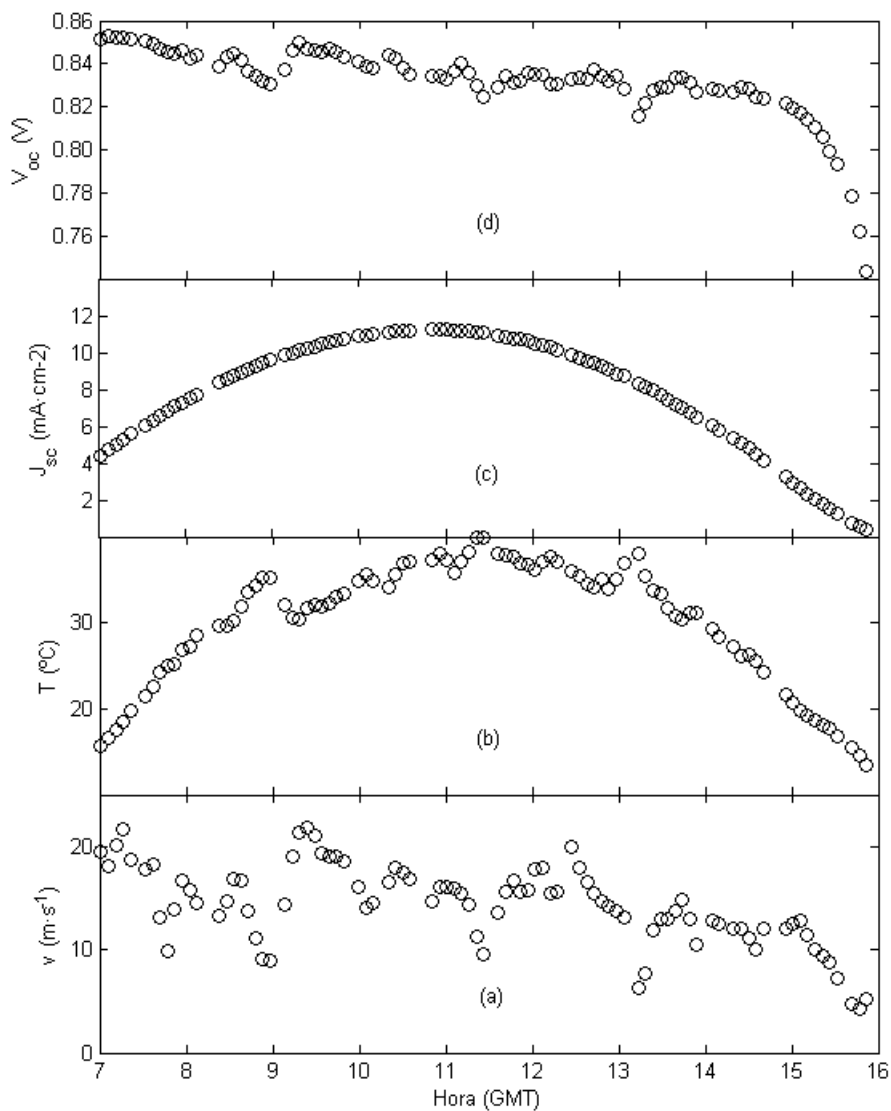


Figura 3.14: Evolución de (a) velocidad de viento, (b) temperatura del módulo, (c)  $J_{sc}$  y (d)  $V_{oc}$  para el módulo TS2 a lo largo del 28/10/2012.

### Resistencias parásitas

La forma habitual para determinar las resistencias parásitas del circuito equivalente de la figura 2.1 es mediante la caracterización eléctrica del módulo en oscuridad, vea sección 2.2.2. Para ello, el día 19 de Octubre de 2012 tras la puesta de sol, se cubrió el banco de pruebas con una gran lona negra y se registraron las curvas  $I(V)$  de los módulos a temperatura ambiente. La figura 3.15 muestra el procedimiento de ajuste en el módulo TS2: (a) muestra el ajuste previo de la región de fugas, (b) representa  $dV/dJ_d$  frente a  $J_d^{-1}$ , de cuya pendiente se obtiene el valor inicial de la resistencia serie,  $R_s$ , (c) corresponde al ajuste del término exponencial y proporciona la estimación previa del factor de calidad,  $n$ , y la corriente inversa de saturación,  $J_0$  y, finalmente, (d) muestra el ajuste final de la curva  $J_{dark}(V)$  completa.

Lamentablemente, los problemas prácticos asociados al control de temperatura del módulo fotovoltaico en condiciones reales de operación no permiten el cálculo exacto de los parámetros del diodo y deben ser estimados mediante el ajuste de la curva  $J_{sc}(V_{oc})$ . Sólo para el día 19 de Octubre de 2012 se puede calcular el factor de calidad y la densidad de corriente saturación con el módulo iluminado y compararlo con los valores obtenidos en oscuridad. Vea la tabla 3.3. Los valores obtenidos para el módulo TS2 son bastante parecidos. Sin embargo, el resto de módulos presentan discrepancias considerables. Estas diferencias podrían ser atribuidas a defectos de fabricación. Los módulos que no cumplen unas especificaciones rigurosas de homogeneidad y/o presentan defectos asociados al proceso de interconexión monolítica pueden introducir singularidades que afectan al proceso de colección de portadores en el módulo y condicionan el comportamiento del módulo en oscuridad y/o iluminado.



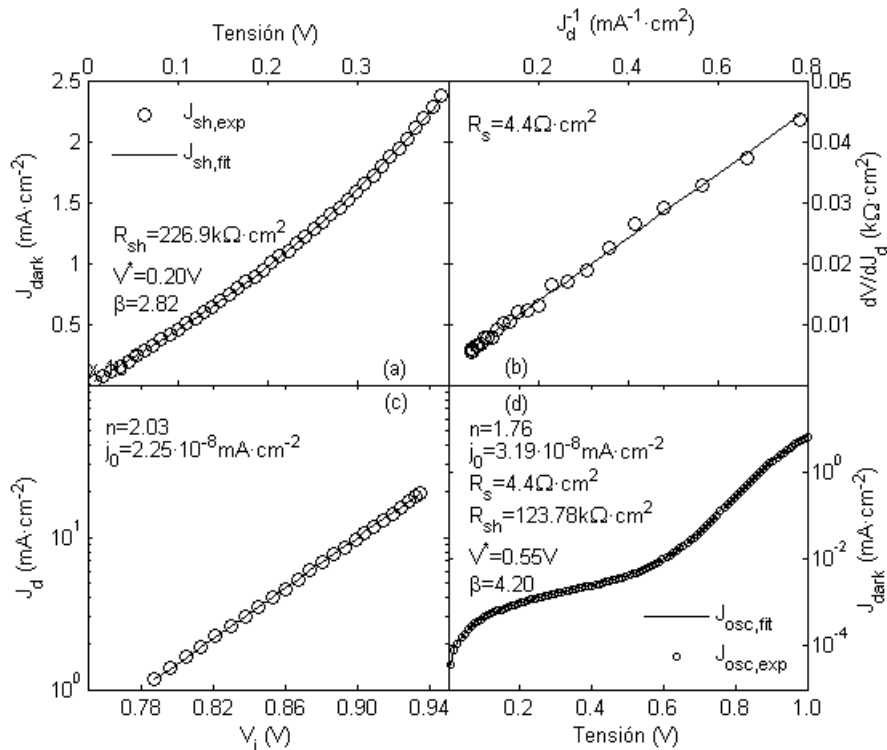


Figura 3.15: Curva  $J_{dark}(V)$  del módulo TS2 medida el 19/10/2012. Procedimiento de ajuste: (a) ajuste previo de la región de fugas, (b)  $dV/dJ_d$  frente a  $J_d^{-1}$ . La pendiente proporciona el valor inicial de la resistencia serie,  $R_s$ , (c) ajuste del término exponencial. Estimación previa del factor de calidad,  $n$ , y corriente inversa de saturación,  $J_0$ , (d) Ajuste final de la curva  $J_{dark}(V)$  completa.

		$n$	$J_0 (mA \cdot cm^{-2})$
KNK	oscuridad	2.34	6.09E-6
	iluminado	1.92	1.11E-6
TS2	oscuridad	1.76	3.19E-8
	iluminado	1.80	7.71E-8
TS3	oscuridad	1.86	9.42E-8
	iluminado	1.95	3.27E-7
G1	oscuridad	1.85	1.94E-7
	iluminado	2.07	1.98E-6
G2	oscuridad	1.86	1.72E-7
	iluminado	1.63	1.42E-8

Tabla 3.3: Comparación del factor de calidad y la densidad de corriente de saturación determinados con los módulos en oscuridad e iluminado.

### 3.3. Resultados y discusión

La tabla 3.4 muestra los parámetros del circuito equivalente que se han determinado para los módulos de la tabla 3.1.

	KNK	TS2	TS3	G1	G2
$R_s (\Omega \cdot cm^2)$	3.8	4.4	3.3	3.5	3.4
$R_{sh} (k\Omega \cdot cm^2)$	16.5	123.8	5.3	6.5	8.2
$V_{bi} (V)$	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
$V_C (V)$	7.26	13.08	12.53	12.72	15.78
$J_{ph0,ref} (mA \cdot cm^{-2})$	14.81	11.67	11.86	13.18	13.11
$n$	1.92	1.80	1.95	2.07	1.63
$E_{act} (eV)$	0.85	0.93	0.90	0.87	1.02
$J_{00} (mA \cdot cm^{-2})$	2.32E8	4.52E8	4.75E8	5.17E8	2.17E9

Tabla 3.4: Parámetros de circuito equivalente obtenidos aplicando la metodología descrita en la sección 3.2.4

La figura 3.16 compara, para el módulo TS2, los parámetros característicos de las curvas  $J(V)$  experimentales obtenidas el 28/10/2012 con los simulados. Estos últimos consideran los parámetros de circuito equivalente de la tabla 3.4.

(a) y (b) muestra la evolución diaria de  $R_{sc}$  y  $R_{oc}$  respectivamente. Observe que la simulación de la resistencia en corto-circuito reproduce adecuadamente los datos experimentales. Sin embargo, la resistencia en circuito abierto presenta discrepancias a primera y última hora del día. La imagen (c) muestra que  $J_{sc}$ , condicionada por el contenido espectral de la radiación incidente, es simulada adecuadamente. Sin embargo, los valores simulados de  $V_{oc}$  y  $FF$  son los que muestran mayor discrepancia con los datos experimentales. El modelo infravalora la tensión de circuito abierto y sobrestima el factor de forma, vea (d) y (e) respectivamente. Estas diferencias, junto al comportamiento irregular de  $R_{oc}$  en baja iluminación, podrían asociarse a la incertidumbre que introduce la metodología en la determinación de  $n$  y  $J_0$ . No obstante, el error por defecto en  $V_{oc}$  y por exceso en  $FF$  se compensan y equilibran la estimación de la evolución diaria de la eficiencia, sobre todo en las horas centrales del día, vea (f).

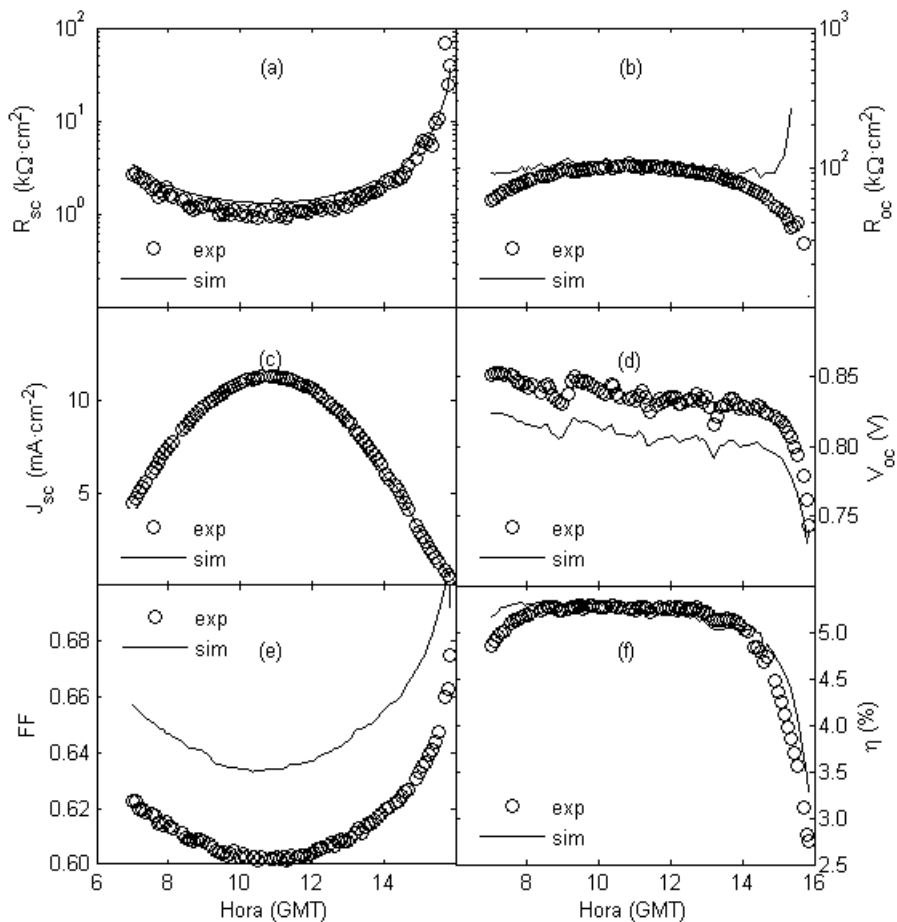


Figura 3.16: Comparación de la evolución diaria de los parámetros característicos de las curvas  $J(V)$  experimentales con los simulados para el módulo TS2. (a)  $R_{sc}$ , (b)  $R_{oc}$ , (c)  $J_{sc}$ , (d)  $V_{oc}$ , (e)  $FF$  y (f)  $\eta$ .

El error cometido en la simulación de la eficiencia de producción se puede cuantificar mediante el error definido como

$$\varepsilon(E) = 100 \times \frac{|E - E_{sim}|}{E} \quad (3.6)$$

donde  $E$  corresponde a la energía producida y  $E_{sim}$  a la simulada. La figura 3.17 muestra la evolución del error relativo en escala horaria. Observe que el error máximo diario puede ser estimado en  $\pm 5\%$ , siendo inferior al  $\pm 2\%$  en las horas centrales del día. En este periodo se recibe la mayor contribución de la irradiación diaria y la eficiencia del módulo es máxima.

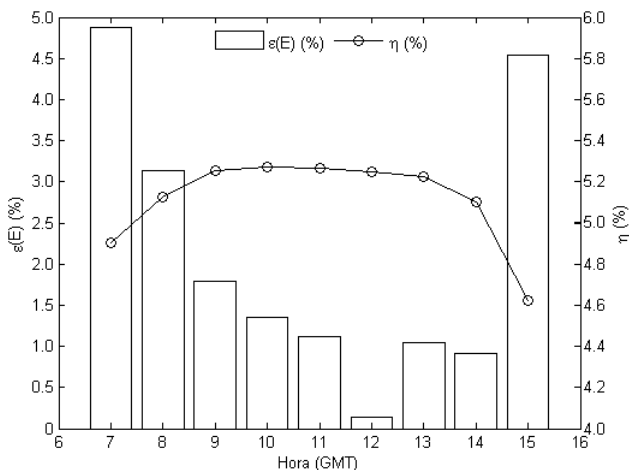


Figura 3.17: Simulación de la producción energética. Error relativo y eficiencia promedio horaria

La figura 3.18 compara los errores en la simulación del rendimiento para los módulos de la tabla 3.1. Observamos, que la simulación en el módulo KNK presenta el mayor error, siendo hasta del 8% en las horas centrales del día. Puesto que la figura 3.11 ya nos indicaba un error considerable en  $J_{sc}$ , este resultado era de esperar. El resto de módulos presentan un resultado inferior al 4% en las horas centrales del día.

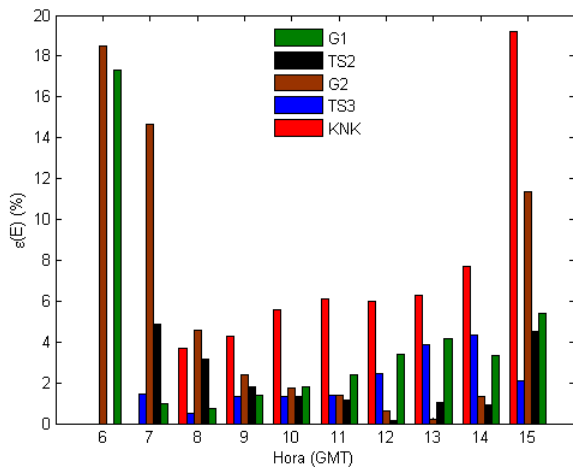


Figura 3.18: Evolución de los errores en la simulación del rendimiento horario para los módulos de la tabla 3.1



## Capítulo 4

# Comportamiento estacional

Es ampliamente conocido que el rendimiento de los módulos fotovoltaicos en condición estándar no proporciona suficiente información para predecir su comportamiento en condiciones reales de operación, cuando trabaja en distintos niveles de irradiancia y temperatura. La potencia disponible depende de la temperatura de la célula y de la intensidad y contenido espectral de la radiación incidente, que varía considerablemente durante el periodo de operación. Distintas metodologías [Raicu 1991, Friesen 2002, Kenny 2002], que han sido previamente validadas con módulos de silicio cristalino, exhiben considerables desviaciones cuando se aplican en módulos de silicio amorfo. En particular, después de alcanzar las propiedades eléctricas estabilizadas, esta tecnología presenta variaciones anuales de la eficiencia que han sido principalmente atribuidas a efectos espectrales y de recocido térmico o *annealing*. Estos cambios dificultan la predicción del rendimiento de los módulos de silicio amorfo. Este capítulo ha sido orientado hacia el análisis y caracterización de la variación estacional del comportamiento eléctrico del módulo utilizando la metodología del capítulo anterior para determinar la evolución de los parámetros del circuito equivalente del módulo fotovoltaico.

La sección 4.1 de este capítulo introduce los valores promedio diario con los que se analiza el comportamiento estacional de los módulos fotovoltaicos. Discute la definición apropiada del valor promedio del factor de forma y su influencia para interpretar el comportamiento estacional del rendimiento. La sección 4.2 utiliza la metodología del capítulo anterior para analizar y discutir la evolución estacional de los parámetros circuitales. La sección 4.3 valida el



modelo circuital con los parámetros aproximados que previamente se han determinado y presenta una metodología alternativa de análisis semi-empírico basada en el promedio diario de los parámetros característicos  $J_{sc}$ ,  $V_{oc}$  y  $FF$ . Finalmente, las peculiaridades que pueden surgir del análisis de la característica eléctrica de los módulos en oscuridad se discuten en la sección 4.4.

## 4.1. Análisis del comportamiento estacional. Promedios diarios

La insolación o irradiación solar es la densidad de potencia que registra una superficie durante un periodo de tiempo y sus unidades, en el sector fotovoltaico, se suelen expresar en  $kWh \cdot m^{-2}$ . Experimentalmente medimos la densidad de potencia instantánea o irradiancia  $G$  y calculamos la irradiación solar diaria según

$$G_d = \int_d G dt \quad (4.1)$$

donde el subíndice  $d$  considera un intervalo de tiempo diario. La relación entre la energía producida por el módulo y la irradiación incidente define la eficiencia promedio del módulo

$$\langle \eta \rangle_d = \frac{\int_d P_{max} dt}{AG_d} \quad (4.2)$$

donde  $A$  es el área del módulo. Como la potencia instantánea se puede escribir en términos de la eficiencia e irradiancia,  $P_{max} = \eta G$ , la eficiencia promedio se puede interpretar como una eficiencia promedio y ponderada por la irradiancia. Es decir, cada eficiencia instantánea tiene un peso específico en el promedio y son más representativas las eficiencias instantáneas obtenidas a mayor irradiancia.

$$\langle \eta \rangle_d = \frac{\int_d \eta G dt}{G_d} \quad (4.3)$$

La figura 4.1 muestra, para el módulo TS2, la evolución temporal de la eficiencia diaria,  $\langle \eta \rangle_d$ . La serie de color rojo representa la eficiencia en días claros,  $\langle \eta \rangle_{d,DC}$ , y describe la envolvente inferior del comportamiento periódico. Observe que el inicio del calendario juliano corresponde al 1 de enero de 2011

y sólo hay datos disponibles a partir del 1 de agosto de 2011. Es decir, a partir del día 213 del calendario juliano.

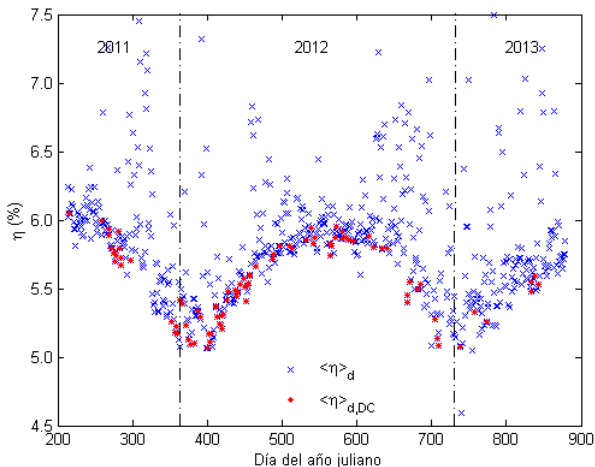


Figura 4.1: Evolución estacional de la eficiencia diaria  $\langle \eta \rangle_d$  del módulo TS2. La serie de color rojo representa la eficiencia en días claros  $\langle \eta \rangle_{d,DC}$ .

Este comportamiento se puede analizar y entender en términos de  $J_{sc}$ ,  $V_{oc}$  y  $FF$ . Sus valores promedio se pueden definir de forma análoga a la eficiencia en su expresión 4.3. Es decir, como un promedio ponderado por la irradiancia. Por simplicidad, y con objeto de reducir la dispersión de datos, la densidad de corriente en cortocircuito y la tensión de circuito abierto se pueden expresar en términos de la irradiancia en condición estándar,  $G_{STC} = 1000Wm^{-2}$ , según

$$J_{sc}^{1000} = 1000 \times \frac{J_{sc}}{G} \tag{4.4}$$

$$V_{oc}^{1000} = V_{oc} + nV_T \ln\left(\frac{1000}{G}\right) \tag{4.5}$$

En estas condiciones, los valores promedio diario se pueden determinar según

$$\langle J_{sc}^{1000} \rangle_d = \frac{\int_d J_{sc}^{1000} G dt}{G_d} = 1000 \times \frac{\int_d J_{sc} dt}{G_d} \quad (4.6)$$

$$\langle V_{oc}^{1000} \rangle_d = \frac{\int_d V_{oc}^{1000} G dt}{G_d} \quad (4.7)$$

$$\langle FF \rangle_d = \frac{\int_d FF G dt}{\int_d G dt} \quad (4.8)$$

La figura 4.2 ilustra la evolución estacional de  $\langle J_{sc}^{1000} \rangle_d$ ,  $\langle V_{oc}^{1000} \rangle_d$  y  $\langle FF \rangle_d$  para el módulo TS2. Las series de color rojo corresponden a los valores promedios en días claros. En los tres casos se describen las envolventes del comportamiento periódico. (a) representa la evolución estacional de la irradiancia espectral incidente, (b) muestra la reducción de la tensión de circuito abierto por el aumento de temperatura en los meses cálidos de verano y (c) la recuperación del factor de forma por *annealing*. Observe que mientras el valor mínimo de  $\langle \eta \rangle_d$  representa aproximadamente el 15 % del máximo, los valores mínimos de  $\langle J_{sc}^{1000} \rangle_d$ ,  $\langle V_{oc}^{1000} \rangle_d$  y  $\langle FF \rangle_d$  son aproximadamente el 16 %, 6 % y 3 % de los valores máximos respectivos. Asimismo,  $\langle J_{sc}^{1000} \rangle_d$  es el único parámetro que oscila en fase con  $\langle \eta \rangle_d$ . Estos resultados sugieren que el efecto espectral del parámetro  $J_{sc}$  juega un papel transcendental en el comportamiento estacional de la eficiencia de conversión, siendo el recocido térmico un efecto de segundo orden.

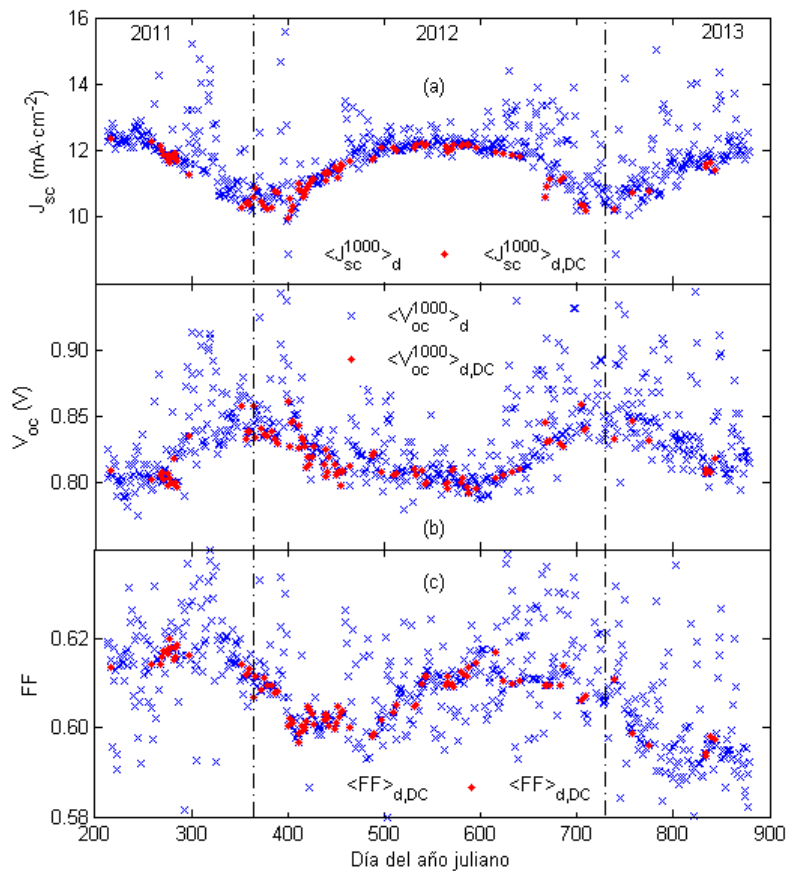


Figura 4.2: Evolución estacional de los parámetros característicos del módulo TS2. (a) Promedio diario de la corriente en cortocircuito normalizada a  $G_{STC}$ ,  $\langle J_{sc}^{1000} \rangle_d$ . (b) Promedio diario de la tensión en circuito-abierto normalizada a  $G_{STC}$ ,  $\langle V_{oc}^{1000} \rangle_d$ . (c) Promedio diario del factor de forma,  $\langle FF \rangle_d$ . Las series de color rojo corresponden al promedio en días claros,  $\langle J_{sc}^{1000} \rangle_{d,DC}$ ,  $\langle V_{oc}^{1000} \rangle_{d,DC}$  y  $\langle FF \rangle_{d,DC}$  respectivamente.

### 4.1.1. Promedio diario del factor de forma

La interpretación de los promedios de la corriente de cortocircuito,  $\langle J_{sc}^{1000} \rangle_d$ , y de la tensión de circuito abierto,  $\langle V_{oc}^{1000} \rangle_d$ , es diferente a la del promedio diario del factor de forma  $\langle FF \rangle_d$ . Observe que los valores de la corriente en cortocircuito y la tensión de circuito abierto son normalizados a  $G_{STC}$  para eliminar de forma explícita la dependencia con el nivel de iluminación. Sin embargo, los valores del  $FF$  no presentan dicha corrección y, a pesar de que el valor promedio definido según 4.8 proporciona mayor peso específico a los valores obtenidos con niveles altos de iluminación,  $\langle FF \rangle_d$  presenta cierta dependencia con el nivel de iluminación. Se puede definir un promedio alternativo de la siguiente forma:

$$\langle FF^{1000} \rangle_d = \frac{\langle \eta \rangle_d}{\langle J_{sc}^{1000} \rangle_d \langle V_{oc}^{1000} \rangle_d} \times (100 \text{ mWcm}^{-2}) \quad (4.9)$$

Este parámetro representa el promedio diario del factor de forma normalizado a la irradiancia de  $1000 \text{ W/m}^2$  y, en primera aproximación, es independiente de la iluminación. Para que esta interpretación sea correcta hay que suponer que la eficiencia  $\langle \eta \rangle_d$  es independiente de la iluminación. En esta circunstancia, el parámetro  $\langle FF^{1000} \rangle_d$  permite descomponer el promedio diario de la eficiencia  $\langle \eta \rangle_d$  en tres factores con un significado físico muy concreto:

$$\langle \eta \rangle_d = \langle J_{sc}^{1000} \rangle_d \langle V_{oc}^{1000} \rangle_d \langle FF^{1000} \rangle_d \times \left( \frac{1}{100 \text{ mWcm}^{-2}} \right) \quad (4.10)$$

En la figura 4.3 se muestra la evolución del promedio  $\langle FF^{1000} \rangle_d$  a lo largo del año 2012 en el módulo TS2. En (a) se compara  $\langle FF \rangle_d$  con el promedio  $\langle FF^{1000} \rangle_d$  y en (b) se muestra la diferencia entre ambos valores. A pesar de que el aspecto de la evolución a lo largo del año es parecida, se encuentra que los valores de  $\langle FF^{1000} \rangle_d$  son sistemáticamente inferiores a los del promedio  $\langle FF \rangle_d$ . Como  $\langle FF^{1000} \rangle_d$  representa el factor de forma normalizado a una condición de alta inyección ( $1000 \text{ W/m}^2$ ), esta diferencia puede estar relacionada con la disminución del factor de forma del módulo al aumentar la irradiancia. De hecho, es precisamente en invierno, con menor iluminación, cuando encontramos mayor discrepancia entre  $\langle FF^{1000} \rangle_d$  y  $\langle FF \rangle_d$ . La disminución del factor de forma con el aumento de la irradiancia puede ser un efecto de la resistencia serie  $R_s$  del módulo: un nivel elevado de

iluminación produce una corriente elevada que provoca una caída de tensión considerable en  $R_s$ . Este efecto se traduce en la reducción del factor de forma.

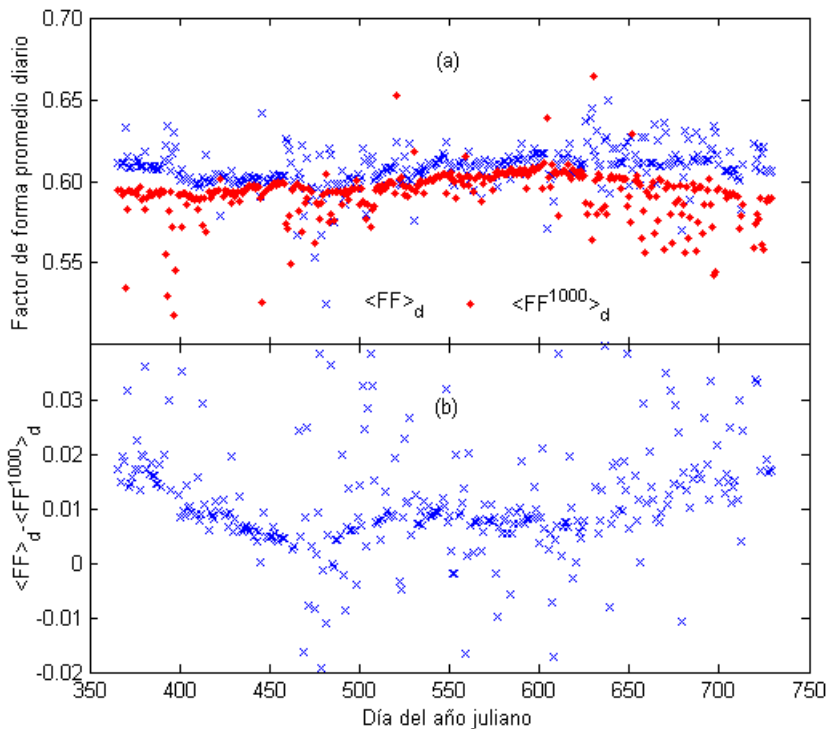


Figura 4.3: Análisis del  $FF$  promedio del módulo TS2 durante el año 2012. (a) Comparación entre la evolución estacional del promedio diario del factor de forma,  $\langle FF \rangle_d$ , y del  $FF$  normalizado a  $1000 \text{ W m}^{-2}$ ,  $\langle FF^{1000} \rangle_d$ . (b) Evolución estacional de la diferencia entre ambos valores.

### 4.1.2. Estimación de la influencia espectral y efectos de recuperación térmica

De acuerdo con la expresión 4.10, la descomposición de  $\langle \eta \rangle_d$  en las contribuciones  $\langle J_{sc}^{1000} \rangle_d$ ,  $\langle V_{oc}^{1000} \rangle_d$  y  $\langle FF^{1000} \rangle_d$  y ciertas hipótesis, nos permiten estimar la contribución del efecto espectral y de recuperación térmica (“*annealing*”) en la evolución estacional del rendimiento del módulo. Estas hipótesis son las siguientes:

1. El efecto espectral afecta exclusivamente a la corriente en cortocircuito  $J_{sc}$  del módulo. Los efectos metaestables relacionados con los fenómenos de degradación y recuperación y el efecto de la temperatura pueden ser considerados despreciables en el término  $\langle J_{sc}^{1000} \rangle_d$ , que sólo da cuenta del efecto espectral en 4.10.
2. La tensión de circuito abierto normalizada a  $1000 \text{ Wm}^{-2}$  es función exclusiva de la temperatura del módulo. Es decir, suponemos que  $\langle V_{oc}^{1000} \rangle_d$  no está condicionado por el efecto espectral y ni fenómenos de degradación y recuperación térmica propia de la metaestabilidad del silicio amorfo.
3. El efecto de la metaestabilidad se transmite exclusivamente al parámetro del factor de forma normalizado  $1000 \text{ Wm}^{-2}$ . La creación o destrucción de defectos debido a este fenómeno implica aumento o disminución de la corriente de recombinación, afectando directamente el aspecto de la curva corriente-tensión. Es decir, al factor de forma. Por lo tanto, supondremos que el fenómeno de degradación y recuperación térmica está asociado exclusivamente al término  $\langle FF^{1000} \rangle_d$  de la expresión 4.10.

En un módulo fotovoltaico ideal, insensible al efecto espectral y al fenómeno de degradación y recuperación térmica, los valores  $\langle J_{sc}^{1000} \rangle_d$  y  $\langle FF^{1000} \rangle_d$  son constantes a lo largo del año. Es decir,  $\langle J_{sc}^{1000} \rangle_d$  y  $\langle FF^{1000} \rangle_d$  son el valor promedio anual de la corriente en cortocircuito y del factor de forma normalizado a  $1000 \text{ Wm}^{-2}$ ,  $\overline{\langle J_{sc}^{1000} \rangle_d}$  y  $\overline{\langle FF^{1000} \rangle_d}$  respectivamente. Según la expresión 4.10, la eficiencia  $\langle \eta^* \rangle_d$  de este módulo ideal se puede reescribir como:

$$\langle \eta^* \rangle_d = \overline{\langle J_{sc}^{1000} \rangle_d} \overline{\langle V_{oc}^{1000} \rangle_d} \overline{\langle FF^{1000} \rangle_d} \times \left( \frac{1}{100 \text{ mWcm}^{-2}} \right) \quad (4.11)$$

En la figura 4.4 se analiza el rendimiento promedio del módulo TS2 a lo largo del año 2012. En (a) se comparan los promedios  $\langle \eta^* \rangle_d$  y  $\langle \eta \rangle_d$ . Observe que  $\langle \eta^* \rangle_d$  presenta la evolución característica de los módulos fotovoltaicos de tecnología convencional. Este comportamiento es el que también muchos programas comerciales asocian erróneamente a los módulos fotovoltaicos de silicio amorfo. Es decir, disminuye el rendimiento de conversión durante los meses de verano. Este efecto está asociado a la disminución de la tensión de circuito abierto con el aumento de la temperatura en los meses cálidos de verano. En (b) se muestra la diferencia relativa  $\varepsilon_\eta$  entre  $\langle \eta^* \rangle_d$  y  $\langle \eta \rangle_d$ . Esta se define de la siguiente manera:

$$\varepsilon_\eta = \frac{\Delta\eta}{\langle \eta^* \rangle_d} = \frac{\langle \eta \rangle_d - \langle \eta^* \rangle_d}{\langle \eta^* \rangle_d} \quad (4.12)$$

Este parámetro proporciona información sobre la desviación del comportamiento real del módulo fotovoltaico respecto a al caso ideal, donde no existe dependencia espectral ni efectos de degradación y recuperación térmica. Observe que esta desviación presenta una diferencia muy significativa entre los días fríos y cálidos del año, siendo aproximadamente del 15% en el primer caso.

La contribución de los efectos espectral y *annealing* a la evolución estacional del rendimiento se puede cuantificar experimentalmente mediante las diferencias relativas  $\varepsilon_{J_{SC}}$  y  $\varepsilon_{FF}$  definidas de la siguiente forma:

$$\varepsilon_{J_{SC}} = \frac{\Delta J_{sc}}{\langle J_{sc}^{1000} \rangle_d} = \frac{\langle J_{sc}^{1000} \rangle_d - \overline{J_{sc}^{1000}}}{\langle J_{sc}^{1000} \rangle_d} \quad (4.13)$$

$$\varepsilon_{FF} = \frac{\Delta FF}{\langle FF^{1000} \rangle_d} = \frac{\langle FF^{1000} \rangle_d - \overline{FF^{1000}}}{\langle FF^{1000} \rangle_d} \quad (4.14)$$

De acuerdo con las hipótesis discutidas anteriormente, la evolución estacional de las variaciones  $\varepsilon_{J_{SC}}$  y  $\varepsilon_{FF}$  están asociadas exclusivamente al efecto espectral y de degradación y recuperación térmica respectivamente. Se puede demostrar que su influencia sobre  $\varepsilon_\eta$  viene determinada por:

$$\varepsilon_\eta = \varepsilon_{J_{SC}} + \varepsilon_{FF} + \varepsilon_{J_{SC}}\varepsilon_{FF} \quad (4.15)$$



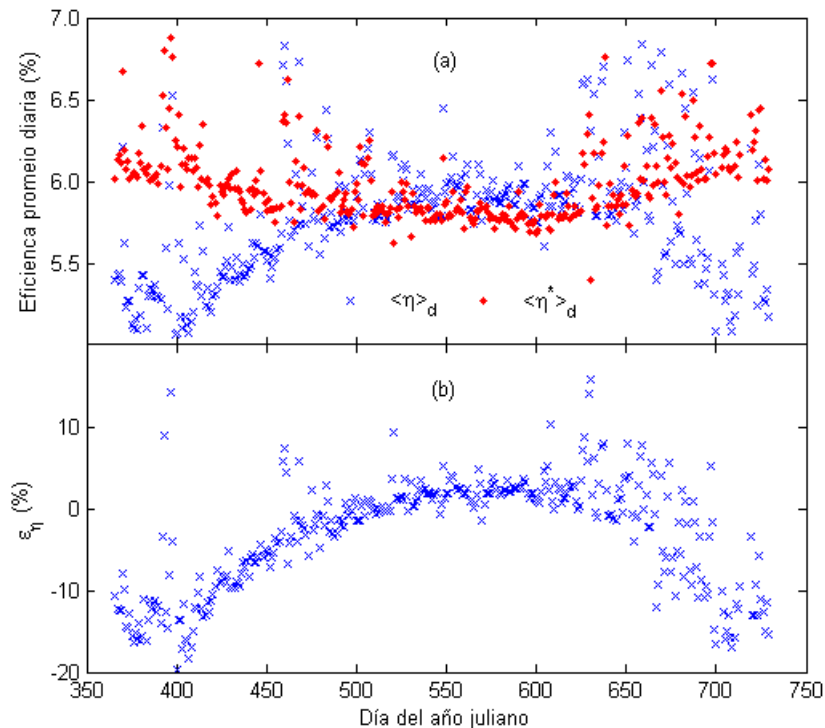


Figura 4.4: Análisis del rendimiento promedio del módulo TS2 durante el año 2012. (a) Comparación entre la evolución estacional del promedio diario del rendimiento,  $\langle \eta \rangle_d$ , y del rendimiento ideal (sin efecto espectral ni de degradación y recuperación térmica),  $\langle \eta^* \rangle_d$ , (b) Evolución estacional de la diferencia relativa  $\varepsilon_\eta$ .

Es decir, la diferencia relativa del rendimiento  $\varepsilon_\eta$  se puede determinar mediante las diferencias relativas del término espectral  $\varepsilon_{J_{sc}}$  y del término de *annealing* térmico  $\varepsilon_{FF}$ . Como la relación entre la eficiencia y los parámetros  $J_{sc}$  y  $FF$  no es lineal (para obtener la eficiencia hay que multiplicar  $J_{sc}$  y  $FF$  en lugar de sumarlas), en la descomposición de  $\varepsilon_\eta$  aparece un término de

“acoplamiento” que es igual al producto  $\varepsilon_{J_{SC}}\varepsilon_{FF}$ .

En la figura 4.5 se muestra la evolución de  $\varepsilon_{\eta}$ ,  $\varepsilon_{J_{SC}}$ ,  $\varepsilon_{FF}$ , y del producto  $\varepsilon_{J_{SC}}\varepsilon_{FF}$ . Fíjese que el producto  $\varepsilon_{J_{SC}}\varepsilon_{FF}$  es totalmente despreciable frente al resto de parámetros. Por lo tanto, podemos suponer que  $\varepsilon_{\eta}$  se puede estimar directamente mediante la suma de la contribución espectral  $\varepsilon_{J_{SC}}$  y la contribución de recuperación térmica  $\varepsilon_{FF}$ . Asimismo, el efecto espectral es muy superior al efecto de recuperación térmica, siendo las variaciones anuales máximas de  $\varepsilon_{J_{SC}}$  y  $\varepsilon_{FF}$  aproximadamente del 15% y 2% respectivamente. Por lo tanto, la variación estacional de  $\varepsilon_{\eta}$  puede ser descrita por el efecto espectral.

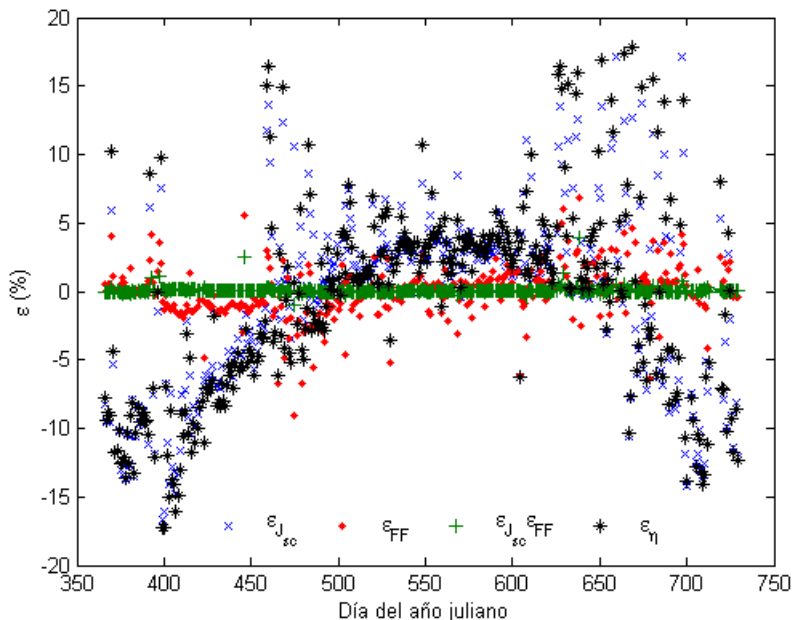


Figura 4.5: Evolución estacional de las diferencias relativas  $\varepsilon_{\eta}$ ,  $\varepsilon_{J_{sc}}$ ,  $\varepsilon_{FF}$  y del producto  $\varepsilon_{J_{sc}}\varepsilon_{FF}$  para el módulo TS2 en el año 2012.

### 4.1.3. Comparación entre módulos. Índices de rendimiento

El índice de rendimiento o “performance ratio”,  $PR$ , es un indicador ampliamente generalizado en el sector industrial fotovoltaico. Relaciona la eficiencia promedio o global de un módulo (o instalación) con la rentabilidad financiera y, en términos generales, la rentabilidad del módulo aumenta con índices  $PR$  elevados. Matemáticamente se puede definir como la relación entre el rendimiento actual neto,  $Y$ , y el máximo que se obtendría en la condición estándar de referencia,  $Y_r$ . El  $PR$  es independiente de la radiación solar incidente y/o de la orientación de los módulos.

$$Y = \frac{\int_m P_{max} dt}{AP_{nom}} = \frac{G_m \langle \eta \rangle_m}{P_{nom}} \quad (4.16)$$

$$Y_r = \frac{G_m}{G_{STC}} \quad (4.17)$$

$$PR = \frac{Y}{Y_r} = \frac{G_{STC} \langle \eta \rangle_m}{P_{nom}} \quad (4.18)$$

donde el subíndice  $m$  representa el intervalo temporal de interés que, en términos económicos, suele ser mensual. La figura 4.6 compara el rendimiento mensual de los módulos. Observe que los módulos TS2 y KNK presentan rendimientos similares, próximos al 6% en los meses cálidos del año y al 5% en los gélidos. El resto de módulos presentan una eficiencia superior. Cabe destacar la evolución de los módulos G1 y G2. G1 se instaló en julio de 2011 con eficiencias próximas al 8%. Sin embargo, degrada rápidamente hasta alcanzar valores inferiores al 6% en febrero de 2012. Durante el año 2012 su rendimiento fue ligeramente superior al del módulo TS3 (anteriormente degradado). Sin embargo, a partir de enero de 2013 sus rendimientos son similares. Por lo tanto, el proceso de degradación del módulo G1 se puede describir en dos etapas. La primera consiste en una degradación inicial rápida cuyo intervalo temporal aproximado es de 3 meses. Posteriormente el módulo está sometido a un proceso leve de degradación que puede ser apreciado una vez transcurrido un año de exposición a las condiciones medioambientales. El módulo G2 fue instalado seis meses después del G1. Es decir, en enero de 2012 y con una eficiencia aproximada del 7%. Su proceso de degradación muestra un comportamiento diferente al del módulo G1. Se observa que la degradación en el mes posterior

a su instalación es similar a la de G1. Sin embargo, la etapa de degradación rápida queda truncada en el siguiente mes, cuando aumenta la eficiencia por el aumento de la irradiación incidente. Durante el 2012 se observa que el módulo continua degradando lentamente, pero su rendimiento en abril de 2013 aún es superior al de G1. La imagen (b) ilustra el índice de rendimiento o “performace ratio”, PR. Se observa que a pesar de que los módulos KNK y TS2 muestran rendimientos similares, el módulo TS2 presenta mayor potencial para obtener rentabilidad financiera. De forma análoga, A pesar de que el módulo G1, en proceso de degradación, presenta mayor rendimiento que el TS3, sus PRs son similares.

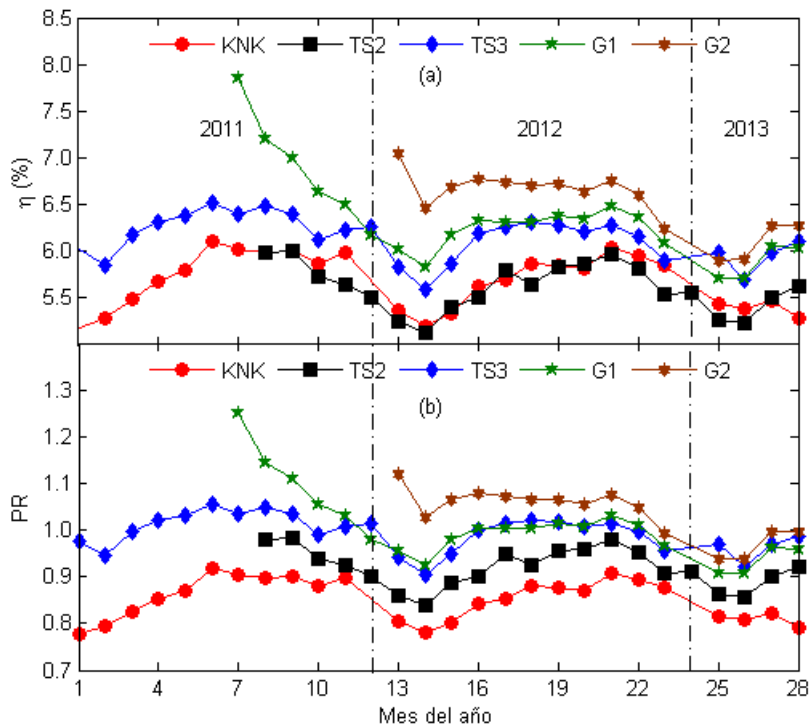


Figura 4.6: Comparación de rendimientos. Evolución mensual de (a) rendimiento y (b) PR

## 4.2. Evolución de los parámetros circuitales

### 4.2.1. Fotocorriente

Hemos visto que los parámetros que determinan la fotocorriente en el modelo circuital del módulo fotovoltaico de silicio amorfo son: la corriente total fotogenerada  $J_{ph0}$ , la tensión de colección  $V_C$  y el potencial de difusión  $V_{bi}$ . Tal y como se discutió en el capítulo anterior, la tensión de difusión puede ser

considerada como una constante igual  $V_{bi} = 0.9 V$  para los dispositivos de silicio amorfo y la tensión de colección  $V_C$  puede calcularse diariamente mediante el ajuste lineal de  $R_{sc}$  frente a  $J_{sc}^{-1}$ . La tensión de colección calculada de esta forma es un promedio diario que denominaremos  $\langle V_C \rangle_d$ . Por otra parte, la corriente fotogenerada  $J_{ph0}$  es una variable de entrada en el modelo del circuito equivalente que depende de la intensidad y contenido espectral de la radiación incidente y del ángulo de incidencia, que debe estimarse en términos de las especificaciones de referencia según la expresión 3.3. Su promedio diario lo definimos a partir de la siguiente expresión:

$$\langle J_{ph0} \rangle_d = \frac{\int_d J_{ph0} G dt}{\int_d G dt} \quad (4.19)$$

La figura 4.7 ilustra la evolución estacional de los parámetros de la fotocorriente en el módulo TS2. (a) muestra el valor diario de la tensión de colección  $\langle V_C \rangle_d$  y (b) el promedio diario de la corriente fotogenerada,  $\langle J_{ph0} \rangle_d$ . Las series de color rojo corresponden a los promedios en días claros,  $\langle V_C \rangle_{d,DC}$  y  $\langle J_{ph0} \rangle_{d,DC}$  respectivamente. Observe que los resultados obtenidos en días claros tienden a ajustarse, tanto para la tensión de colección como la corriente fotogenerada, a la envolvente en la zona superior de los datos experimentales.

La tensión de colección, según lo visto en el capítulo anterior es función de la irradiancia y la temperatura, sin embargo el promedio diario  $\langle V_C \rangle_{d,DC}$ , apenas parece variar a lo largo del año. Este resultado sugiere que la utilización de un modelo circuital con  $V_C$  constante, es decir despreciando la dependencia con la iluminación y la temperatura, puede ser adecuado.

Por otra parte,  $\langle J_{ph0} \rangle_d$  esta relacionada con la irradiación diaria e indica la respuesta fotogenerada a la irradiación recibida en la superficie del módulo. La evolución mostrada en la figura 4.7 puede interpretarse a partir de consideraciones básicas de geometría solar y aspectos climáticos: a lo largo del año, la variación relativa del eje de la Tierra respecto al Sol hace que aumente o disminuya la altura aparente del Sol. En el solsticio de invierno (21/22 de diciembre) la duración del día es la más corta del año y corresponde al día claro de menor irradiación. Desde ese momento, la duración del día aumenta hasta el equinoccio de primavera (20/21 de marzo), cuando el Sol esta situado en el plano del ecuador terrestre y el día tiene la misma duración que la noche. Posteriormente, los días son más largos que las noches y continúan aumentando hasta el solsticio de verano (21/22 de junio), cuando la duración del día es la más larga del año en el hemisferio Norte. Después, disminuyen hasta el

equinoccio de otoño (22/23 de septiembre), donde la duración del día vuelve a ser la misma que la de la noche. A partir de entonces los días vuelven a ser más cortos que las noches hasta que finaliza el ciclo estacional en el solsticio de invierno. La fotocorriente generada entre el equinoccio de primavera y el de otoño debería presentar un máximo en el solsticio de verano. Sin embargo, las condiciones climáticas locales juegan un papel transcendental y el elevado contenido de vapor de agua y aerosoles en la atmósfera condicionan la distribución del espectro solar [?] y encontramos que la fotocorriente experimental presenta un mínimo local entorno al solsticio de verano.

### 4.2.2. Diodo

La metodología propuesta en la sección 3.2.4 para determinar los parámetros del diodo a partir de los datos de monitorización de los módulos, se basa en el ajuste no lineal de  $V_{oc}$  frente a  $J_{sc}$  y  $V_T$  con los datos adquiridos durante un día de monitorización. Este ajuste permite determinar el factor de calidad  $n$ , la energía de activación  $E_{act}$  y el prefactor de la corriente de saturación  $J_{00}$ . Dichos parámetros los podemos considerar, por lo tanto, como los respectivos promedios diarios  $\langle n \rangle_d$ ,  $\langle E_{act} \rangle_d$  y  $\langle J_{00} \rangle_d$ .

La figura 4.8 muestra el comportamiento estacional de (a) valor diario del factor de calidad,  $\langle n \rangle_d$ , (b) energía de activación,  $\langle E_{act} \rangle_d$  y (c) el pre-factor de la corriente inversa de saturación,  $\langle J_{00} \rangle_d$ . Las series de color rojo representan los resultados obtenidos en días claros y las de color negro el ajuste a una función sinusoidal

$$Y_{fit} = \bar{Y} + \delta Y \times \cos\left(\frac{2\pi t}{T_0} + \phi\right); \quad (4.20)$$

donde  $Y$  puede ser  $\langle n \rangle_d$ ,  $\langle E_{act} \rangle_d$  o  $\langle J_{00} \rangle_d$ ,  $T_0 = 365$  es el periodo de la función y  $\phi$  un posible desfase. Observe que la claridad del día, o el contenido espectral de la radiación incidente no introduce efecto significativo alguno.

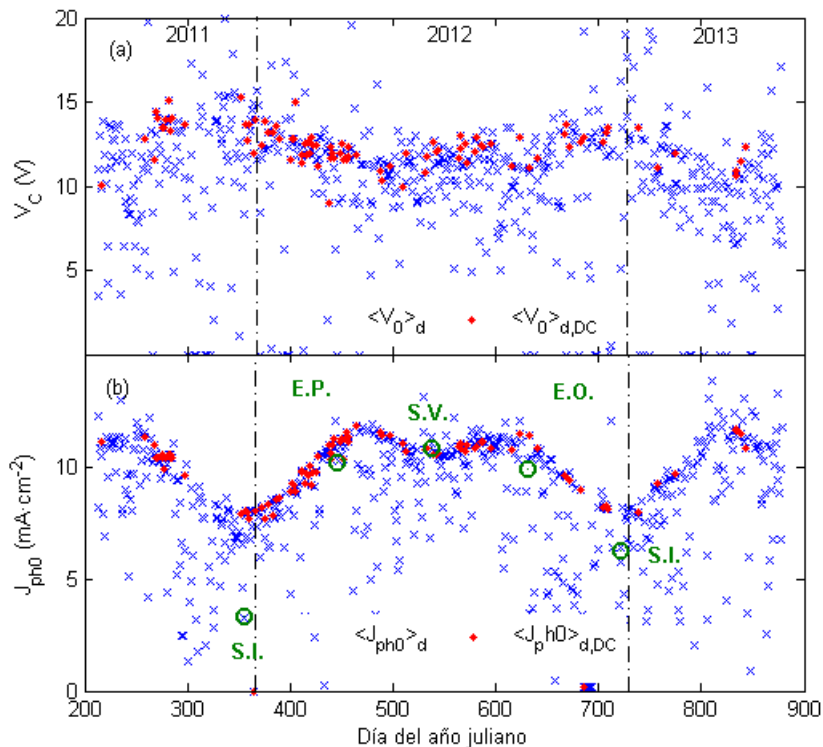


Figura 4.7: Evolución estacional de los parámetros de la corriente fotogenerada en el módulo TS2. (a) Promedio diario de la tensión de colección,  $\langle V_C \rangle_d$ . (b) Promedio diario de la fotocorriente,  $\langle J_{ph0} \rangle_d$ . Las series de color rojo corresponden a los promedios en días claros,  $\langle V_C \rangle_{d,DC}$  y  $\langle J_{ph0} \rangle_{d,DC}$  respectivamente. La serie de color verde en (b) corresponde a los solsticios de invierno y verano, S.I. y S.V. respectivamente, y a los equinoccios de primavera y otoño, E.P. y E.O. respectivamente.



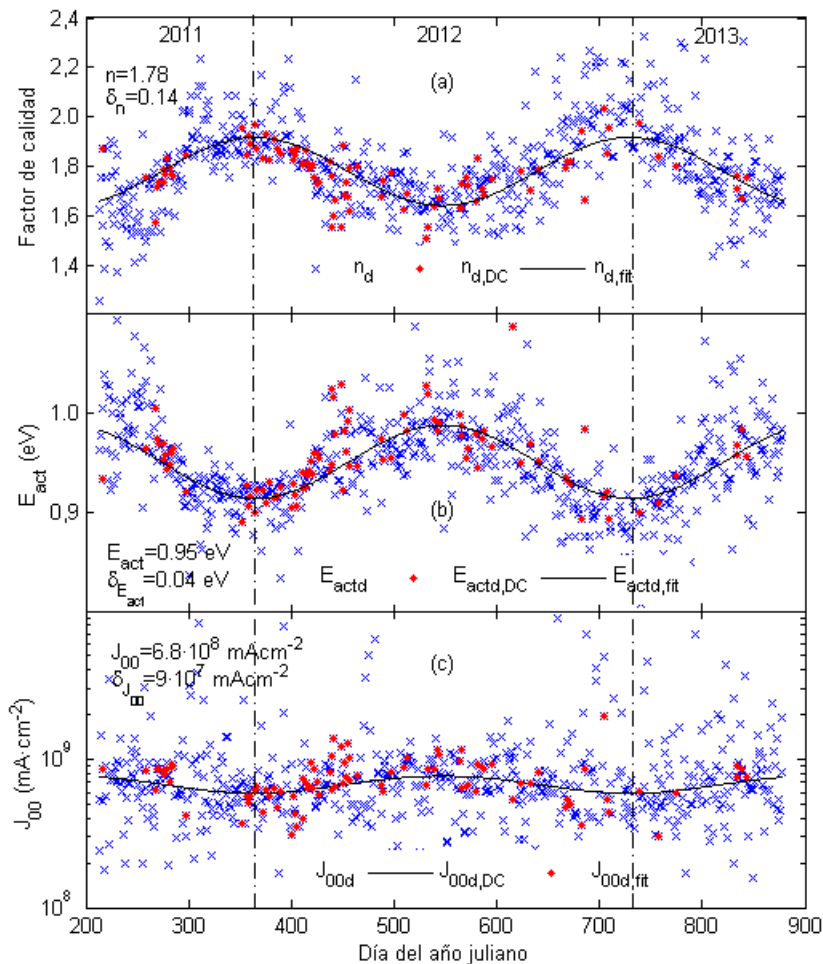


Figura 4.8: Evolución estacional de los parámetros del diodo en el módulo TS2. (a) Factor de calidad  $\langle n \rangle_d$ , (b) Energía de activación,  $\langle E_{act} \rangle_d$  y (c) Pre-factor de la corriente inversa de saturación,  $\langle J_{00} \rangle_d$ . Las series de color rojo corresponden a los resultados obtenidos en días claros,  $\langle n \rangle_{d,DC}$ ,  $\langle E_{act} \rangle_{d,DC}$  y  $\langle J_{00} \rangle_{d,DC}$  respectivamente y las de color negro el ajuste a una función sinusoidal.

Las curvas obtenidas para la evolución del factor de calidad parecen sugerir que el *annealing* térmico durante los meses de verano favorecen la recuperación del módulo. Sin embargo la energía de activación de la corriente de saturación,  $E_{act}$ , también presenta una evolución en oposición de fase con el factor de idealidad que es difícil de explicar. En la tabla 4.1 se recogen los parámetros característicos del diodo para los módulos de la tabla 3.1.

	KNK	TS2	TS3	G1	G2
$\langle n \rangle$	1.91	1.78	1.85	1.95	1.91
$\delta n$	0.08	0.14	0.17	0.07	0.00
$\langle E_{act} \rangle$ (eV)	0.85	0.95	0.94	0.89	0.90
$\delta E_{act}$ (eV)	0.01	0.04	0.04	0.01	0.00
$\langle J_{00} \rangle$ (mA·cm <sup>-2</sup> )	2.4E8	6.8E8	7.8E8	3.8E8	4.0E8
$nE_{act}$ (eV)	1.45	1.67	1.65	1.60	1.65

Tabla 4.1: Caracterización de los parámetros del diodo

La última fila de la tabla 3.1 representa el producto del factor de calidad y la energía de activación ( $nE_{act}$ ). Este producto puede obtenerse a partir, de la relación lineal entre  $V_{oc}^{1000}$  y la temperatura del módulo. Puede demostrarse que, de ser válido el modelo circuital, la relación entre la tensión en circuito abierto a una irradiancia fija de 1000 Wm<sup>-2</sup>,  $V_{oc}^{1000}$  y la temperatura es la siguiente:

$$V_{oc}^{1000}(T) = nE_{act} - \left[ \frac{nE_{act} - V_{oc}^{1000}(T_{ref})}{T_{ref}} \right] T \quad (4.21)$$

donde  $V_{oc}^{1000}(T_{ref})$  es la tensión de circuito abierto evaluada a la temperatura de referencia  $T_{ref}$  y la irradiancia de 1000 Wm<sup>-2</sup>. En el caso de que  $T_{ref} = 25^{\circ}C$ , entonces dicha tensión es la tensión en circuito abierto en condiciones estándar  $V_{oc}^{STC}$ . La figura 4.9 muestra  $\langle V_{oc}^{1000} \rangle_d$  frente a  $\langle T \rangle_d$ . La serie de color rojo corresponde a los promedios en días claros y la línea continua representa el ajuste global, de cuya ordenada en el origen se establece  $nE_{act} = 1.67$  eV para el módulo TS2 y de la pendiente se deduce que la tensión  $V_{oc}^{STC}$  es de 0.86 V. Observe que estos valores son bastante razonables y el valor de  $nE_{act}$  coincide con el obtenido a partir del producto de los promedios  $\langle n \rangle$  y  $\langle E_{act} \rangle$ . Este resultado sugiere que cualquiera que sea el efecto de la recuperación térmica sobre el diodo del modelo del circuito eléctrico

equivalente, los parámetros  $n$  y  $E_{act}$  están acoplados y su producto  $nE_{act}$  es invariante. Es decir, si el *annealing* característico de los meses de verano mejora el factor de calidad, la energía de activación debe aumentar para que el producto  $nE_{act}$  permanezca constante.

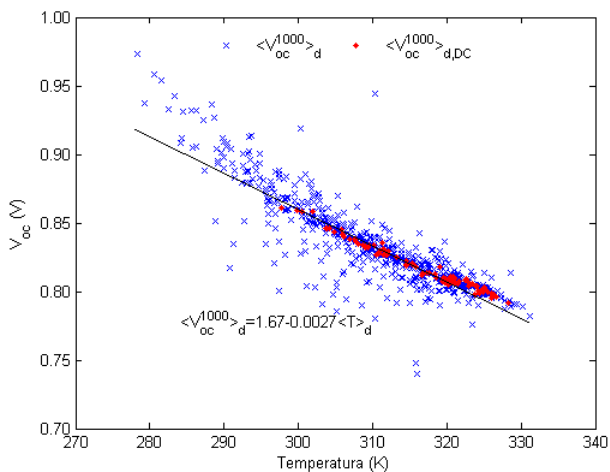


Figura 4.9:  $\langle V_{oc}^{1000} \rangle_d$  frente a  $\langle T \rangle_d$ . La serie de color rojo corresponde a los promedios en días claros y la línea continua representa el ajuste lineal de  $\langle V_{oc}^{1000} \rangle_d$  ( $\langle T \rangle_d$ )

### Obtención de los parámetros del diodo a partir de medidas en oscuridad

Con objeto de profundizar en la caracterización del término de diodo de los módulos fotovoltaicos de silicio amorfo, hemos tratado de analizar el comportamiento de los módulos fotovoltaicos monitorizados en oscuridad. Para ello, hemos realizado medidas a lo largo del año 2012 de curvas corriente-tensión en oscuridad. Tras la puesta de sol, hemos cubierto los módulos con una gran lona negra y luego registramos las curvas  $J(V)$  del módulo a temperatura ambiente. Posteriormente se han ajustado individualmente cada una de las curvas de acuerdo con el procedimiento descrito en 2.2.2.

En general, el resultado obtenido ha resultado ser más complejo de lo

esperado: las curvas obtenidas no siguen el comportamiento típico de una célula de silicio amorfo. Se obtiene un comportamiento más complejo en la región de baja inyección que atribuimos a la distribución de corrientes de fugas que presentan las distintas células que componen el módulo. Al final de este capítulo se discute esta problemática. El módulo TS2 sigue, sin embargo, el comportamiento convencional y ha sido posible aplicar el procedimiento de ajuste habitual. Las figuras 4.10 y 4.11 muestran los parámetros de ajuste de las curvas  $J(V)$  en oscuridad para dicho módulo en función de la temperatura registrada durante la medida.

En la figura 4.10 se ilustra el efecto de la temperatura sobre las resistencias parásitas del módulo TS2. Es decir, sobre las fugas de corriente: resistencia paralelo en (a), parámetro  $V^*$  en (b) y parámetro  $\beta$  en (c); y sobre la resistencia serie en (d). Observe que  $R_{sh}$  y  $R_s$  muestran un ligero comportamiento lineal. No obstante, los parámetros  $V^*$  y  $\beta$  no exhiben una tendencia clara con la temperatura y podrían ser considerados independientes de la temperatura.

La figura 4.11 representa el efecto de la temperatura sobre el término del diodo. En (a) se observa que el factor de calidad disminuye linealmente con el aumento de temperatura. En (b) se muestra la dependencia del logaritmo de la corriente de saturación  $\log(J_0)$ , normalizada al prefactor  $J_{00}$ , con el inverso de la tensión térmica  $V_T^{-1}$ . Del ajuste lineal de  $\log(J_0)$  frente a  $V_T^{-1}$  obtenemos la energía de activación  $E_{act}$  y el prefactor  $J_{00}$ .

Observe que la energía de activación obtenida para  $J_0$  es aproximadamente la mitad del valor presentado en la tabla 4.1. Asimismo, el prefactor  $J_{00}$  es seis órdenes de magnitud inferior.

El ajuste global del conjunto completo de curvas  $J_{dark}(V)$  del módulo TS2 considera que los parámetros iniciales son los extraídos del análisis individual de cada curva en oscuridad. Como el significado físico del comportamiento térmico de la resistencia serie no está claro y podría estar vinculado al efecto térmico del factor de calidad, consideramos que  $R_s$  es independiente de la temperatura y su valor inicial corresponde al valor medio obtenido de las curvas individuales. No obstante, introducimos una dependencia térmica lineal en la resistencia de fugas  $R_{sh}$  y el factor de calidad  $n$ . La figura 4.12 muestra el ajuste global de las curvas  $J_{dark}(V)$ .

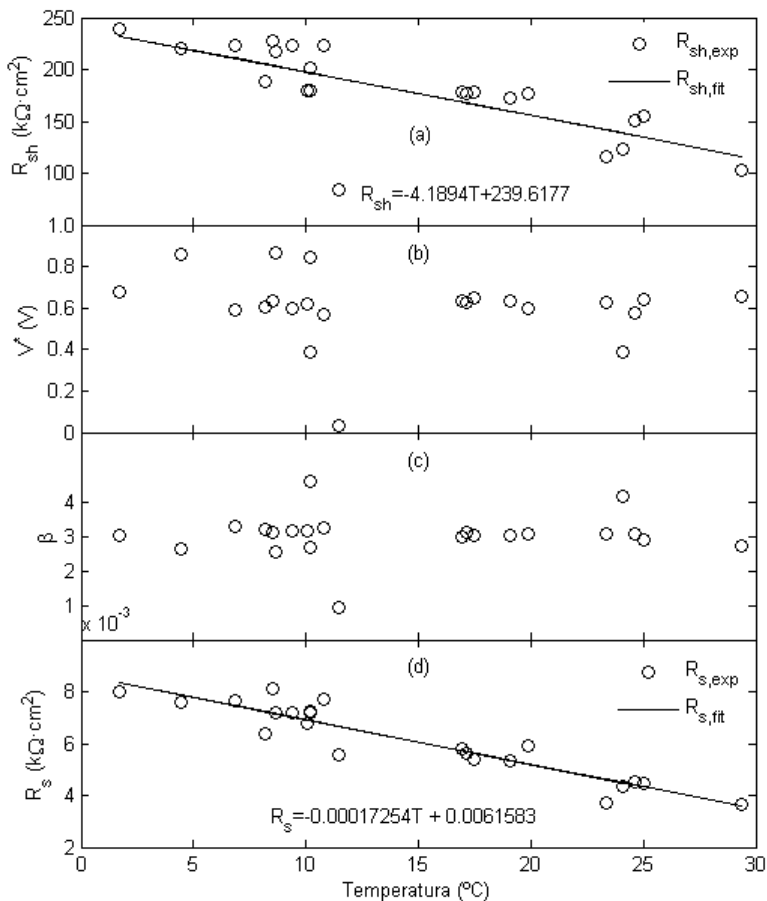


Figura 4.10: Efecto térmico sobre las resistencias parásitas del módulo TS2. (a) resistencia paralelo, (b) parámetro  $V^*$ , (c) parámetro  $\beta$  y (d) resistencia serie

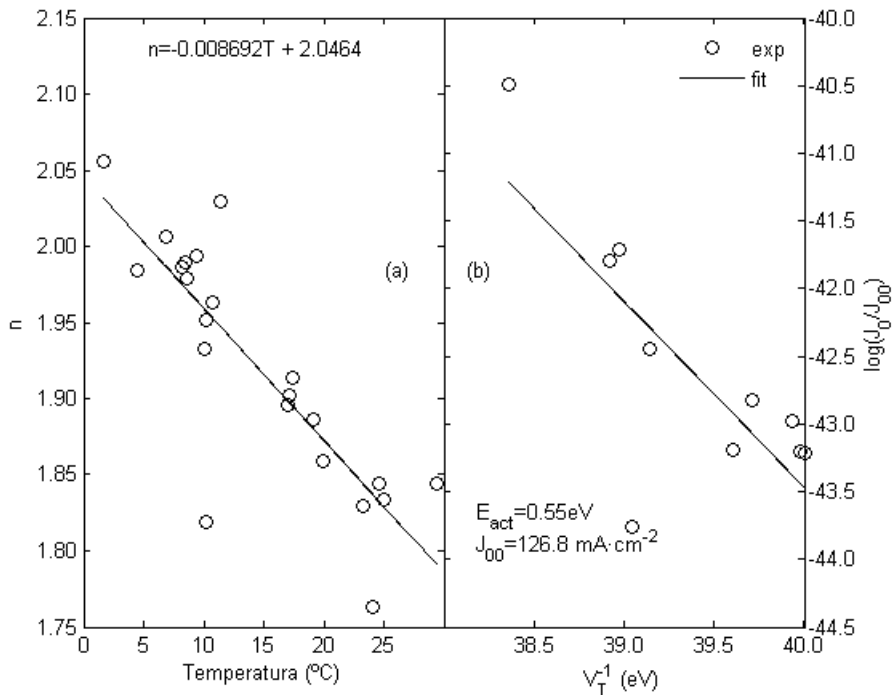


Figura 4.11: Efecto térmico sobre el término del diodo en el módulo TS2. (a)  $n$  frente a  $T$  y (b)  $\log(J_0/J_{00})$  frente a  $V_T^{-1}$

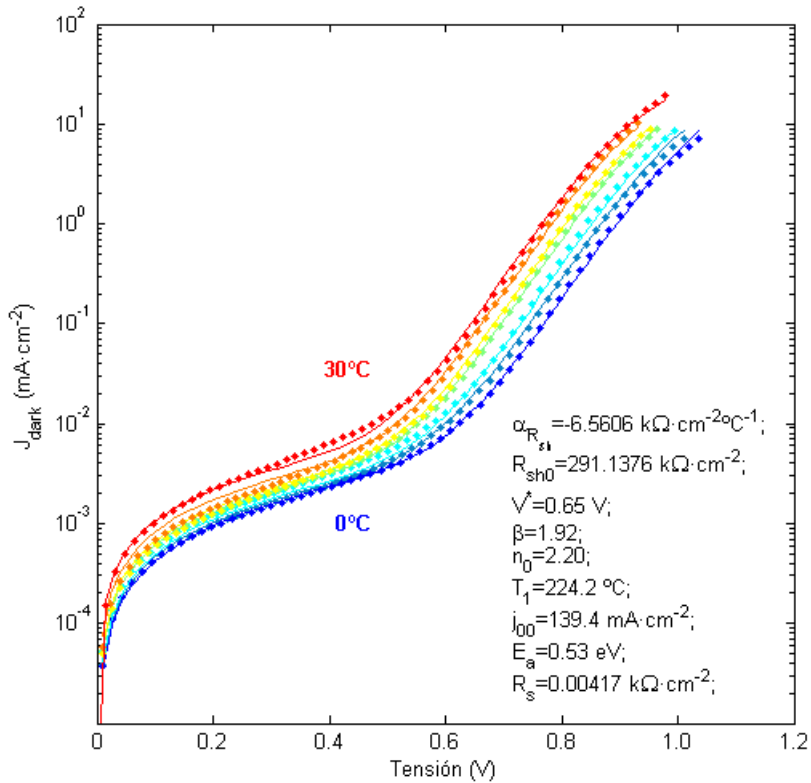


Figura 4.12: Ajuste global de las curvas  $J_{dark}(V)$  para el módulo TS2 en el rango de temperaturas 0-30 °C

TS2	Valor
$J_{ph0,ref}(mAcm^{-2})$	10.95
$V_C(V)$	13.08
$V_{bi}(V)$	0.90
$\langle n \rangle$	1.78
$\delta n$	0.14
$\langle E_{act} \rangle (eV)$	0.95
$\delta E_{act}(eV)$	0.04
$J_{00}(mAcm^{-2})$	6.8E8
$R_s(\Omega \cdot cm^2)$	4.40
$R_{sh}(k\Omega \cdot cm^2)$	123.8
$a_r$	0.163
$\alpha_{J_{sc}} (\%/^{\circ}C)$	0.038

Tabla 4.2: Parámetros circuitales del módulo TS2

### 4.3. Evaluación de la producción energética estacional

#### 4.3.1. Modelo circuital

En esta sección validaremos el modelo del circuito eléctrico equivalente de los módulos fotovoltaicos de silicio amorfo. Para ello, vamos a simular la evolución estacional de los parámetros eléctricos característicos del módulo TS2. Sus parámetros circuitales y la evolución estacional han sido determinados según las metodologías descritas en las secciones 3.2 y 4.2 respectivamente. La tabla 4.2 resume el conjunto de datos característicos del módulo TS2.

Los datos de radiación y temperatura que usaremos serán los datos experimentales de irradiancia sobre el plano inclinado del módulo y la temperatura en la superficie posterior del módulo. Asimismo, disponemos de la irradiancia espectral sobre el plano para introducir la corrección espectral descrita en la sección 3.2.2.

La figura 4.13 muestra la evolución estacional de la corriente en cortocircuito normalizada a  $1000 W \cdot m^{-2}$  en el módulo TS2. (a) compara los promedios diarios y mensuales obtenidos experimentalmente,  $\langle J_{sc}^{1000} \rangle_{d,exp}$  y  $\langle J_{sc}^{1000} \rangle_{m,exp}$  respectivamente, con los simulados mediante el modelo de circuito equivalente. Se distinguen dos situaciones: la primera considera co-



corrección espectral,  $\langle J_{sc}^{1000} \rangle_{d,mod,spr}$  y  $\langle J_{sc}^{1000} \rangle_{m,mod,spr}$ , y la segunda no,  $\langle J_{sc}^{1000} \rangle_{d,mod}$  y  $\langle J_{sc}^{1000} \rangle_{m,mod}$ . En la parte inferior (b) de la figura 4.13 se ilustra la evolución estacional de los respectivos errores relativos definidos como

$$\varepsilon_Z = 100 \times \frac{Z_{exp} - Z_{sim}}{Z_{exp}} \quad (4.22)$$

donde  $Z_{exp}$  y  $Z_{sim}$  son el parámetro experimental y simulado respectivamente. Observe que la simulación que incluye la corrección espectral presenta un error considerablemente inferior al caso que no la considera. En invierno, en los meses fríos del año, el error aproximado puede alcanzar el 6%. Sin embargo, durante los meses cálidos del verano el error aproximado disminuye al 3%.

La figura 4.14 muestra la evolución estacional de la tensión de circuito abierto normalizada a  $1000 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ . En (a) se muestra la evolución estacional de los promedios diarios y mensuales experimentales,  $\langle V_{oc}^{1000} \rangle_{d,exp}$  y  $\langle V_{oc}^{1000} \rangle_{m,exp}$  respectivamente, con los simulados con corrección espectral,  $\langle V_{oc}^{1000} \rangle_{d,mod,spr}$  y  $\langle V_{oc}^{1000} \rangle_{m,mod,spr}$ , y sin ella,  $\langle V_{oc}^{1000} \rangle_{d,mod}$  y  $\langle V_{oc}^{1000} \rangle_{m,mod}$ . En (b) se muestra la evolución estacional de los respectivos errores relativos. Se aprecia que los valores predichos por el modelo infravaloran la tensión de circuito abierto, siendo esta diferencia más acusada en invierno.

La figura 4.15 muestra la evolución estacional del factor de forma. En (a) se vuelven a comparar los resultados experimentales con los simulados. Observe que, en esta ocasión, los valores simulados del  $FF$  promedio son mayores a los obtenidos experimentalmente. En (b) se muestra que la evolución del error relativo oscila entre el -2% y -6%.

Finalmente, la figura 4.16 muestra la evolución estacional de la eficiencia en el módulo TS2. En (a) se vuelven a comparar los resultados experimentales con los simulados. Observe que la simulación que no incluye la corrección espectral presenta un comportamiento estacional muy suave, sin la oscilación característica de la corriente en cortocircuito. En (b) se muestran los errores relativos. Observe que el comportamiento cualitativo de los errores son análogas a los de  $\langle J_{sc}^{1000} \rangle_d$ . Sin embargo, han sido ligeramente atenuados por las contribuciones de  $\langle V_{oc}^{1000} \rangle_d$  y  $\langle FF \rangle_d$ . El error relativo durante los últimos cinco meses de 2011 es -1.06% para la simulación con corrección espectral y +5.13% en el caso en que no la considera. El error de la simulación durante el año 2012 es de -1.56% y +2.33% respectivamente y de -3.57% y -0.39% respectivamente para los cinco primeros meses de 2013.

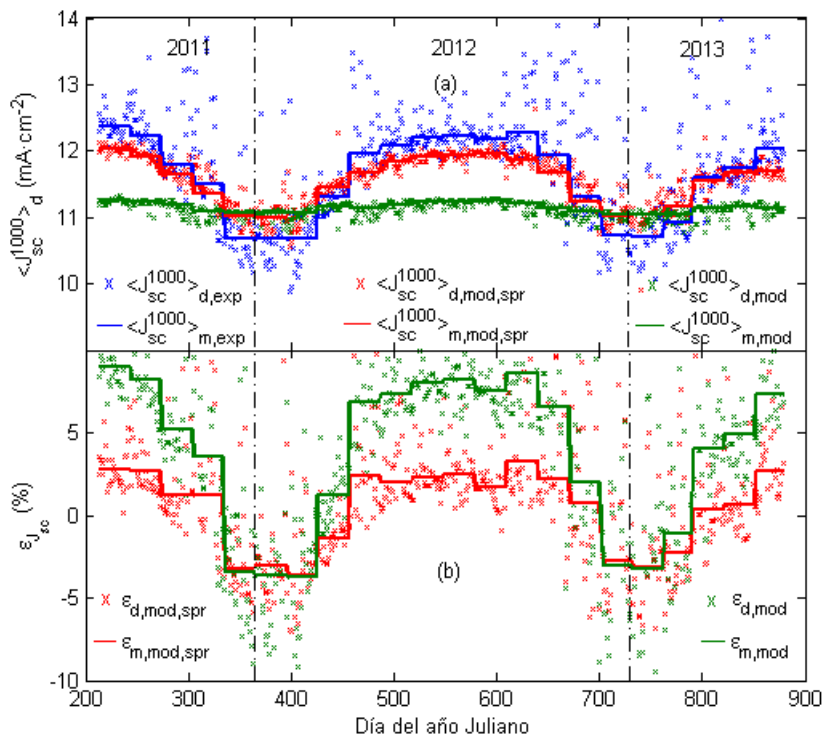


Figura 4.13: Evolución estacional de la corriente en cortocircuito normalizada a  $1000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$  en el módulo TS2. (a) Comparación de los resultados experimentales con los simulados mediante el modelo de circuito equivalente. Se distinguen dos situaciones: la primera considera corrección espectral y la segunda no. Mientras que las series de cruces corresponden a los promedios diarios, las líneas continuas representan los promedios mensuales. Las series de color azul corresponden a los datos experimentales,  $\langle J_{sc}^{1000} \rangle_{d,exp}$  y  $\langle J_{sc}^{1000} \rangle_{m,exp}$  respectivamente, las de color rojo al simulado considerando corrección espectral,  $\langle J_{sc}^{1000} \rangle_{d,mod,spr}$  y  $\langle J_{sc}^{1000} \rangle_{m,mod,spr}$  respectivamente, y la de color verde no la considera,  $\langle J_{sc}^{1000} \rangle_{d,mod}$  y  $\langle J_{sc}^{1000} \rangle_{m,mod}$  respectivamente. (b) Evolución estacional de los respectivos errores relativos.

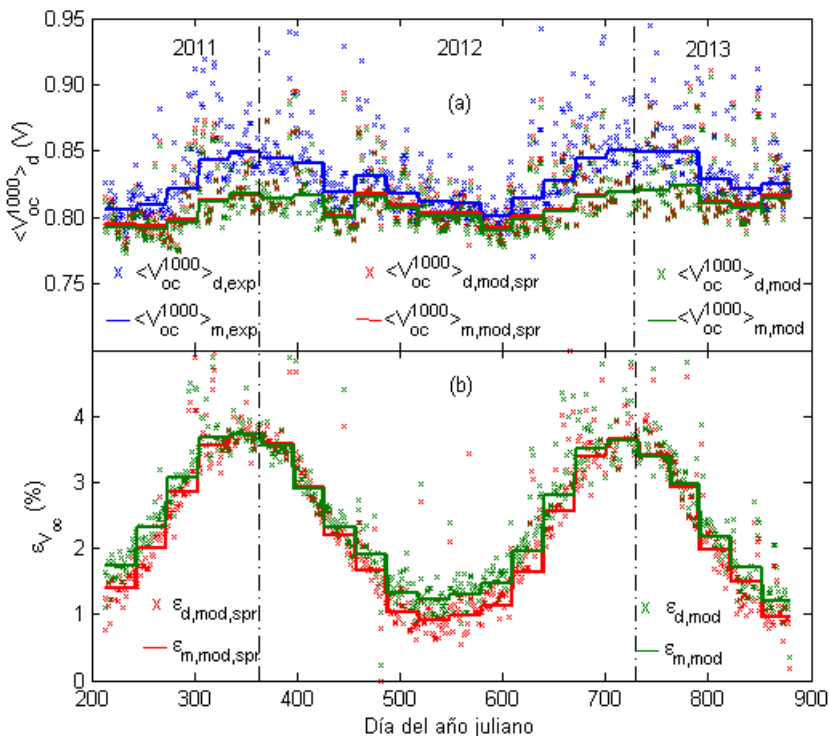


Figura 4.14: Evolución estacional de la tensión de circuito abierto en el módulo TS2. (a) Comparación de los resultados experimentales con los simulados mediante el modelo de circuito equivalente. Se distinguen dos situaciones: la primera considera corrección espectral y la segunda no. Mientras que las series de cruces corresponden a los promedios diarios, las líneas continuas representan los promedios mensuales. Las series de color azul corresponden a los datos experimentales,  $\langle V_{oc}^{1000} \rangle_{d,exp}$  y  $\langle V_{oc}^{1000} \rangle_{m,exp}$  respectivamente, las de color rojo al simulado considerando corrección espectral,  $\langle V_{oc}^{1000} \rangle_{d,mod,spr}$  y  $\langle V_{oc}^{1000} \rangle_{m,mod,spr}$  respectivamente, y la de color verde no la considera,  $\langle V_{oc}^{1000} \rangle_{d,mod}$  y  $\langle V_{oc}^{1000} \rangle_{m,mod}$  respectivamente. (b) Evolución estacional de los respectivos errores relativos.

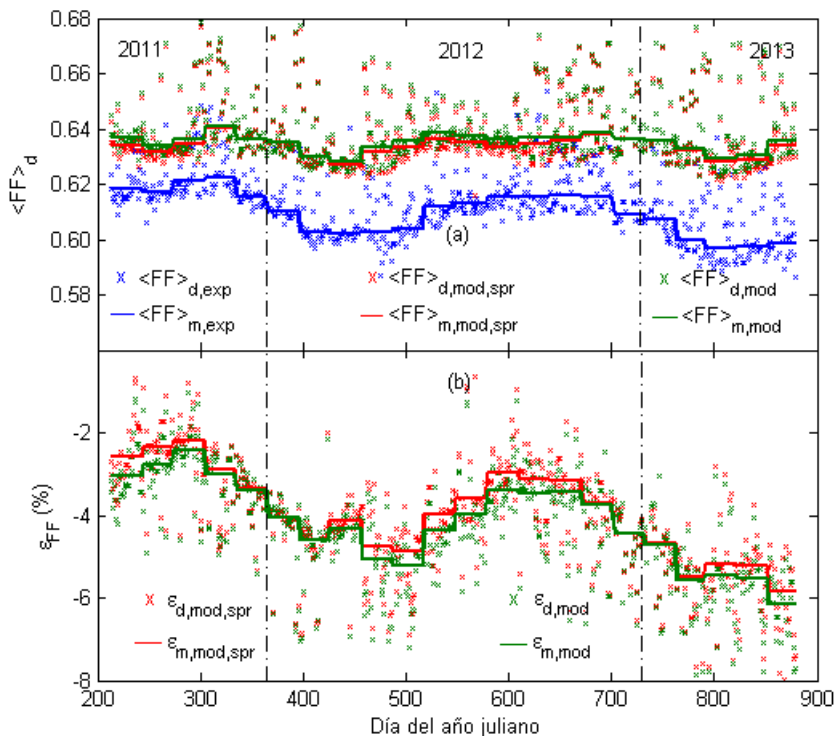


Figura 4.15: Evolución estacional del factor de forma en el módulo TS2. (a) Comparación de los resultados experimentales con los simulados mediante el modelo de circuito equivalente. Se distinguen dos situaciones: la primera considera corrección espectral y la segunda no. Mientras que las series de cruces corresponden a los promedios diarios, las líneas continuas representan los promedios mensuales. Las series de color azul corresponden a los datos experimentales,  $\langle FF \rangle_{d,exp}$  y  $\langle FF \rangle_{m,exp}$  respectivamente, las de color rojo al simulado considerando corrección espectral,  $\langle FF \rangle_{d,mod,spr}$  y  $\langle FF \rangle_{m,mod,spr}$  respectivamente, y la de color verde no la considera,  $\langle FF \rangle_{d,mod}$  y  $\langle FF \rangle_{m,mod}$  respectivamente. (b) Evolución estacional de los respectivos errores relativos.

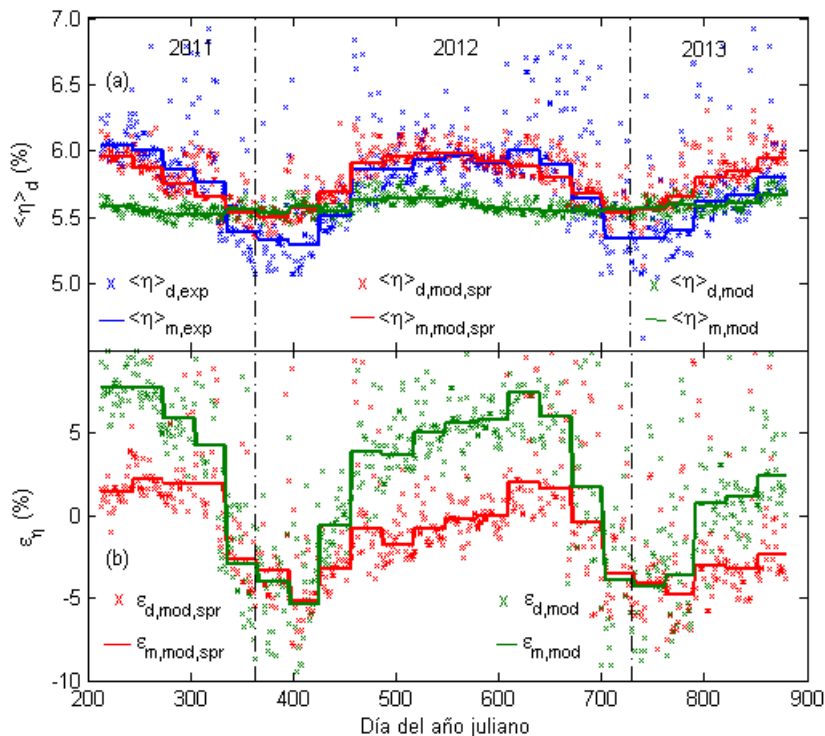


Figura 4.16: Evolución estacional de la eficiencia del módulo TS2. (a) Comparación de los resultados experimentales con los simulados mediante el modelo de circuito equivalente. Se distinguen dos situaciones: la primera considera corrección espectral y la segunda no. Mientras que las series de cruces corresponden a los promedios diarios, las líneas continuas representan los promedios mensuales. Las series de color azul corresponden a los datos experimentales,  $\langle \eta \rangle_{d,exp}$  y  $\langle \eta \rangle_{m,exp}$  respectivamente, las de color rojo al simulado considerando corrección espectral,  $\langle \eta \rangle_{d,mod,spr}$  y  $\langle \eta \rangle_{m,mod,spr}$  respectivamente, y la de color verde no la considera,  $\langle \eta \rangle_{d,mod}$  y  $\langle \eta \rangle_{m,mod}$  respectivamente. (b) Evolución estacional de los respectivos errores relativos.

### 4.3.2. Modelo semi-empírico

La dificultad para estimar con precisión el rendimiento de módulos a largo plazo aumentó con la incorporación de nuevas tecnologías al mercado fotovoltaico. Distintas Universidades y Centros de Investigación Europeos han desarrollado recientemente varios modelos empíricos. Los métodos se caracterizan por calcular la eficiencia o potencia real de operación en distintas condiciones climáticas. Sin embargo, ninguno de ellos considera la evolución temporal de la degradación del silicio amorfo. Asimismo, existe poca sensibilidad sobre el efecto del espectro incidente, que afecta considerablemente a dispositivos de elevada banda prohibida o multi-estructura. No obstante, todos los métodos resuelven la simulación de producción energética con una precisión del  $\pm 5\%$  en base anual [Friesen 2007]. Al introducir efectos espectrales y de ángulos de incidencia reduce al  $\pm 3\%$  la diferencia entre la energía producida y la simulada [Friesen 2009]. Sin embargo, la combinación del efecto espectral y el recocido térmico aún esta por desarrollar. En esta sección se analizan los resultados obtenidos en la predicción del rendimiento energético del módulo fotovoltaico mediante un modelo semi-empírico. Este considera que la evolución del promedio diario del rendimiento energético del módulo viene determinado por

$$\langle \eta \rangle_d = \frac{\langle J_{sc}^{1000} \rangle_d \langle V_{oc}^{1000} \rangle_d \langle FF^{1000} \rangle_d}{100mW \cdot cm^{-2}} \quad (4.23)$$

donde los promedios  $\langle J_{sc}^{1000} \rangle_d$ ,  $\langle FF^{1000} \rangle_d$  y  $\langle V_{oc}^{1000} \rangle_d$  son calculados a partir de expresiones que tratan de reproducir el comportamiento observado experimentalmente.

La densidad de corriente en corto-circuito se puede definir como

$$\langle J_{sc}^{1000} \rangle_d = J_{sc,STC} [1 + \alpha_{J_{sc}} (\langle T \rangle_d - 25)] [1 + \beta_{AM} (\langle AM \rangle_d - 1.5)] \quad (4.24)$$

donde  $J_{sc,STC}$  es la corriente de cortocircuito en condiciones estándar proporcionada por el fabricante del módulo,  $\alpha_{J_{sc}}$  es el coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito (también proporcionada por el fabricante),  $\langle T \rangle_d$  es la temperatura promedio diaria del módulo,  $\beta_{AM}$  es un coeficiente de masa de aire para  $\langle J_{sc}^{1000} \rangle_d$  que da cuenta de la influencia del espectro y la variable  $\langle AM \rangle_d$  representa el “espectro promedio” que discutimos más adelante.

El factor de forma no presenta un comportamiento que pueda ser modelado mediante una expresión matemática simple y/o con significado físico. Asimismo, los fabricantes de módulos no proporcionan coeficientes de temperatura para el  $FF$ . Esta circunstancia nos hace considerar un comportamiento estable y no estacional como alternativa práctica a la evolución temporal. El valor usado es el obtenido en condición estándar,  $FF_{STC}$ .

La estimación de la tensión de circuito abierto ofrece dos posibles alternativas. La primera determina la evolución diaria de los parámetros del diodo según 4.2 y calculamos la evolución estacional de  $\langle V_{oc}^{1000} \rangle_d$  según 3.5. La segunda alternativa considera la tensión de circuito abierto en condición estándar e introduce una corrección térmica

$$\langle V_{oc}^{1000} \rangle_d = V_{oc,STC} [1 + \alpha_{V_{oc}} (\langle T \rangle_d - 25)] \quad (4.25)$$

donde  $V_{oc,STC}$  es la tensión de circuito abierto en condición estándar y  $\alpha_{V_{oc}}$  es el coeficiente de temperatura de  $V_{oc}$ .

#### 4.3.2.1. Análisis espectral

La distribución espectral de la luz solar determina el valor de la corriente fotogenerada y, por lo tanto, la corriente en cortocircuito,  $J_{sc}$ , de los módulos. La energía fotónica media (average photon energy, APE) definida como

$$APE = \frac{\int G_\lambda(\lambda) d\lambda}{q \int \phi_\lambda(\lambda) d\lambda} \quad (4.26)$$

caracteriza el espectro de la radiación incidente, donde  $G_\lambda(\lambda)$  es la irradiancia espectral,  $q$  la carga del electrón y  $\phi_\lambda(\lambda)$  es la distribución espectral del flujo de fotones,  $\phi_\lambda(\lambda) = \lambda G_\lambda(\lambda)/hc$ . Valores  $APE$  elevados representan espectros de radiación solar con mayor proporción ultravioleta que en el caso de valores  $APE$  bajos. La figura 4.17 ilustra la evolución del promedio diario del  $APE$ ,  $\langle APE \rangle_d$ , obtenido mediante la monitorización del espectro solar. La serie de datos de color rojo corresponde a los días claros y observamos que el  $\langle APE \rangle_d$  en estas condiciones describe la envolvente inferior de la evolución estacional, poniendo en evidencia el aumento de la componente más energética del espectro solar (componente “azul”) en días nublados. Asimismo, hay que destacar que en los meses cálidos de verano el  $\langle APE \rangle_d$  promedio diario aumenta un 6 % aproximadamente.

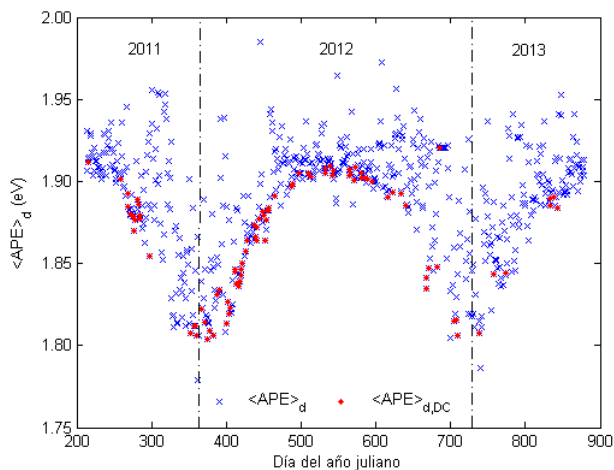


Figura 4.17: Evolución estacional del  $APE$  promedio diario,  $\langle APE \rangle_d$ . La serie de color rojo corresponde al  $\langle APE \rangle_d$  en días claros,  $\langle APE \rangle_{d,DC}$ .

La figura 4.18 muestra la relación entre el parámetro  $\langle APE \rangle_d$  y  $\langle J_{sc}^{1000} \rangle_d$  para el módulo TS2, siendo lineal en días claros. Es decir, cuando la componente directa de la radiación incidente es considerablemente superior a las componentes difusa (dispersión por moléculas y aerosoles en la atmósfera) y reflejada (superficies alrededor del colector fotovoltaico). En estas condiciones, la teoría del transporte radiativo determina que la intensidad espectral de la componente directa es función de la masa óptica relativa o masa de aire relativa (*Air Mass*,  $AM$ ). Como los datos meteorológicos estándar no incluyen la información del  $APE$ , el modelo empírico que proponemos considera el  $AM$  para parametrizar la irradiancia espectral.



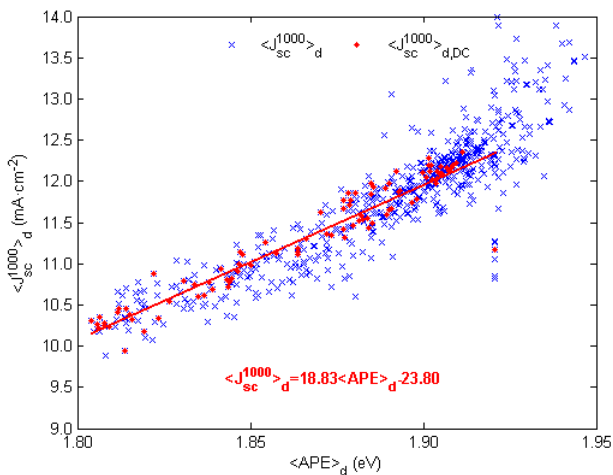


Figura 4.18:  $\langle J_{sc}^{1000} \rangle_d$  en función de  $\langle APE \rangle_d$  para el módulo TS2. La serie de datos en color rojo corresponden a los valores obtenidos en días claros.

La masa óptica relativa o masa de aire relativa,  $AM$ , es un parámetro geométrico que se define como el cociente entre la longitud del camino óptico para un ángulo cenital cualquiera y la correspondiente masa óptica vertical.

$$AM = \frac{1}{\sin\beta} \tag{4.27}$$

donde  $\beta$  es la elevación solar. Si  $AM = 1$ , la trayectoria de la luz es vertical y determina la máxima elevación solar. El recorrido de la luz a través de la atmósfera aumenta para  $\beta$  inferiores y crece la proporción de luz absorbida y dispersada en la atmósfera. El espectro solar extraterrestre se denota por  $AM = 0$  y representa un recorrido nulo de la radiación a través de la atmósfera.  $AM = 1.5$  corresponde a una elevación solar  $\beta = 41.8^\circ$  y la industria solar lo considera el valor estándar para caracterizar los paneles fotovoltaicos [ASTM 1987]. En esta situación, el 2 % de la energía solar incidente corresponde a la región ultravioleta, UV, del espectro, el 54 % al visible y el 44 % al infrarrojo, IR. Aplicando trigonometría esférica podemos reescribir el ángulo cenital como:

$$\sin\beta = \cos H \cos L \cos \delta + \sin L \sin \delta \quad (4.28)$$

donde  $H$  es el ángulo horario,  $L$  es el ángulo latitud y  $\delta$  la declinación solar. El ángulo horario es el número de grados que la Tierra debe rotar antes de que el Sol este situado directamente sobre el meridiano local (línea de longitud). La diferencia entre el meridiano local y el meridiano solar es el ángulo horario, con valores positivos antes de que el Sol cruce el meridiano local. La declinación solar es el ángulo formado entre el plano del ecuador y la línea que une los centros del Sol y la Tierra.

$$\delta = 23.45 \sin \left[ \frac{360}{365} (d - 81) \right] \quad (4.29)$$

La declinación solar considera un año de 365 días y varía entre los extremos  $\pm 23.45^\circ$ , cuyo equinoccio de primavera esta situado sobre el día del año juliano  $d = 81$ . Esta simple fórmula aproximada ignora la curvatura de la Tierra y efectos de refracción que pueden ser considerados mediante el procedimiento de [Kasten 1989]:

$$AM = \frac{p/p_0}{\sin \beta^* + 0.50572 (\beta^* + 6.07995)^{-1.6364}} \quad (4.30)$$

donde  $p$  es la presión atmosférica del lugar,  $p_0$  la presión atmosférica a nivel del mar y  $\beta^* = \beta + \Delta\beta_{ref}$  es la elevación solar efectiva, donde

$$\Delta\beta_{ref} = 0.061359 \frac{0.1594 + 1.1230\beta + 0.065656\beta^2}{1 + 28.9344\beta + 277.3971\beta^2} \quad (4.31)$$

La figura 4.19 muestra la evolución estacional del promedio diario de la masa de aire,  $\langle AM \rangle_d$ . Observe que el  $\langle AM \rangle_d$  alcanza durante el invierno su valor máximo, siendo el mínimo en verano.

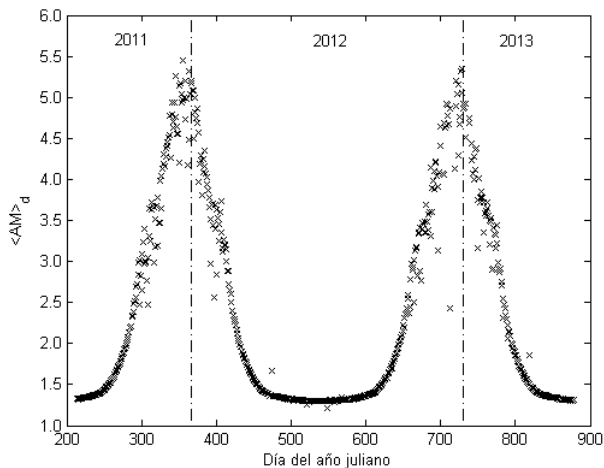


Figura 4.19: Evolución estacional del promedio diario de la masa de aire,  $\langle AM \rangle_d$ .

La figura 4.20 muestra una relación de  $\langle J_{sc}^{1000} \rangle_d$  lineal con  $\langle AM \rangle_d$  para el módulo TS2 en días claros, de cuya pendiente se determina el coeficiente  $\beta_{AM}$  de la expresión 4.24

$$\beta_{AM} = \frac{1}{\langle J_{sc}^{1000} \rangle_d} \frac{d \langle J_{sc}^{1000} \rangle_d}{dAM} \quad (4.32)$$

Observe que obviar los efectos de la absorción y dispersión por moléculas y aerosoles en la atmósfera, así como reflexiones sobre superficies alrededor del colector fotovoltaico aumenta la dispersión de datos respecto a la parametrización con  $\langle APE \rangle_d$ . En ese caso, el origen de la dispersión proviene de la posible suciedad del módulo y efectos de reflexión.

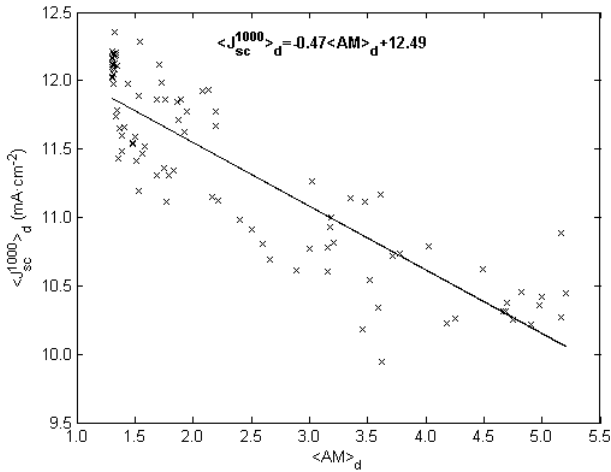


Figura 4.20:  $\langle J_{sc}^{1000} \rangle_d$  en función de  $\langle AM \rangle_d$  para el módulo TS2.

La figura 4.21 ilustra la evolución estacional de la corriente en cortocircuito normalizada a  $1000 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$  en el módulo TS2. (a) compara los promedios diarios,  $\langle J_{sc}^{1000} \rangle_{d,exp}$ , y mensuales,  $\langle J_{sc}^{1000} \rangle_{m,exp}$ , con los simulados,  $\langle J_{sc}^{1000} \rangle_{d,calc}$  y  $\langle J_{sc}^{1000} \rangle_{m,calc}$ . En (b) se ilustra la evolución estacional de los respectivos errores relativos y observamos que la diferencia máxima aproximada en los meses de verano es del 5 %.

### 4.3.2.2. Análisis térmico

La figura 4.22 muestra la evolución estacional de la tensión de circuito abierto normalizada a  $1000 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$  en el módulo TS2. En (a) se compara la evolución estacional de los promedios diarios y mensuales experimentales,  $\langle V_{oc}^{1000} \rangle_{d,exp}$  y  $\langle V_{oc}^{1000} \rangle_{m,exp}$  respectivamente, con los estimados según 3.5,  $\langle V_{oc}^{1000} \rangle_{d,calc}$  y  $\langle V_{oc}^{1000} \rangle_{m,calc}$  respectivamente, y con los obtenidos según 4.25,  $\langle V_{oc}^{1000} \rangle_{d,STC}$  y  $\langle V_{oc}^{1000} \rangle_{m,STC}$  respectivamente. En (b) se muestra la evolución estacional de los respectivos errores relativos.

Observe que el aspecto de la evolución estacional de ambas simulaciones es muy similar al comportamiento experimental. No obstante, el error según 3.5 presenta mayor oscilación que en el caso de considerar  $V_{oc,STC}$ . Este resultado

pone de manifiesto que el coeficiente de temperatura de  $V_{oc}$  reproduce su comportamiento estacional.

#### 4.3.2.3. Estimación del factor de forma

Anteriormente comentamos que la evolución estacional del factor de forma no presenta un comportamiento que pueda ser modelado mediante una expresión matemática simple y con significado físico. Asimismo, los fabricantes de módulos no especifican los coeficientes de temperatura para el  $FF$ . Así pues, consideramos que éste no cambia a lo largo del año y que su valor coincide con la medida realizada en condición estándar. La figura 4.23 ilustra la evolución estacional del factor de forma en el módulo TS2. En (a) se compara la evolución experimental del promedio diario y mensual con el valor en condición estándar. En (b) se muestra la evolución del error relativo. Observe que el  $FF$  muestra una ligera degradación respecto a 2012.

#### 4.3.2.4. Evolución de la eficiencia diaria

La figura 4.24 muestra la evolución estacional de la eficiencia del módulo TS2. (a) compara los resultados experimentales con los datos simulados mediante el modelo semi-empírico. La serie de datos de color rojo corresponde a los datos estimados cuya tensión de circuito abierto ha sido determinada según 4.2. La serie de color verde determina su tensión de circuito abierto según 4.25. En (b) se muestran los errores relativos. Observe que la forma de estimar la  $V_{oc}$  no condiciona significativamente la estimación del rendimiento. La divergencia durante los primeros meses de 2012 y 2013 es considerable y puede alcanzar hasta el 11 %. Sin embargo, durante los meses cálidos del año y de mayor producción energética los errores se reducen considerablemente. Durante los últimos meses de 2011, cuando la convergencia entre el modelo y los datos experimentales es máxima, los errores alcanzan valores del 2.12 % en el caso de la expresión 3.5 y 0.30 % para el caso de parámetros  $STC$ . El error medio anual de 2012 aumenta hasta el 3.34 % y el 4.91 % respectivamente debido a la contribución de los primeros meses del año, que en el caso de 2013 es del 7.36 % y 9.09 % respectivamente.

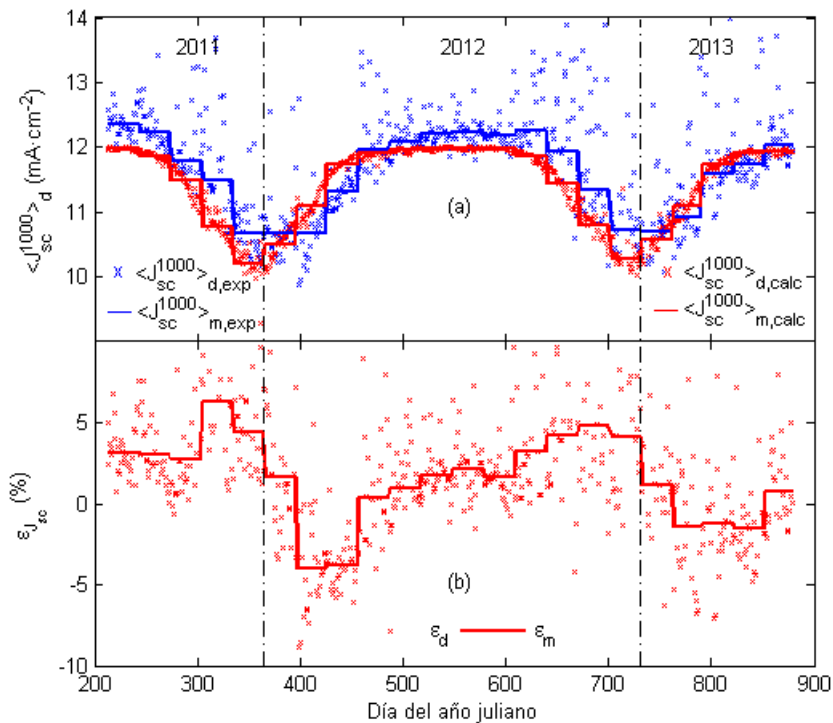


Figura 4.21: Evolución estacional de la corriente en cortocircuito en el módulo TS2. (a) Comparación de los resultados experimentales con los calculados según 4.24. Las series de cruces corresponden a los promedios diarios y las líneas continuas representan los promedios mensuales. Las series de color azul corresponden a los datos experimentales,  $\langle J_{sc}^{1000} \rangle_{d,exp}$  y  $\langle J_{sc}^{1000} \rangle_{m,exp}$  respectivamente y las de color rojo al simulado,  $\langle J_{sc}^{1000} \rangle_{d,calc}$  y  $\langle J_{sc}^{1000} \rangle_{m,calc}$  respectivamente. (b) Evolución estacional de los errores promedios diarios y mensuales.

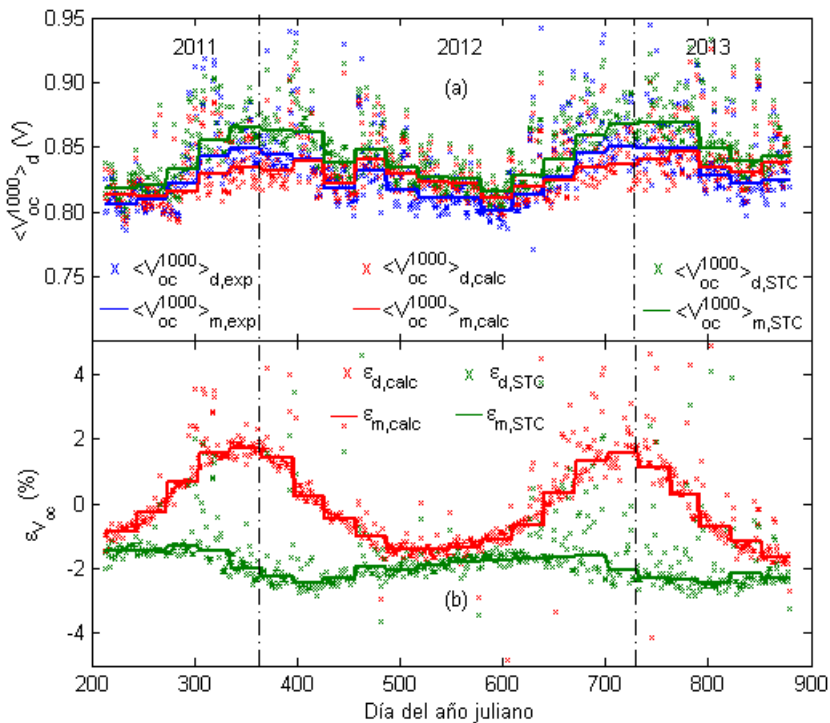


Figura 4.22: Evolución estacional de la tensión de circuito abierto normalizada a  $1000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$  en el módulo TS2. (a) comparación de la evolución estacional de los promedios diarios y mensuales experimentales,  $\langle V_{oc}^{1000} \rangle_{d,exp}$  y  $\langle V_{oc}^{1000} \rangle_{m,exp}$  respectivamente, con los estimados según 3.5,  $\langle V_{oc}^{1000} \rangle_{d,calc}$  y  $\langle V_{oc}^{1000} \rangle_{m,calc}$  respectivamente, y con los obtenidos según 4.25,  $\langle V_{oc}^{1000} \rangle_{d,STC}$  y  $\langle V_{oc}^{1000} \rangle_{m,STC}$  respectivamente. En (b) se muestra la evolución estacional de los respectivos errores relativos.

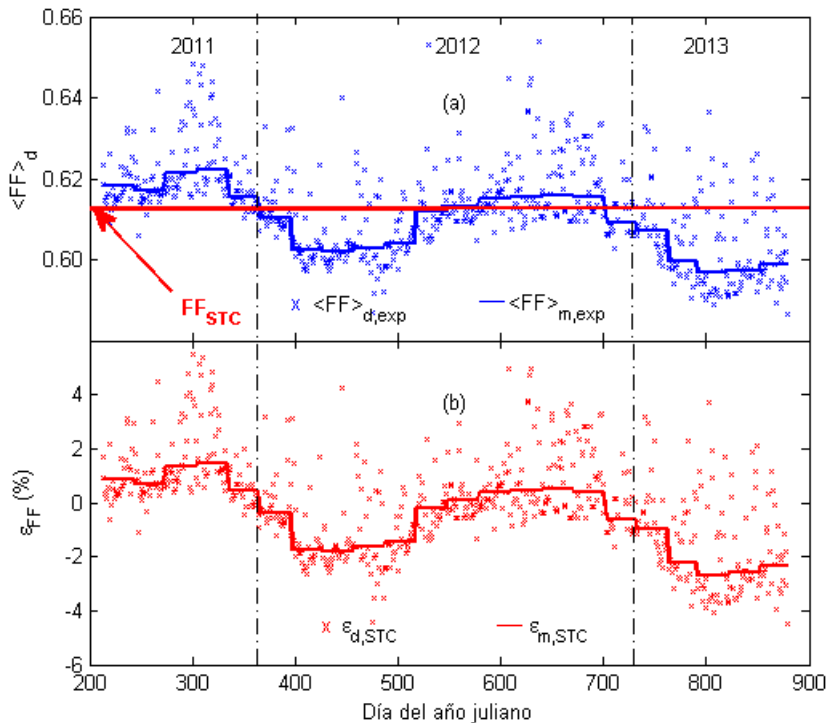


Figura 4.23: Evolución estacional del factor de forma en el módulo TS2. (a) Comparación del promedio diario y mensual experimental con su valor en condición estándar. Las series de cruces corresponden a los promedios diarios y las líneas continuas representan los promedios mensuales. Las series de color azul corresponden a los datos experimentales,  $\langle FF \rangle_{d,exp}$  y  $\langle FF \rangle_{m,exp}$  respectivamente, y las de color rojo al valor en condición estándar,  $FF_{STC}$ . (b) Evolución estacional de los respectivos errores relativos.



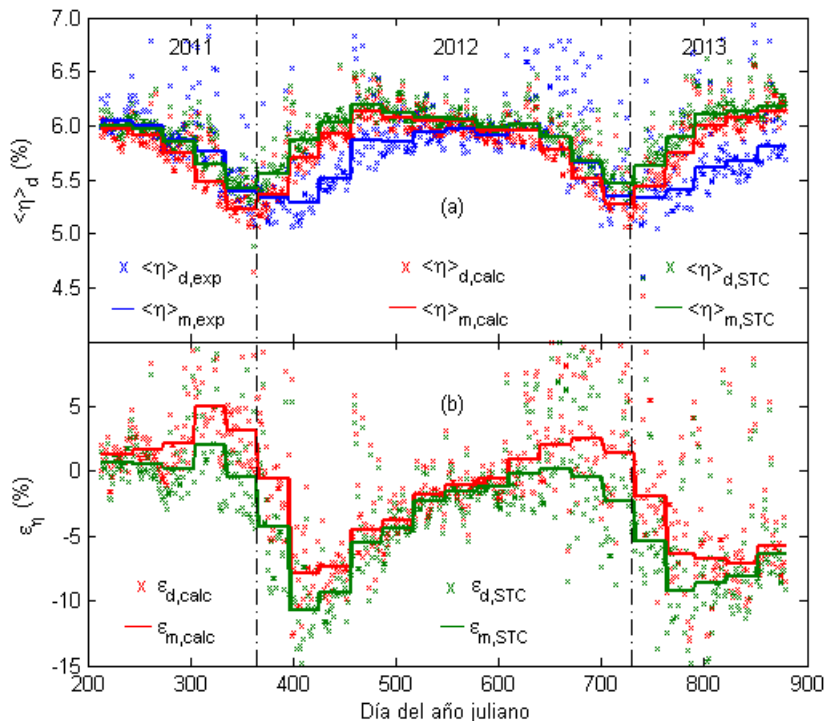


Figura 4.24: Evolución estacional de la eficiencia del módulo TS2. (a) Comparación de los resultados experimentales con los simulados mediante el modelo semi-empírico. Las series de cruces corresponden a los promedios diarios y las líneas continuas representan los promedios mensuales. Las series de color azul corresponden a los datos experimentales,  $\langle \eta \rangle_{d,exp}$  y  $\langle \eta \rangle_{m,exp}$  respectivamente, las de color rojo a los datos cuya tensión de circuito abierto ha sido estimada según 3.5 y la de color verde a los datos cuya  $V_{oc}$  se determina según 4.25. (b) Evolución estacional de los respectivos errores relativos.

## 4.4. Comportamiento de módulos fotovoltaicos en oscuridad

Anteriormente hemos comentado que los defectos durante el proceso de fabricación provocan la fluctuación de las propiedades del material y/o defectos en la conexión monolítica. En consecuencia, la característica eléctrica de los módulos en oscuridad no siempre presentan el comportamiento descrito en la sección 2.2.2. La figura 4.25 muestra las curvas  $J_{dark}(V)$  adquiridas el día 20/01/2012. Mientras (a) compara las curvas de los módulos TS2 y TS3, (b) muestra las curvas características de los módulos G1 y G2. Observe que la *región-II* de los módulos TS3, G1 y G2 presenta un comportamiento aproximadamente exponencial y diferente al de la *región-III*.

Este comportamiento singular podría analizarse en términos de los defectos óhmicos inducidos por el proceso láser. Su representación más simple considera un mini-módulo formado por dos células iguales que, tras la conexión monolítica, presenta dos niveles de fugas eléctricas. La primera célula se puede relacionar con un nivel estándar de fugas y caracterizado por la resistencia paralelo,  $R_{sh,1}$ . La segunda célula es la dañada en el proceso y podemos considerar que su fuga eléctrica es mayor. Su resistencia paralelo se caracteriza por  $R_{sh,2} \ll R_{sh,1}$ . El modelo circuital del mini-módulo en oscuridad se representa esquemáticamente en la figura 4.26.

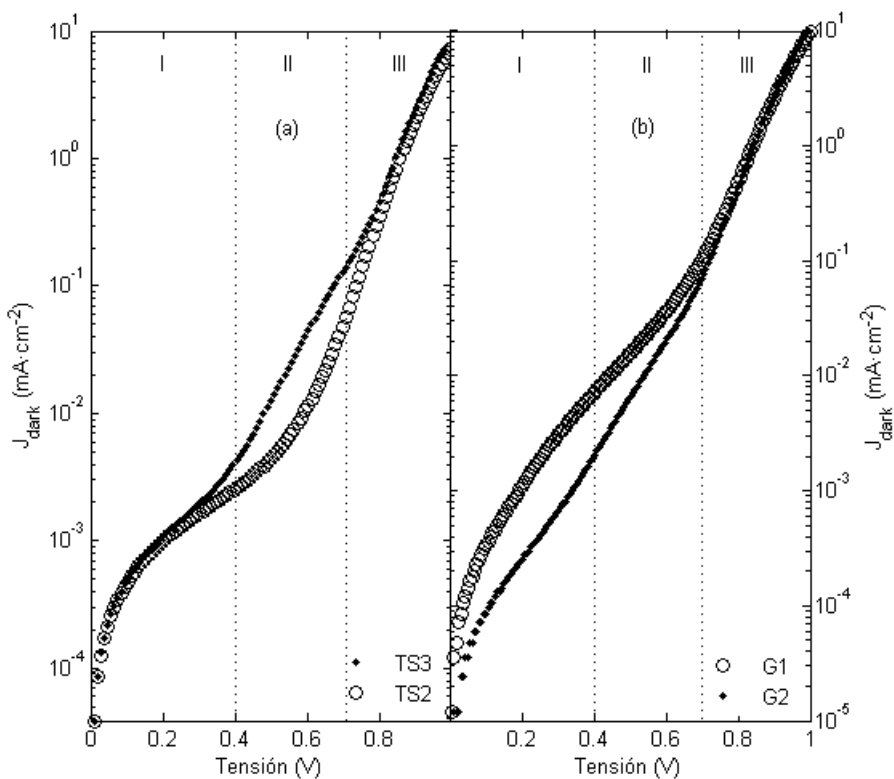


Figura 4.25: Curvas  $J_{dark}(V)$  adquiridas a  $9\text{ }^{\circ}\text{C}$  el 20/01/2012. Curvas características de (a) TS2 y TS3 y (b) módulos G1 y G2. Observe que la *región-II* de los módulos TS3, G1 y G2 presenta un comportamiento aproximadamente exponencial y diferente al de la *región-III*.

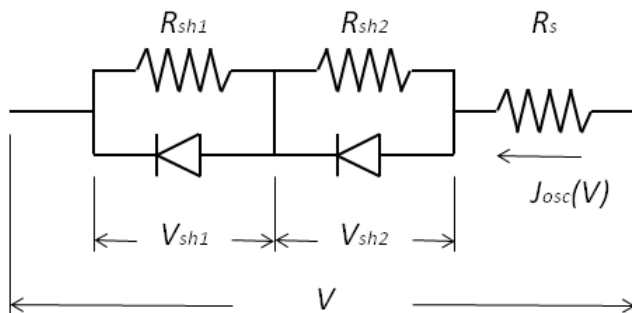


Figura 4.26: Circuito equivalente de un mini-módulo compuesto por dos células fotovoltaicas de silicio amorfo.

La figura 4.27 muestra la solución eléctrica del mini-módulo. (a) dependencia de la tensión de cada célula con la tensión aplicada y (b) curva característica del mini-módulo y curvas que presentaría si ambas células presentaran fugas  $R_{sh,1}$  o  $R_{sh,2}$ . Observe que en la región de fugas, la tensión aplicada cae fundamentalmente en la célula 1 y la densidad de corriente,  $J_{dark}$ , presenta un comportamiento próximo a  $J_{dark,1}$ . Posteriormente, la tensión,  $V_{sh,1}$  permanece aproximadamente constante y el aumento de tensión recae fundamentalmente sobre  $V_{sh,2}$ . En esta región, el comportamiento de la curva  $J_{dark}$  evoluciona hacia un comportamiento próximo a  $J_{dark,2}$ . Esta transición muestra un comportamiento singular y característico que no esta presente en células solares individuales. Finalmente, si continuamos aumentando la polarización,  $V_{sh,1}$  y  $V_{sh,2}$  aumentan al mismo ritmo. Las curvas  $J_{dark,1}$  y  $J_{dark,2}$  convergen a  $J_{dark}$  y entra en régimen exponencial.

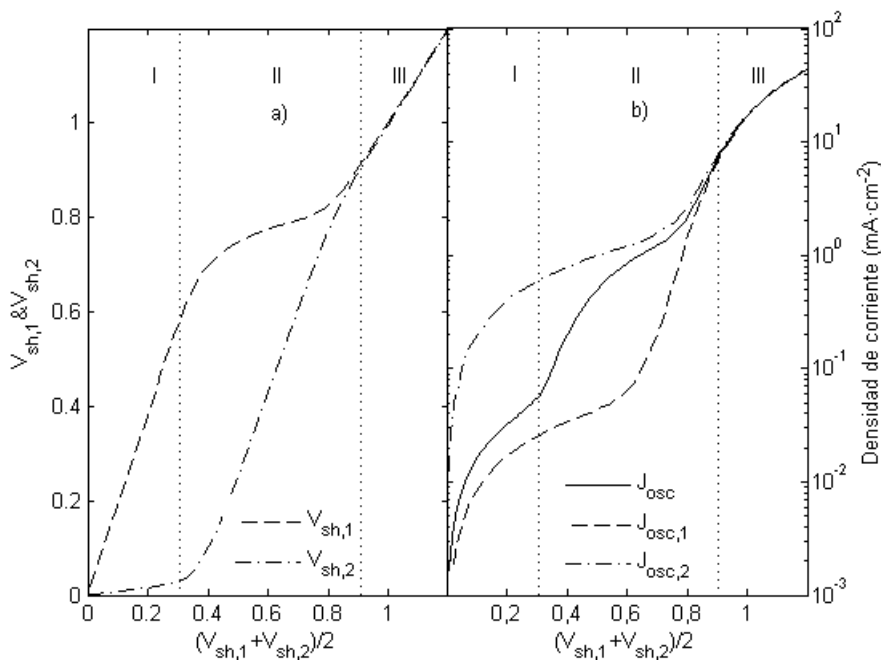


Figura 4.27: Solución eléctrica del mini-módulo. (a) dependencia de la tensión de cada célula con la tensión aplicada. b) curva característica del mini-módulo y curvas que presentaría si ambas células presentaran fugas  $R_{sh,1}$  o  $R_{sh,2}$ .

Este modelo, con sólo dos niveles de fugas, muestra una versión muy simple que ayuda a entender la singularidad que puede introducir el proceso láser. Sin embargo, es un modelo muy rígido que no representa todas las posibilidades del proceso real. Una situación de distribución estadística de fugas sobre las células del módulo es más probable y proporciona mayor flexibilidad en el modelo. Podemos suponer que cada célula del módulo fotovoltaico presenta su propio nivel de fugas y, al igual que en [Dongaonkar 2010b], que su distribución obedece a una expresión *lognormal*.

$$f(R_{sh,2}|\mu, \sigma) = \frac{1}{R_{sh,2}\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{(\log(R_{sh,2}) - \mu)^2}{2\sigma^2}\right) \quad (4.33)$$

donde  $\mu$  es el valor medio y  $\sigma$  la desviación estándar del logaritmo natural de  $R_{sh,2}$  (por definición, el logaritmo de la variable tiene una distribución normal). Estos parámetros suelen ser más difíciles de interpretar que la media,  $m$ , y la varianza,  $v$ , de  $R_{sh,2}$ , cuya relación viene dada por:

$$\mu = \log \left( \frac{m^2}{\sqrt{v + m^2}} \right) \quad (4.34)$$

$$\sigma = \sqrt{\log \left( \frac{v}{m^2} + 1 \right)} \quad (4.35)$$

Esta estadística de *shunts* introduce tres nuevos parámetros ( $\mu$ ,  $\sigma$ , número de células con fugas elevadas) que influyen directamente sobre el comportamiento de la *región-II*. Su efecto sobre la característica  $J_{osc}(V)$  del módulo se muestra en la figura 4.28. La gráfica (a) ilustra, para  $m_{R_{sh,2}} = 4.6 \text{ k}\Omega\text{cm}^{-2}$  y  $v_{R_{sh,2}} = 29.3 \text{ k}\Omega\text{cm}^{-2}$ , el efecto del número de células con alto nivel de fugas,  $N_{c,2}$ , sobre las curvas  $J_{dark}(V)$ . En (b) se observa el aspecto de la densidad de probabilidad de fugas que corresponde a la situación anterior. En las gráficas (c) y (d) se ilustra el efecto del parámetro  $\mu$  sobre  $J_{osc}(V)$  y la densidad de probabilidad si el número de células afectadas fuera  $N_{c,2} = 40$ . Análogamente, (e) y (f) muestran el efecto de  $\sigma$  sobre  $J_{dark}(V)$  y distribución de probabilidad.

La extracción de los parámetros característicos en el caso de un módulo con fugas eléctricas distribuidas requiere la estimación previa de  $m$  y  $v$ . Para ello, consideramos la resistencia dinámica,  $R_{din} = \left( \frac{dJ_{dark}}{dV} \right)_{II}^{-1}$ , de la *región-II* y calculamos su valor medio,  $m$ , y varianza,  $v$ . La figura 4.29 el resultado obtenido el 20 de enero de 2012 para el módulo TS3.

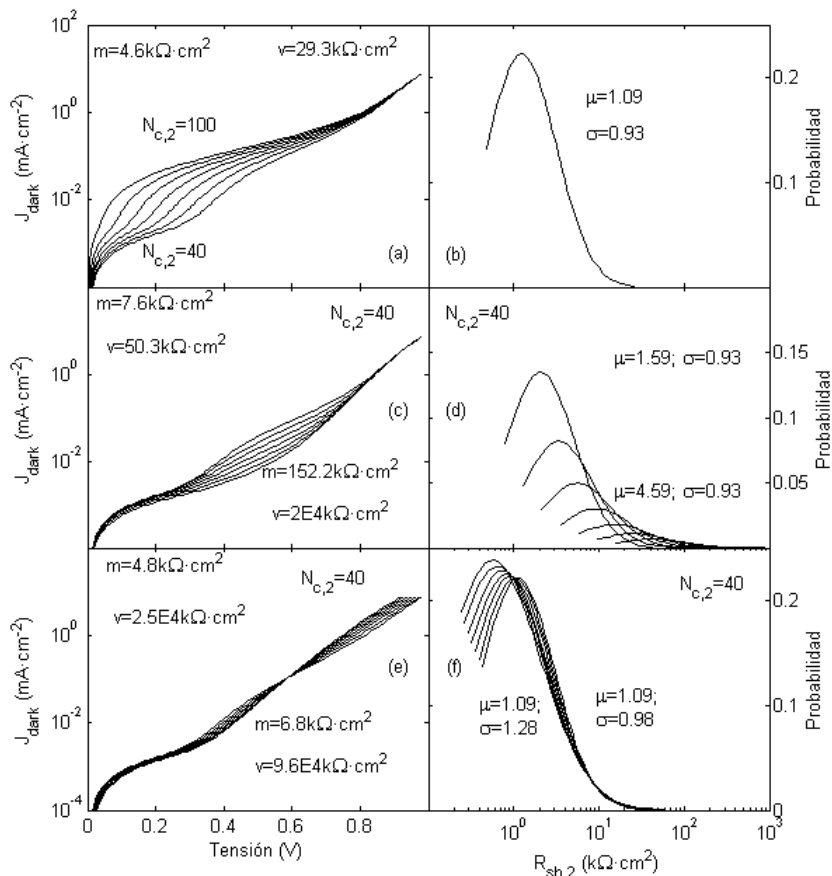


Figura 4.28: Análisis de la región de transición en la curva característica  $J_{dark}(V)$  de un módulo fotovoltaico en capa delgada. (a) Efecto del número de células con elevado nivel de fugas,  $N_{c,2}$ , sobre las curvas  $J_{dark}(V)$ . (b) Aspecto de la densidad de probabilidad para  $\mu = 1.09$  y  $\sigma = 0.93$ . El efecto del parámetro  $\mu$  sobre  $J_{dark}(V)$  y densidad de probabilidad se muestra en (c) y (d) respectivamente. Análogamente, el de  $\sigma$  se ilustra en (e) y (f) respectivamente.

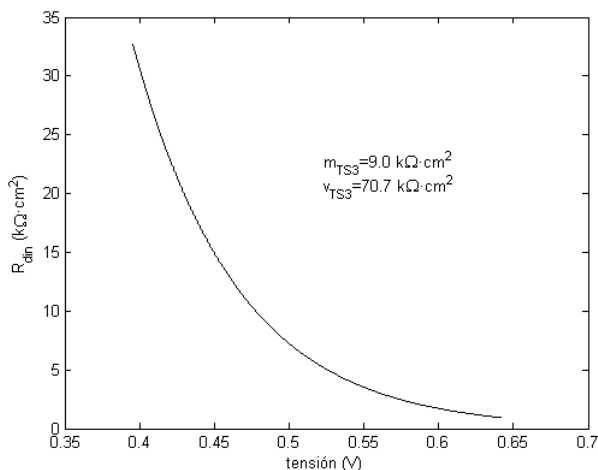


Figura 4.29: Resistencia dinámica obtenida el 20/01/2012 para el módulo TS3 en la región de transición entre la zona de fugas y la exponencial.

Posteriormente consideramos que todas las células del módulo presentan incidencias en la etapa de conexión monolítica y su resistencia paralelo coincide con el valor medio de la resistencia dinámica. Eliminando la componente de fugas de la densidad de corriente en oscuridad deducimos la región exponencial que correspondería al diodo. La gráfica (a) de la figura 4.30 ilustra el resultado obtenido en la curva adquirida el 21/01/2012 para el módulo TS3. (b) representa  $dV/dJ_d$  frente a  $J_d^{-1}$ , de cuya pendiente se obtiene el valor inicial de  $R_s$ . (c) Corresponde al ajuste del término exponencial y proporciona la estimación previa del factor de calidad,  $n$ , y la corriente inversa de saturación,  $J_0$ . Finalmente, (d) muestra el ajuste final de la curva  $J_{dark}(V)$  completa.

En el proceso de ajuste observamos que el elevado número de parámetros envueltos en el proceso requiere una estimación muy precisa de las condiciones iniciales y, en este caso, el ajuste no termina de reproducir adecuadamente el comportamiento experimental. Para ello sería necesario profundizar en el cálculo de parámetros asociados a la distribución de fugas.

Los parámetros característicos de la evolución estacional de las curvas  $J_{dark}(V)$  de los módulos KNK y TS2 se presentan en la tabla 4.3. Observe que ambos módulos presentan valores de energías de activación y prefactor



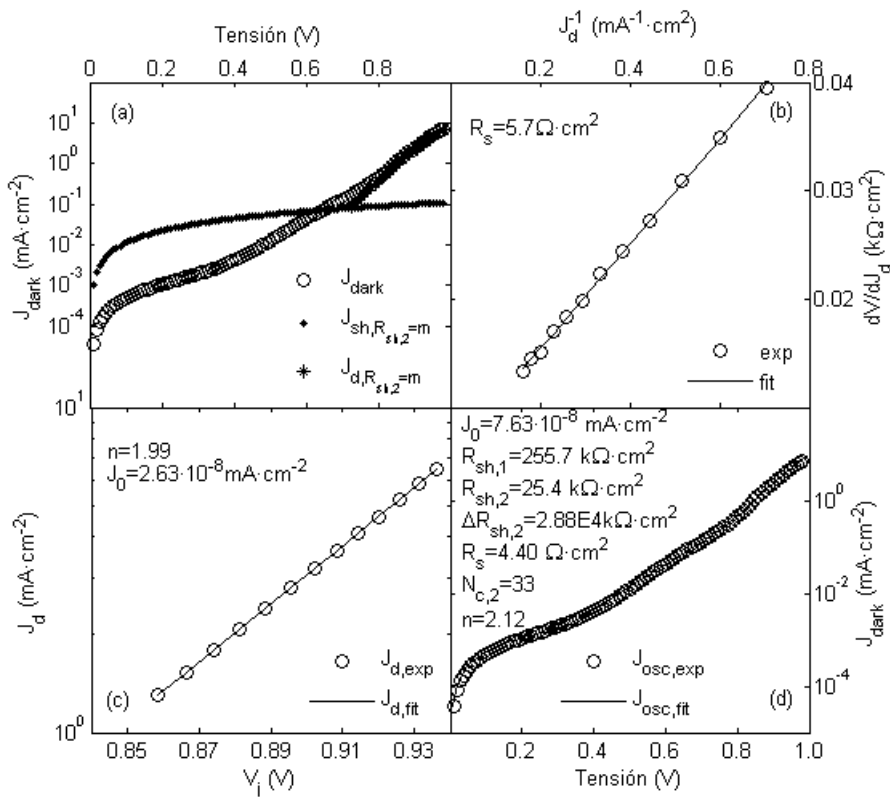


Figura 4.30: Ajuste de la curva  $J_{dark}(V)$  medida el 21/10/2012 para el módulo TS3. (a) Determinación de la región exponencial. (b)  $dV/dJ_d$  frente a  $J_d^{-1}$ , cálculo inicial de  $R_s$ . (c) Ajuste del término exponencial, estimación previa de  $n$  y  $J_0$ . (d) Ajuste final de la curva  $J_{dark}(V)$  completa.

$J_{00}$  muy distintos a los esperados por una célula solar de silicio amorfo. Vea por ejemplo los valores característico de la célula de referencia en la tabla 2.1.

	KNK	TS2
$\alpha_{R_{sh}} (k\Omega cm^2 \circ C^{-1})$	-0.77	6.56
$R_{sh0} (k\Omega cm^2)$	51.76	291.14
$\alpha_A$	8.91E-4	-7.86E-5
$A_0$	0.0141	0.0051
$\beta$	3.55	1.92
$n_0$	2.80	2.20
$T_1 (^\circ C)$	166.56	224.18
$J_{00} (mA cm^{-2})$	3.90	139.37
$E_a (eV)$	0.35	0.53
$R_s (k\Omega cm^2)$	0.0047	0.0042

Tabla 4.3: Ajuste de curvas  $J_{dark}(V)$  en los módulos KNK y TS2. Extracción de parámetros



# Capítulo 5

## Conclusiones generales

En este trabajo de Tesis se pretende profundizar en la descripción del comportamiento de los módulos fotovoltaicos de silicio amorfo mediante un modelo de circuito eléctrico equivalente con el objetivo principal de esclarecer el origen de la evolución estacional de la producción energética de dichos módulos. Con esta finalidad se han realizado e interpretado medidas de células solares de pequeña área en el laboratorio y de módulos fotovoltaicos en condiciones reales de operación. Las conclusiones que se desprenden de estas actividades se presentan a continuación:

### **Estudio de células solares de silicio amorfo en el laboratorio**

Las células solares de silicio amorfo que se han caracterizado en este trabajo han sido suministradas por el fabricante de módulos fotovoltaicos. Para medir e interpretar sistemáticamente los dispositivos ha sido necesario adaptar el sistema de medidas electro-ópticas de laboratorio y automatizar la adquisición de medidas eléctricas en función de la temperatura e intensidad de iluminación. Las principales conclusiones obtenidas son las siguientes:

- La curva corriente-tensión en oscuridad de las células solares puede ajustarse de forma muy precisa con modelo circuital compuesto por un diodo que sigue el modelo clásico de Shockley conectado a las resistencias parásitas serie y paralelo. En general, el ajuste preciso se logra introduciendo

una dependencia potencial con la tensión aplicada en la resistencia paralela.

- Del estudio en temperatura de las curvas corriente-tensión en oscuridad se obtiene la energía de activación  $E_{act}$  y el prefactor  $J_{00}$  de la corriente de saturación del diodo. Asimismo, se determina el comportamiento térmico de las fugas de corriente.
- La diferencia entre las medidas eléctricas de la célula solar iluminada y en oscuridad determina el término de fotocorriente  $J_{ph}$ . Es muy importante eliminar el efecto de la resistencia serie  $R_s$  para determinar su dependencia con la tensión aplicada. No obstante, polarizaciones elevadas provocan errores inherentes a la medida que impiden la descripción completa de la curva. El procedimiento seguido sólo permite su análisis hasta la tensión de circuito abierto.
- Las curvas fotocorriente-tensión pueden ajustarse a un modelo analítico basado en dos parámetros: la tensión de difusión  $V_{bi}$  y la tensión de colección  $V_c$ .
- Del estudio sobre la influencia de la iluminación y la temperatura en la fotocorriente se encuentra:
  - En el rango de interés fotovoltaico,  $V_{bi}$  puede ser considerada independiente del nivel de iluminación. No obstante, se ha encontrado que disminuye linealmente con el aumento de temperatura.
  - $V_c$  aumenta con la intensidad de iluminación. Su comportamiento se puede describir mediante una función tipo “*sigmoide*”. Es decir, varía entre los valores de saturación a baja y alta iluminación. Asimismo,  $V_c$  disminuye linealmente con el aumento de la temperatura.
- El modelo circuital completo, considerando las dependencias con la iluminación y temperatura, reproduce adecuadamente el comportamiento eléctrico de las células solares de silicio amorfo en cualquier condición de operación.

## Estudio de módulos fotovoltaicos de silicio amorfo en el exterior

El estudio de módulos fotovoltaicos de silicio amorfo en el exterior se ha realizado con cinco módulos de unión  $p-i-n$  simple y suministrados por tres fabricantes distintos. Para ello, ha sido necesario diseñar y construir un sistema de monitorización de módulos fotovoltaicos en condiciones reales de operación. La estructura de soporte de los módulos se ha montado en el terrado de la Facultad de Física. Las medidas eléctricas se han efectuado por medio de cargas electrónicas conectadas a los módulos y controladas por ordenador. Se han registrado curvas corriente-tensión, temperaturas de módulos, irradiancias y distribuciones espectrales en el plano de los módulos de forma continua y automática. Además, se han utilizado datos meteorológicos del servidor Infomet de la Facultad de Física. Del análisis de esta información se concluye:

- Todos los módulos analizados presentan un comportamiento muy similar. En general, este resultado sugiere conclusiones válidas para la tecnología de silicio amorfo basada en células solares de estructura  $p-i-n$  simple.
- Se ha comprobado que el rendimiento de los módulos fotovoltaicos de silicio amorfo presenta un comportamiento periódico, cuyo valor máximo tiene lugar en los meses cálidos de verano, cuando aumenta la temperatura y la irradiación. La variación relativa del rendimiento entre el invierno y el verano en Barcelona es aproximadamente del 15 %.
- El origen de la evolución estacional se puede interpretar a partir de los promedios diarios ponderados  $\langle J_{sc}^{1000} \rangle_d$ ,  $\langle V_{oc}^{1000} \rangle_d$  y  $\langle FF^{1000} \rangle_d$ .
- La metodología seguida para interpretar los datos monitorizados según el modelo circuital debe ser necesariamente diferente a la utilizada con las células solares de laboratorio: no es posible controlar la temperatura ni la irradiancia (intensidad o contenido espectral) en condiciones reales de operación.
- Se ha comprobado la necesidad de utilizar información sobre el contenido espectral de la radiación, datos espectrales y el ángulo de incidencia para realizar el cálculo teórico de la corriente de cortocircuito. Cualquier otro efecto, temperatura o meta-estabilidad, es insignificante respecto a estas dependencias.

- La tensión de colección,  $V_c$ , calculada mediante el ajuste lineal diario de  $R_{sc}$  frente a  $J_{sc}^{-1}$  presenta un ligero comportamiento estacional y disminuye en los meses cálidos de verano.
- Las medidas diarias de la tensión en circuito abierto en función de la corriente en cortocircuito y la temperatura pueden ajustarse de forma precisa según en el modelo circuital. Cada día se obtiene el factor de idealidad,  $n$ , la corriente de saturación,  $J_0$ , y su dependencia con la temperatura. Es decir, la energía de activación,  $E_{act}$ , y el prefactor,  $J_{00}$ . Se observa la evolución estacional tanto del factor de idealidad como de la energía de activación. No obstante, las contribuciones de la intensidad de iluminación y la temperatura están solapadas y no es posible interpretar el significado físico de la variación.
- Un ajuste global, con los datos de todo el año, del promedio diario de la tensión de circuito abierto normalizada a la irradiancia estándar ( $G_{STC} = 1000 \text{ Wm}^{-2}$ ),  $\langle V_{oc}^{1000} \rangle_d$ , en función de la temperatura promedio del módulo, determina el producto  $nE_{act}$ . Este parámetro, que coincide con el que predice la evolución estacional, se mantiene constante a lo largo de todo el año. Estos resultados sugieren que la tensión en circuito abierto del módulo está controlada por la irradiancia y la temperatura y no refleja cambios debido a la meta-estabilidad estacional.
- La evolución estacional del promedio diario del factor de forma  $\langle FF \rangle_d$  sugiere un efecto de degradación y recuperación térmica del dispositivo. Tras despreciar la influencia de la meta-estabilidad sobre  $J_{sc}$  y  $V_{oc}$ , sólo el factor de forma parece estar vinculado a los efectos meta-estables a largo plazo del silicio amorfo.
- El promedio diario del factor de forma definido según 4.8,  $\langle FF \rangle_d$  podría estar afectado por la intensidad de iluminación. No obstante, el parámetro  $\langle FF^{1000} \rangle_d$  introducido a partir de los promedios  $\langle \eta \rangle_d$ ,  $\langle J_{sc}^{1000} \rangle_d$  y  $\langle V_{oc}^{1000} \rangle_d$  se interpreta como el promedio diario del factor de forma normalizado a  $1000 \text{ Wm}^{-2}$  (insensible a la irradiancia) y permite descomponer la evolución estacional del rendimiento del módulo en sus tres contribuciones:  $\langle J_{sc}^{1000} \rangle_d$  representa la contribución del efecto espectral,  $\langle V_{oc}^{1000} \rangle_d$  depende básicamente de la temperatura del módulo y  $\langle FF^{1000} \rangle_d$  asociado, en principio, a la meta-estabilidad del silicio amorfo.

- Se ha constatado que el promedio  $\langle FF^{1000} \rangle_d$  es inferior al promedio  $\langle FF \rangle_d$ . Este resultado podría interpretarse suponiendo que el  $FF$ , en alto nivel de inyección, disminuye con el aumento de la iluminación. Esta situación es característica de dispositivos afectados por la resistencia serie.
- La comparación entre la evolución estacional de  $\langle \eta \rangle_d$  y la considerada en un modelo ideal sin efecto espectral y meta-estable (es decir con  $\langle J_{sc}^{1000} \rangle_d$  y  $\langle FF^{1000} \rangle_d$  constantes a lo largo del año),  $\langle \eta^* \rangle_d$ , permite cuantificar el efecto espectral y meta-estable. Mientras la variación del rendimiento debido al efecto espectral es estimada en aproximadamente el 15 %, la del efecto metaestable no alcanza el 2 %. Es decir, suponiendo válidas las aproximaciones utilizadas en el análisis de los datos, el comportamiento estacional de los módulos monitorizados en este trabajo de Tesis es principalmente debido al efecto espectral.
- La producción energética anual simulada por el modelo analítico determina un error anual en la producción energética inferior al -2 % si considera corrección espectral y del +3 % si no la considera. La producción energética anual simulada por el modelo semi-empírico determina un error inferior al 4 % si  $V_{oc}$  es analítico e inferior al 5 % en el caso estándar.
- La medida de curvas corriente-tensión en oscuridad en los módulos KNK y TS2 a lo largo del año 2012 sugieren que el factor de idealidad mejora con el aumento de temperatura en los meses cálidos del año. Asimismo, establece valores de la energía de activación,  $E_{act}$ , y del prefactor,  $J_{00}$ , significativamente distintos a los valores diarios y que podrían caracterizar el proceso de meta-estabilidad.
- El comportamiento singular de las curvas corriente-tensión en oscuridad en los módulos TS3, G1 y G2 a lo largo del año 2012 dificulta el análisis de los parámetros del diodo y sugiere un comportamiento de fugas eléctricas compatible con una distribución de resistencias parásitas  $R_{sh}$ .





# Bibliografia

- [Akhmad 1997] K. Akhmad, A. Kitamura, F. Yamamoto, H. Okamoto, H. Takakura, and Y. Hamakawa. “Outdoor Performance of Amorphous Silicon and Polycrystalline Silicon PV Modules”. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 46, 209, 1997.
- [Asensi 1998] J. M. Asensi, J. Merten, C. Voz and J. Andreu, “Analysis of the role of mobility-lifetime products in the performance of amorphous silicon p-i-n solar cells”, *J. Appl. Phys.* 85, 2939, 1998.
- [ASTM 1987] American Society for Testing and Materials. “Standard tables for terrestrial solar spectral irradiance at air mass 1.5 for 37° tilted surfaces (E892-87)”. *Annual Book of ASTM Standards*, Vol. 12.02, 1987.
- [Berkel 1993] C. van Berkel, M. J. Powell, A. R. Franklin, and I. D. French, “Quality factor in a-Si:H nip and pin diodes”, *J. Appl. Phys.* 73, 5264, 1993.
- [Campmany 2005] E. Campmany, “Predicció de la radiació solar espectral UV mitjançant models de dispersió múltiple. Aplicació a la predicció de l’índex UV a Catalunya”. Tesis doctoral, Departamento de Astronomía y Meteorología. Universidad de Barcelona, 2005.
- [Catalano 1982] A. Catalano, R. V. D’Aiello, J. Dresner, B. Faughnan, A. Firester, J. Kane, H. Schade, Z. E. Smith, G. Swartz, and

- A. Triano, "Attainment of 10 % Conversion Efficiency in Amorphous Silicon Solar Cells". IEEE PV Spec. Conf., 1421, 1982.
- [Crandall 1983] Crandall R. "Modelling of thin film solar cells: uniform field approximation", J. Appl. Phys. 54, 7176, 1983.
- [del Cueto 1997] J. A. del Cueto and T. J. McMahon. "Performance of Single-Junction a-Si Modules Under Varying Conditions in the Field". IEEE PV Spec. Conf., 1205, 1997.
- [del Cueto 1999] J. A. del Cueto, and B. von Roedern. "Temperature-Induced Changes in the Performance of Amorphous Silicon Multi-Junction Modules in Controlled Light Soaking". Progress in Photovoltaics: Research and Applications 7, 101, 1999.
- [Dongaonkar 2010a] S. Dongaonkar, J. D. Servaites, G. M. Ford, S. Loser, J. Moore, R. M. Gelfand, H. Mohseni, H. W. Hillhouse, R. Agrawal, M. A. Ratner, T. J. Marks, M. S. Lundstrom, and M. A. Alam, "Universality of non-Ohmic shunt leakage in thin-film solar cells", J. Appl. Phys, 108, 124509, 2010.
- [Dongaonkar 2010b] S. Dongaonkar, K. Y, D. Wang, M. Frei, S. Mahapatra, and M. A. Alam, "On the Nature of Shunt Leakage in Amorphous Silicon p-i-n Solar Cells", IEEE Electron Device Letters, 31, 1266, 2010.
- [Dongaonkar 2011] S. Dongaonkar, K. Y., S. Mahapatra, and M. A. Alam, "Physics and Statistics of Non-Ohmic Shunt Conduction and Metastability in Amorphous Silicon p-i-n Solar Cells," IEEE Journal of Photovoltaics, 1, 111, 2011.
- [Friesen 2002] G. Friesen, D. Chianese, S. Rezzonico, A. Realini, N. Cereggetti, and E. Burà "Matrix method for energy rating calculations of PV modules", PV in Europe, 2002.
- [Friesen 2007] G. Friesen, R. Gottschalg, H. G. Beyer, S. Williams, A. Guerin de Montgareuil, N. van der Borg, W. G. J. H. M. van Sark, T. Huld, B. Müller, A. C. de Keizer,

- Y. Niu. "Intercomparison of Different Energy Prediction Methods within the European Project PERFORMANCE - Results of the 1st Round Robin". 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2007.
- [Friesen 2009] G. Friesen & S. Dittmann, S. Williams & R. Gottschalg, H. G. Beyer, A. Guerin de Montgareuil, Nico is N.J.C.M. van der Borg & A. R. Burgers, R. Kenny & T. Huld, B. Müller & C. Reise, J. Kurnik & M. Topic. "Intercoparison of Different Energy Prediction Methods within the European Project PERFORMANCE - Results of the 2nd Round Robin". 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2009.
- [Gottschalg 2003] R. Gottschalg, D. G. Infield and M. J. Kearney. "Experimental Study of Variations of the Solar Spectrum of Relevance to Thin Film Solar Cells". *Solar Energy Materials and Solar Cells* 79, 527, 2003.
- [Gottschalg 2004] R. Gottschalg, T. R. Betts, D. G. Infield and M. J. Kearney. "On the Importance of Considering the Incident Spectrum When Measuring the Outdoor Performance of Amorphous Silicon Photovoltaic Devices". *Meas. Sci. Technol.* 15, 460, 2004.
- [Gray 1989] J. L. Gray, "A computer model for the simulation of thin-film silicon-hydrogen alloy solar cells", *IEEE Trans. Electron Devices*, 36, 906, 1989
- [Green 1991] M. A. Green, "Recent progress in crystalline and polycrystalline silicon solar cells" *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 23, 111,1991.
- [Hack 1989] M. Hack and M. Shur, "Physics of amorphous silicon alloy p-i-n solar cells", *J. Appl. Phys.* 58, 997, 1985
- [Hegedus 1988] S. S. Hegedus, N. Salzman and E. Fagen, "The relation of dark and illuminated diode parameters to the open circuit voltage of amorphous silicon pin solar cells ", *J. Appl. Phys.* 63, 5126, 1988.

- [Hegedus 1997] S. S. Hegedus, “Current-Voltage Analysis of a-Si and a-SiGe Solar Cells Including Voltage-dependent Photocurrent Collection”, *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, 5, 151, 1997.
- [Hirata 1995] Y. Hirata and T. Tani. “Output Variation of Photovoltaic Modules with Environmental Factors - The Effect of Spectral Solar Radiation on Photovoltaic Module Output”. *Solar Energy* 55, 463, 1995.
- [Hirata 1998] Y. Hirata, T. Inasaka and T. Tani. “Output Variation of Photovoltaic Modules with Environmental Factors - Seasonal Variation”. *Solar Energy* 63, 185, 1998.
- [Hof 2000] Ch. Hof, N. Wyrsh, A. Shah, “Influence of electric field distortion and i-layer quality on the collection function of drift-driven a-Si:H solar cells”, *J. of Non-Crystalline Solids* 266, 2000.
- [Hubin 1995] J. Hubin and A. V. Shah, “Effect of the recombination function on the collection in p-i-n solar cell”, *Philos. Mag. B*, 72, 589, 1995.
- [IEC 61646] IEC 61646 International Standard, “Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval”, Bureau Central de la Commission Electrotechnique Internationale, Ginebra, 2008.
- [IEC 904-1] IEC 904-1 International Standard, “Photovoltaic devices. Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics”, Bureau Central de la Commission Electrotechnique Internationale, Ginebra, 1987.
- [Izu 1993] M. Izu, X. Deng, A. Krisko, K. Whelan, R. Young, H. C. Ovshinsky, K. L. Narasimhan, and S. R. Ovshinsky, “Manufacturing of Triple-Junction  $4 - ft^2$  a-Si Alloy PV Modules”, 23rd IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 919, 1993.
- [Jennings 1996] C. Jennings, B. Farmer, T. Townsend, P. Hutchinson, T. Reyes, C. Whitaker, J. Gough, D. Shipman, W. Stolte,

- H. Wenger, and T. Hoff. "PVUSA - The First Decade of Experience". *EEE PV Spec. Conf.*, 1513, 1996.
- [Justus 1985] C. G. Justus and M. V. Paris. "A model for solar spectral irradiance and radiance at the bottom and top of a cloudless atmosphere". *J. Climate and Appl. Meteorology*, 24, 193, 1985.
- [Karpov 2002] V. G. Karpov, A. D. Compaan, and Diana Shvydka. "Effects of nonuniformity in thin-film photovoltaics". *Appl. Phys. Lett.* 80, 4256, 2002.
- [Kasten 1989] F. Kasten and A. T. Young. "Revised optical air mass tables and approximation formula". *Applied Optics*, 28, 4735, 1989.
- [Kenny 2002] R. P. Kenny, E. D. Dunlop, T. Sample, K. Reitz, D. Anderson, "Energy Rating of Diverse PV Module Technologies Through Indoor and Outdoor Characterisation", *PV in Europe Conf*, 2002.
- [King 2000] D. L. King, J. A. Kratochvil and W. E. Boyson. "Stabilization and Performance Characteristics of Commercial Amorphous-Silicon PV Modules" *EEE PV Spec. Conf.*, 1446, 2000.
- [Kleiss 1993] G. Kleiss, A. Raicu and K. Bücher. "Temperature-Dependent Influence of a-Si:H Cell Degradation on the Energy Delivered Under Realistic Reporting Conditions". *IEEE PV Spec. Conf.*, 896, 1993.
- [Koishiyev 2009a] G. T. Koishiyev and J.R. Sites, "Impact of sheet resistance on 2-D modeling of thin-film solar cells", *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 93, 350, 2009.
- [Koishiyev 2009b] G. T. Koishiyev and J. R. Sites, "Effect of shunts on thin-film CdTe module performance", *Mater. Res. Soc. Symp. Proc.*, Vol. 1165, 203, 2009.
- [Kroposki 1997] B. Kroposki and R. Hansen, "Technical Evaluation of Four Amorphous Silicon Systems at NREL". *EEE PV Spec. Conf.*, 1357, 1997.

- [Kunz 2009] O. Kunz, J. Wong, J. Janssens, J. Bauer, O. Breitenstein and A.G. Aberle, "Shunting Problems Due to Sub-Micron Pinholes in Evaporated Solid-Phase Crystallised Poly-Si Thin-Film Solar Cells on Glass", *Prog. Photovolt: Res. Appl.* 17; 35, 2009.
- [Leckner 1978] B. Leckner. "The spectral distribution of solar radiation at the earth's surface - Elements of a model". *Solar Energy*, 20, 143, 1978.
- [Martin 2002] N. Martin, J. M. Ruiz. "A new model for PV modules angular losses under field conditions". *International Journal of Solar Energy*, 22, 19,2002.
- [Merten 1998a] J. Merten, J. M. Asensi, C. Voz, A. V. Shah, R. Platz and J. Andreu, "Improved equivalent circuit and analytical model for amorphous silicon solar cell and modules", *IEEE Trans. Electron Devices ED-45*, 423,1998.
- [Merten 1998b] J. Merten and J. Andreu. "Clear Separation of Seasonal Effects on the Performance of Amorphous Silicon Solar Modules by Outdoor I/V-Measurements". *Solar Energy Materials and Solar Cells* 52, 11, 1998.
- [Michalsky 1988a] J. Michalsky. "The Astronomical Almanac's algorithm for approximate solar position (1950-2050)". *Solar Energy* 40 (3), 227, 1988.
- [Michalsky 1998b] J. Michalsky. "ERRATA: The atronomical almanac's algorithm for approximate solar position (1950-2050)". *Solar Energy* 41 (1), 113, 1988.
- [Nonoruma 1982] S. Nonoruma, Y. Hamakawa and H. Okamoto, "Determination of the built-in potential in a-Si solar cells by means of electro-absorption method", *Jpn. J. Appl. Phys.*, 21,464, 1982.
- [Raicu 1991] A. Raicu, K. Heidler, G. Kleiss, K. Bücken, "Annual and seasonal energy rating of mono-Si. a-Si and GaAs test cells for the USA by the RRC method " *IEEE PV Spec. Conf.*, 744, 1991.

- [Rüther 1994] R. Rüther and J. Livingstone. “Seasonal Variations in Amorphous Silicon Solar Module Outputs and Thin Film Characteristics”. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 36, 29, 1994.
- [Shah 1995] A. V. Shah, R. Platz, H. Keppner, “Thin-film silicon solar cells: A review and selected trends”, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 38, 501,1995.
- [Souka 1996] A. F. Souka, H. H. Safwat. “Determination of the optimum orientations for the double exposure flat-plate collector and its reflections”, *Solar Energy*, 10, 170, 1996.
- [Staebler 1977] D. L. Staebler, C. R. Wronski, “Reversible conductivity changes in discharge-produced amorphous Si”, *Appl. Phys. Lett.* 31, 292,1977.
- [Straube 2011] H. Straube, J. M. Wagner, J. Schneider, and O. Breitenstein, “Quantitative evaluation of loss mechanisms in thin film solar cells using lock-in thermography”, *J. Appl. Phys.* 110, 84513, 2011.
- [Yang 1993] L. Yang and L. Chen, “Fast” and “Slow” metastable defects in hydrogenated amorphous silicon”. *Appl. Phys. Lett.* 63, 400,1993.