

UNIVERSIDADE DE SANTIAGO DE COMPOSTELA

Departamento de Electrónica e Computación



Tesis doctoral

**OPTIMIZACIÓN Y CARACTERIZACIÓN ELÉCTRICA DE
MÓDULOS PV DE TECNOLOGÍA DE LÁMINA DELGADA DE
SILICIO AMORFO**

Presentada por:

Pablo Otero Pérez

Dirigida por:

Antonio García Loureiro

Michael Vetter

Santiago de Compostela, Mayo de 2013

Dr. Antonio García Loureiro, Profesor Titular del Área de Electrónica de la Universidad de Santiago de Compostela

Dr. Ing. Michael Vetter, Director de Laboratorio de I+D de la Empresa T-Solar Global S. A.

HACEN CONSTAR:

Que la memoria titulada **OPTIMIZACIÓN Y CARACTERIZACIÓN ELÉCTRICA DE MÓDULOS PV DE TECNOLOGÍA DE LÁMINA DELGADA DE SILICIO AMORFO** ha sido realizada por **D. Pablo Otero Pérez** bajo nuestra dirección en el Departamento de Electrónica e Computación de la Universidad de Santiago de Compostela, y constituye la Tesis que presenta para optar al título de Doctor.

Santiago de Compostela, Mayo de 2013

Antonio García Loureiro
Codirector de la tesis

Michael Vetter
Codirector de la tesis

Pablo Otero Pérez
Autor de la tesis

A mis padres

*En los momentos de crisis, sólo la imaginación es
más importante que el conocimiento.*

Albert Einstein

Como no sabían que era imposible, lo hicieron.

Anónimo

Agradecimientos

En primer lugar expresar mi agradecimiento a todas aquellas personas que, aunque no nombre explícitamente en los posteriores párrafos, me han ayudado a realizar esta memoria.

Especial agradecimiento merecen mis directores de tesis, Antonio García Loureiro y Michael Vetter, por su constante ayuda, apoyo y comprensión a lo largo de estos años. Sin su esfuerzo y dedicación en los momentos de más dificultad no habría llegado hasta aquí. También me gustaría agradecer a Jordi Andreu y a Carlos Mata el apoyo y la confianza mostrada durante estos años.

A mis compañeros de T-Solar, en especial Jacinto, Amaury, Florent, Eva, Moruno, Montse, Oscar, Boris, Teresa, Luis, Iria, Marta, Laura, Manuel, James y Miguel, gracias por ser unos excelentes compañeros y crear un ambiente de trabajo insuperable. Sin vuestra ayuda esta memoria tampoco hubiera sido posible. Y a Charly, por su ayuda desde el primer día, por esa habilidad innata por innovar y por su amistad.

También me gustaría agradecer a los compañeros del CITIUS su buena acogida en esta última etapa de la tesis y en especial a Enrique por su infinita paciencia para solucionar cualquier tipo de problema informático.

Especial mención se merece Jose, compañero de trabajo, de tesis, de piso y sobre todo un gran amigo. Por tu ayuda, compañerismo y alegría en todo momento, muchas gracias y ánimo que ya te queda poco!

Al Séptimo Programa Marco de la Unión Europea, al Ministerio de Ciencia y Tecnología y a la Xunta de Galicia por la financiación a través de los proyectos HELATHIS (Nº 241378), TEC2010-17320 y IN841D-2010/14 respectivamente.

Por supuesto a mi familia, en especial a mis padres, por su apoyo incondicional. Y a mis amigos, por estar siempre ahí.

Santiago de Compostela, Mayo de 2013

Índice general

Introducción	1
1 Energía solar fotovoltaica	5
1.1. Situación actual: producción y mercado	5
1.2. Tecnología de lámina delgada	11
1.3. Silicio amorfo hidrogenado	15
1.4. T-Solar Global	19
1.5. Resumen	25
2 Optimización y control de los procesos de fabricación de módulos de a-Si:H	27
2.1. Procesos de fabricación de módulos de a-Si:H	28
2.2. Proceso de deposición de capas de silicio amorfo	38
2.3. Control de calidad de los procesos de fabricación	45
2.3.1. Control de calidad proceso PECVD	47
2.4. Mejoras en el proceso PECVD	54
2.5. Resumen	57
3 Caracterización eléctrica de módulos de a-Si:H	59
3.1. Equipo experimental	59
3.1.1. Instrumentos de medida	61
3.1.2. Software de control	65
3.2. Dependencias de los parámetros eléctricos con las condiciones ambientales	77
3.2.1. Dependencia con la irradiancia	77
3.2.2. Dependencia con la temperatura	82
3.2.3. Dependencia con el espectro solar	87

3.3.	Procedimientos de medida del rendimiento de los módulos	91
3.3.1.	Condiciones estándar de medida	92
3.3.2.	Condiciones nominales de operación	95
3.3.3.	Condiciones de baja irradiancia	98
3.3.4.	Parámetro de prestaciones	99
3.4.	Resumen	101
4	Degradación inducida por luz de los parámetros eléctricos de módulos de a-Si:H	103
4.1.	Metaestabilidad del a-Si:H: efecto Staebler-Wronski	104
4.1.1.	Modelos del efecto Staebler-Wronski	104
4.1.2.	Implicaciones del ESW en los módulos de a-Si:H	108
4.2.	Degradación inducida por luz de módulos de a-Si:H	110
4.2.1.	LID bajo exposición a la luz solar	111
4.2.2.	LID bajo exposición a luz artificial	112
4.3.	Estudios de degradación	118
4.3.1.	Estudio del grosor de la capa intrínseca	118
4.3.2.	Estudio del grosor de la capa dopada n	123
4.3.3.	Estudio del ajuste de potencia en las cámaras del PECVD	123
4.3.4.	Estudio del tandem aSi:H-aSi:H	125
4.4.	Resumen	128
5	Modelado y simulación de células solares de a-Si:H	129
5.1.	Modelos físicos de dispositivos basados en a-Si:H	130
5.1.1.	Propiedades características del a-Si:H	131
5.1.2.	Sistema de ecuaciones fundamentales	132
5.1.3.	Diagrama de bandas de energía y concentración de portadores	132
5.1.4.	Condiciones de contorno	134
5.1.5.	Distribución de la densidad de estados	135
5.1.6.	Estadísticas de generación-recombinación	138
5.1.7.	Fotogeneración de portadores	140
5.2.	Resultados de la simulación de una célula solar de a-Si:H	141
5.2.1.	Estructura del dispositivo y parámetros de entrada en el modelo	142
5.2.2.	Resultados eléctricos simulados y experimentales	144
5.3.	Resumen	149

<i>Índice general</i>	XIII
Conclusiones	151
Bibliografía	155

Índice de figuras

1.1.	Evolución de la producción mundial de módulos fotovoltaicos/células solares entre los años 2000 a 2011	7
1.2.	Potencia fotovoltaica anual instalada desde el año 2000 hasta el 2011.	8
1.3.	Potencia acumulada en instalaciones fotovoltaicas desde el año 2000 hasta el 2011.	8
1.4.	Capacidad de generación de electricidad instalada-desinstalada en Europa en el año 2011.	9
1.5.	Producción fotovoltaica mundial en el 2011 y crecimiento planificado de la producción en los próximos años para los diferentes países.	11
1.6.	Esquema de la estructura de una célula solar con configuración p-i-n depositada sobre un sustrato TCO-vidrio (a) y configuración n-i-p depositada sobre un sustrato TCO-metal (b).	12
1.7.	Esquema de la sección transversal de una célula solar ideal sobre un sustrato de metal (M) con estructura tándem n-i-p/n-i-p (a) y diagrama explicativo de bandas de energía bajo condiciones de cortocircuito (b).	14
1.8.	Esquema de la distribución de densidad de estados (DOS) en el silicio amorfo intrínseco.	16
1.9.	Esquema del diagrama de bandas de una célula solar de a-Si:H ideal (a), una célula solar de a-Si:H real en estado inicial (b), y una célula solar de a-Si:H real en estado degradado (c).	18
1.10.	Actividades de negocio del grupo T-Solar.	20
1.11.	Fotografía aérea de la fábrica de módulos de a-Si:H de T-Solar en Orense. . .	21

1.12.	Fotografías de arriba a abajo y de izquierda a derecha: huerto solar de Saelices (Cuenca) con módulos tamaño <i>full</i> de a-Si:H, centro de gestión de los huertos en Madrid, instalación de módulos tamaño cuarto de a-Si:H en el aparcamiento de la fábrica, huerto solar en el Carpio (Córdoba) de 9,6 MW_p y huerto solar en Arnedo (La Rioja) de 34,2. MW_p	24
2.1.	Esquema con los tres cortes láser utilizados para la conexión en serie de las células.	29
2.2.	Esquema con los principales procesos de fabricación de nuestra línea de producción.	30
2.3.	Material de entrada en la línea: hoja de vidrio de 5,72 m^2 con una capa de TCO.	31
2.4.	Esquema del grabado láser sobre el TCO.	31
2.5.	Fotografía del equipo de deposición PECVD utilizado en la producción industrial de módulos de a-Si:H.	32
2.6.	Esquema del grabado láser sobre las capas de silicio amorfo.	33
2.7.	Esquema del grabado láser sobre las capas del contacto trasero y las capas de a-Si:H.	34
2.8.	Diferentes tamaños de los módulos configurables en la mesa de corte.	35
2.9.	Equipo de laminación de los módulos.	37
2.10.	Fotografía de un módulo tamaño <i>full</i> y un módulo tamaño cuarto al final de la línea de fabricación.	38
2.11.	Secuencia de reacciones que tienen lugar en el proceso de deposición de las capas de a-Si:H.	39
2.12.	Esquema con los principales componentes de una cámara de proceso PECVD.	41
2.13.	Sistema de tuberías necesarias para la gestión de gases en el PECVD.	42
2.14.	Esquema de las cámaras que forman el equipo de depósito del PECVD.	44
2.15.	Control en línea de la calidad de los procesos de fabricación.	46
2.16.	Perfil estándar del grosor de una capa de a-Si:H tipo n.	49
2.17.	Perfil del grosor de una capa de a-Si:H tipo n con un problema de no-uniformidad.	49
2.18.	Propiedades eléctricas y ópticas de una capa de a-Si:H tipo n a lo largo del tiempo.	50

2.19.	Grosor de la estructura p-i-n de a-Si:H medido en el BVS para las diferentes cámaras del PECVD.	51
2.20.	Eficiencia estabilizada de las células distribuidas a lo largo de la diagonal del módulo.	52
2.21.	Porcentajes de scrap detectados en el QASR en el año 2012.	53
2.22.	Porcentajes de scrap por baja eficiencia detectados en el simulador solar en el año 2012.	53
2.23.	Evolución de la eficiencia de los módulos en los últimos cuatro años.	55
2.24.	Histograma de la eficiencia de los módulos de producción en los últimos años.	56
2.25.	Evolución del <i>throughput</i> de la línea y de la capacidad de producción anualizada en los últimos años.	56
2.26.	Curva I-V y parámetros eléctricos en condiciones STC del módulo récord.	57
3.1.	Esquema con los principales componentes del <i>Outdoor test station</i>	60
3.2.	Vista aérea de las diferentes estructuras del <i>Outdoor test station</i>	61
3.3.	Sensores de irradiancia y sensores meteorológicos	62
3.4.	Armario con los multímetros y cargas electrónicas.	63
3.5.	Esquema con las diferentes etapas de control del <i>switch</i>	64
3.6.	Fotografías del seguidor solar y del sistema de engranajes en dos ejes.	64
3.7.	Esquema de las etapas de control del seguidor solar.	65
3.8.	Máquina de estados del software de control del <i>Outdoor test station</i>	66
3.9.	Visualización del panel frontal del software en el modo meteorológico.	68
3.10.	Criterios para cambiar el modo de medida.	69
3.11.	Visualización del panel frontal del software en el modo de curva IV.	70
3.12.	Esquema con las anomalías más frecuentes al trazar una curva IV.	71
3.13.	Método de validación de la curva IV a partir del cálculo de la derivada en cada punto.	72
3.14.	Rangos en los que se divide la curva IV para calcular los diferentes parámetros eléctricos.	72
3.15.	Visualización del panel frontal del software en el modo de coeficientes de temperatura mostrando la temperatura del módulo en tiempo real.	74
3.16.	Menú principal del software de control.	75
3.17.	Menú de configuración de los parámetros de medida.	76

3.18.	Corriente de cortocircuito frente a la irradiancia medida con diferentes sensores: piranómetro térmico, célula de referencia cristalina filtrada y módulo de referencia de a-Si:H.	79
3.19.	Tensión en circuito abierto frente a la irradiancia.	80
3.20.	Tensión en circuito abierto frente a la irradiancia en escala logarítmica. . . .	80
3.21.	<i>Fill factor</i> frente a la irradiancia	81
3.22.	Dependencia de los parámetros eléctricos normalizados a 1000 W/m^2 frente a la irradiancia.	81
3.23.	Desviación del comportamiento lineal de V_{oc} frente a la temperatura durante el calentamiento del módulo.	83
3.24.	Comportamiento de la temperatura exterior (T_{ext}) y de la temperatura interior (T_{in}) con el tiempo.	84
3.25.	Variación de la tensión en circuito abierto (V_{oc}) y de la tensión en el punto de máxima potencia (V_{mpp}) frente a la temperatura del módulo.	85
3.26.	Variación de la corriente de cortocircuito (I_{sc}) y de la corriente de máxima potencia (I_{mpp}) con la temperatura del módulo.	86
3.27.	Comportamiento de los principales parámetros eléctricos normalizados al valor de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ con la temperatura.	87
3.28.	Corriente de cortocircuito normalizada a AM 1,5 medida con el piranómetro térmico a lo largo del tiempo. Variación anual del coeficiente AM al mediodía solar en Orense.	89
3.29.	Dependencia de la corriente de cortocircuito con el coeficiente AM. La corriente baja según aumenta el coeficiente AM debido al desplazamiento hacia el rojo del espectro solar.	90
3.30.	Variación estacional de los parámetros eléctricos corregidos a 1000 W/m^2 y $25 \text{ }^\circ\text{C}$, medidos con el módulo de referencia de a-Si:H (eje principal). Temperatura media de los módulos en los últimos 30 días (eje secundario). . .	91
3.31.	Variación estacional de la potencia corregida a 1000 W/m^2 y $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Los triángulos azules representan la potencia medida con el piranómetro térmico y los triángulos rojos la potencia medida con el módulo de referencia de a-Si:H aplicando la corrección del efecto térmico estacional.	92
3.32.	Diferencia de temperatura de la célula y temperatura ambiente frente a la irradiancia.	97

3.33.	Eficiencia normalizada a 1000 W/m^2 frente a la irradiancia.	98
3.34.	Parámetro de prestación de un módulo en Orense durante dos años y temperatura del módulo en el mismo intervalo.	100
3.35.	Evolución del PR y de la temperatura ambiente de un huerto solar con módulos de a-Si:H instalado en la India.	101
4.1.	Esquema de la estructura atómica del a-Si:H.	105
4.2.	Configuración atómica del a-Si:H antes de la iluminación (a), creación de dos DB (b) difusión del hidrógeno en la red y creación de estados metaestables (c).	107
4.3.	Curva de degradación de la potencia y parámetros eléctricos estabilizados de un módulo cuarto.	112
4.4.	Curvas de degradación de la potencia normalizadas al valor inicial para las diferentes generaciones de módulos.	113
4.5.	Coefficientes de degradación de siete módulos expuestos a la luz solar en diferentes épocas del año.	113
4.6.	Curvas de degradación de los principales parámetros eléctricos.	114
4.7.	Fotografía de la estación de degradación de módulos expuestos a luz artificial.	115
4.8.	Energía emitida por longitud de onda de una lámpara utilizada en el LSS.	116
4.9.	Curva de la potencia normalizada de un módulo degradado en el <i>Outdoor test station</i> y de uno degradado en el LSS.	117
4.10.	Potencia inicial y estabilizada de módulos tamaño cuarto en función del grosor de la capa intrínseca.	119
4.11.	<i>Fill factor</i> inicial y degradado normalizados al valor degradado de 200 nm en función del grosor de la capa intrínseca.	120
4.12.	Corriente de cortocircuito inicial y degradada normalizadas al valor degradado de 200 nm en función del grosor de la capa intrínseca.	120
4.13.	Tensión en circuito abierto inicial y degradada normalizadas al valor degradado de 200 nm en función del grosor de la capa intrínseca.	121
4.14.	Factores de degradación de los principales parámetros eléctricos en función del grosor de la capa intrínseca.	122
4.15.	Paso de paneles por el CVD y capacidad anual de producción de la fábrica en función del grosor de la capa intrínseca.	122

4.16.	Potencia inicial y estabilizada normalizadas al valor inicial de 130 Å en función del grosor de la capa dopada n. En el eje de la derecha se muestra el coeficiente de degradación de la potencia en función del grosor de la capa n.	124
4.17.	Potencia inicial y degradada de módulos fabricados en las diferentes cámaras del PECVD.	125
4.18.	Curva degradación de la potencia de un módulo de unión simple y de un módulo tándem.	126
4.19.	Tensión en circuito abierto en función de la iluminación para un módulo de unión simple y para un módulo tándem.	127
4.20.	Corriente de cortocircuito en función de la iluminación para un módulo de unión simple y para un módulo tándem.	127
4.21.	<i>Fill factor</i> en función de la iluminación para un módulo de unión simple y para un módulo tándem.	128
5.1.	Diagrama de bandas de energía de la estructura p-i-n de una célula solar de a-Si:H en iluminación.	133
5.2.	Modelo estándar de la distribución de DOS en el a-Si:H en escala lineal.	136
5.3.	Modelo estándar de la distribución de DOS en el a-Si:H en escala logarítmica.	137
5.4.	Esquema con los diferentes tipos de estados localizados presentes en el a-Si:H y estadística de R-G aplicada para cada caso.	139
5.5.	Esquema con las posibles transiciones electrónicas entre un nivel de energía en la banda prohibida y los estados extendidos de la banda de valencia y de conducción según la estadística Shockley-Read-Hall.	140
5.6.	Esquema con las posibles transiciones electrónicas entre un centro R-G y los estados extendidos de la banda de valencia y de conducción según la estadística de Sah-Shockley.	140
5.7.	Esquema de la estructura de una célula solar de a-Si:H usada en la simulación.	142
5.8.	Curvas JV en el estado inicial y degradado para una célula experimental de 1 cm ² (línea continua) y una célula simulada (línea discontinua).	145
5.9.	Eficiencias iniciales y estabilizadas en función del grosor de capa intrínseca obtenidas en la simulación de una célula solar de a-Si:H (líneas continuas). Potencias iniciales y estabilizadas de módulos tamaño cuarto medidas experimentalmente en función del grosor de la capa intrínseca (líneas discontinuas).	147

5.10.	Curvas JV simuladas de una célula solar de a-Si:H para diferentes temperaturas de operación.	148
5.11.	Coeficientes de temperatura de V_{oc} para diferentes grosores de capa intrínseca y comparación con el coeficiente experimental.	149

Índice de tablas

3.1.	Aplicación del procedimiento de medida en condiciones STC para un módulo tamaño <i>full</i> TS410.	95
3.2.	Parámetros eléctricos de un módulo TS390 con diferentes condiciones de medida.	99
4.1.	Tabla con los factores espectrales para los diferentes intervalos de longitud de onda.	115
5.1.	Tabla resumen con los parámetros de entrada utilizados en el modelo. . . .	144
5.2.	Parámetros eléctricos de una célula solar de a-Si:H obtenidos en la simulación y experimentalmente para el estado inicial y el degradado. . . .	146

Introducción

Desde siempre, la energía ha representado una necesidad básica para la vida del hombre que ha incrementado su bienestar y ha conseguido un mayor desarrollo social y económico a medida que se han ido descubriendo nuevos recursos y aplicaciones. En la sociedad actual, la energía que consumimos proviene mayoritariamente de combustibles fósiles como el petróleo, el gas natural y el carbón, que se han generado durante largos periodos geológicos y no son renovables, por lo que son recursos limitados.

La tendencia creciente de los precios derivada de la escasez de la oferta, sumada a la dependencia energética de los países productores y la influencia negativa que la utilización masiva de estos combustibles fósiles tiene en el cambio climático, han obligado a multitud de países a reorientar sus políticas energéticas hacia el aprovechamiento de recursos renovables e inagotables, como es el caso del Sol, que además es una fuente energética inocua y ubicua.

El Sol envía cada año sobre la Tierra una cantidad de energía equivalente a más de 2.000 veces el consumo energético mundial, lo que convierte a la tecnología fotovoltaica en una de las alternativas más viables y eficaces para garantizar en el futuro el abastecimiento de energía eléctrica manteniendo el respecto al medio ambiente en todas las fases del proceso de producción y generación.

Actualmente, el mercado de la energía solar fotovoltaica está dominado por células solares basadas en obleas de silicio cristalino (c-Si). Aunque la eficiencia de conversión de estas células puede alcanzar el 25% [GEH⁺12], el mayor inconveniente del silicio cristalino es el hecho de que se trata de un material de *bandgap* indirecto. Esto significa que para la fotoexcitación de un electrón desde la banda de valencia a la banda de conducción también se necesita la participación de un fonón. Como consecuencia, la absorción en el material es baja y se necesitan capas muy gruesas para tener una absorción de la luz eficiente. Esto provoca que los costes de material en este tipo de dispositivos sean altos.

Como alternativa a las tecnologías basadas en obleas, en los últimos años despertó un gran interés también a nivel industrial la tecnología de lámina delgada y en particular los módulos fabricados con silicio amorfo hidrogenado (a-Si:H). La principal ventaja que presenta el a-Si:H en comparación con el silicio cristalino es que tiene un coeficiente de absorción mucho mayor lo que permite utilizar unos grosores de capas activas mucho menores. Además los procesos de fabricación necesitan menos energía y son más automatizables. Todo esto provoca que los costes de fabricación y el retorno energético de los módulos de a-Si:H sean menores que el de los módulos de silicio cristalino.

Este trabajo se enmarca en una de las líneas de investigación del departamento de I+D de la empresa T-Solar Global S.A y ha sido desarrollado en colaboración con el grupo de investigación de Arquitectura de Computadores del departamento de Electrónica y Computación de la Universidad de Santiago de Compostela.

Esta memoria se ha estructurado en cinco capítulos. En el primero se hace una breve descripción del estado del arte de la energía solar fotovoltaica centrándonos en la evolución de la producción, así como en el mercado de módulos y células solares en la última década. En particular, se presenta la tecnología de lámina delgada como una alternativa competitiva a la tecnología predominante de silicio cristalino. Dentro de las tecnologías de lámina delgada, se explica el funcionamiento y la estructura estándar de una célula solar de silicio amorfo hidrogenado así como las ventajas e inconvenientes que presentan actualmente estos dispositivos. Por último se presenta la empresa T-Solar Global S. A. como ejemplo de proyecto que abarca todas las actividades que forman la cadena de valor del sector solar: fabricación de módulos, explotación de huertos fotovoltaicos y comercialización de la energía eléctrica.

En el segundo capítulo se describen los principales procesos de fabricación de módulos de a-Si:H en tecnología de lámina delgada. Para asegurar todos los requisitos de calidad necesarios para obtener módulos con alto rendimiento al final de la línea de producción se realiza un exhaustivo control de calidad de todos los procesos de fabricación dentro y fuera de la línea. En lo que se refiere al rendimiento eléctrico del módulo, tienen gran importancia los procesos relacionados con la formación de la estructura p-i-n de a-Si:H y en particular el proceso de deposición química en fase vapor activado por plasma (*plasma enhanced chemical vapor deposition*, PECVD). Se describen en detalle las principales características del proceso PECVD y del equipo de depósito utilizado en la producción industrial. También se presentan las principales medidas de control que se realizan para garantizar la calidad de las capas de a-Si:H depositadas. Las diferentes herramientas de control de calidad también se utilizan

para optimizar los procesos y mejorar las propiedades eléctricas y ópticas del material. Todo esto ha favorecido la continua evolución en la eficiencia de los módulos y el incremento en la capacidad de producción de la línea durante los últimos años.

En el tercer capítulo se presenta la estación de medida de módulos en condiciones ambientales desarrollada por el equipo de I+D de T-Solar en los últimos años. Para la exitosa comercialización de cualquier tecnología fotovoltaica es importante entender el comportamiento eléctrico de los módulos ante diferentes condiciones climáticas. En el caso de la tecnología de silicio amorfo, se vuelve imprescindible debido al proceso de degradación de los parámetros eléctricos que sufren los módulos durante las primeras horas de exposición a la luz solar y por las fluctuaciones en el rendimiento del módulo a lo largo del tiempo debido a las condiciones climáticas. Este capítulo se centra en la caracterización de los parámetros eléctricos estabilizados (una vez superados las primeras horas de exposición a la luz) y se estudian los principales factores que afectan a la medida: la temperatura del módulo, el nivel de irradiancia, el espectro solar y cambios en las propiedades del material debido a la historia térmica del módulo. En la segunda parte del capítulo se describen los diferentes procedimientos de medida utilizados para evaluar y comparar el rendimiento eléctrico de módulos de a-Si:H en tecnología de lámina delgada.

En el cuarto capítulo se explica el proceso de degradación que sufren las características eléctricas de los módulos de a-Si:H conocido como efecto Staebler-Wronski (ESW) en referencia a sus descubridores. Este efecto depende fundamentalmente de la energía incidente en el módulo y de su temperatura de operación. La degradación de la potencia que puede generar el módulo es mayor en los primeros momentos de exposición y tras varios cientos de horas se produce una saturación de forma que las características eléctricas del módulo ya no se reducen más por este efecto. En este capítulo se presentan algunos de los modelos utilizados para explicar este efecto así como las principales implicaciones del ESW en los módulos de silicio amorfo hidrogenado. Como el comportamiento eléctrico inicial del módulo no siempre coincide con su comportamiento estabilizado, los estudios de degradación se vuelven un proceso crucial para desarrollar y optimizar la tecnología del silicio amorfo. Se presentan los resultados eléctricos de algunos de los estudios de degradación realizados en los últimos años y que permitieron mejorar el rendimiento de los módulos así como la productividad de la línea de fabricación.

En el último capítulo se presenta la simulación de células solares de a-Si:H como una herramienta imprescindible para continuar incrementando el rendimiento de los módulos y

reduciendo los costes de fabricación de esta tecnología. En la primera parte del capítulo se resumen los modelos físicos que describen las propiedades de los dispositivos basados en a-Si:H y se presenta un modelo desarrollado con el software Sentaurus TCAD (Synopsys Inc.) que permite analizar y optimizar dispositivos semiconductores fabricados con diferentes materiales. En la segunda parte se comparan algunos de los resultados obtenidos en la simulación de una célula solar de a-Si:H con las medidas experimentales de células y módulos fabricados en nuestra línea de producción.

Para finalizar indicamos las principales conclusiones así como los logros conseguidos durante el desarrollo de esta tesis de doctorado.

CAPÍTULO 1

ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

En este capítulo se presenta una visión general del estado del arte de la energía solar fotovoltaica centrándonos en la evolución de la producción así como en el mercado de módulos y células solares en la última década. En particular, se presenta la tecnología de lámina delgada como una alternativa competitiva a las tecnologías más predominantes hasta el momento como por ejemplo la tecnología de silicio cristalino (c-Si). Dentro de la tecnología de lámina delgada se profundiza en los dispositivos fabricados con silicio amorfo hidrogenado (a-Si:H) describiendo brevemente algunas de las propiedades que lo caracterizan y que lo hacen una opción muy atractiva para el uso en células solares y módulos fotovoltaicos. Por último se describe la actividad de la empresa T-Solar Global S.A. como ejemplo de un proyecto nacional donde se han integrado todas las actividades que forman la cadena de valor del sector solar: fabricación de módulos, promoción, explotación de centrales fotovoltaicas y comercialización de la energía eléctrica generada.

1.1. Situación actual: producción y mercado

En junio de 2009 entró en vigor la Directiva Europea “*Promotion of the Use of Energy from Renewable Sources*” [Com09] en la cual se establecen las medidas necesarias para que Europa reduzca las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20% para el año 2020. Su principal objetivo es estabilizar la concentración de gases de efecto invernadero en atmósfera en el rango de 450 a 550 partes por millón (ppm).

La Agencia Internacional de la Energía (IEA) estima en la publicación “*Energy Technology Perspectives 2010*” [Age] que los requisitos adicionales de inversión en el sector ener-

gético entre el 2010 y el 2050, en comparación con el escenario base de 18 trillones de euros, alcanzarían los 7,15 trillones de euros para el escenario de 450 ppm. Aunque a primera vista parece una gran inversión adicional, es una cantidad muy inferior a lo que supondría continuar con los subsidios a los combustibles fósiles los próximos 40 años (14,6 trillones de euros).

A finales de 2011, la Comisión Europea a través de “*Energy Roadmap 2050*” [Com11] puso de manifiesto la necesidad de decidir, antes de la fecha planificada de 2018, sobre los nuevos objetivos de generación de energía que se deben cumplir a partir del 2020. El debate sobre los objetivos de las energías renovables para el año 2030 está cada vez más latente y el Consejo Europeo de Energías Renovables (EREC) ya presentó su solicitud para fijar un objetivo del 45 % de generación de energía a través de fuentes renovables en la Unión Europea para el 2030.

En este marco, la energía fotovoltaica es una de las principales opciones tecnológicas para reducir la dependencia de los combustibles fósiles. Los recursos solares en Europa y en el resto del mundo son abundantes y no pueden ser monopolizados por un solo país. En el año 2011, la producción de módulos/células solares de la industria fotovoltaica aumentó en casi un 40 % alcanzando un volumen de producción mundial próximo a los 35 GW (Figura 1.1) [JW12]. En la última década, la industria fotovoltaica es una de las industrias con mayores tasas anuales de crecimiento con valores entre el 40-90 %. En los últimos cinco años el mayor crecimiento se pudo observar en Asia, donde China y Taiwan juntos representan actualmente más del 65 % de la producción mundial.

Los fabricantes de módulos solares y empresas relacionadas con el sector de la energía solar que cotizan en bolsa han atraído a un número cada vez mayor de inversores privados e institucionales. En el año 2011, las nuevas inversiones a nivel mundial en energías renovables y en el sector de la eficiencia energética se incrementaron hasta alcanzar un valor récord de 202 billones de €, incluyendo 19,8 billones de € en investigación y desarrollo [JW12]. Más del 85 % (173 billones de €) de estas inversiones fueron no-gubernamentales. Estas inversiones dieron lugar a una capacidad récord de generación con energías limpias de 83,5 GW. La capacidad total alcanzó un valor superior a 565 GW, lo que supone más del 50 % de la capacidad mundial de generación con energía nuclear. Por segundo año consecutivo, la energía solar fotovoltaica atrajo la mayor cantidad de nuevas inversiones en energías renovables alcanzando los 98,5 billones de €, lo que supone un incremento del 44 %.

En la figura 1.2 se puede ver la evolución del mercado fotovoltaico conectado a red en la última década. El mayor crecimiento se obtuvo en el 2010 donde se dobló el mercado con

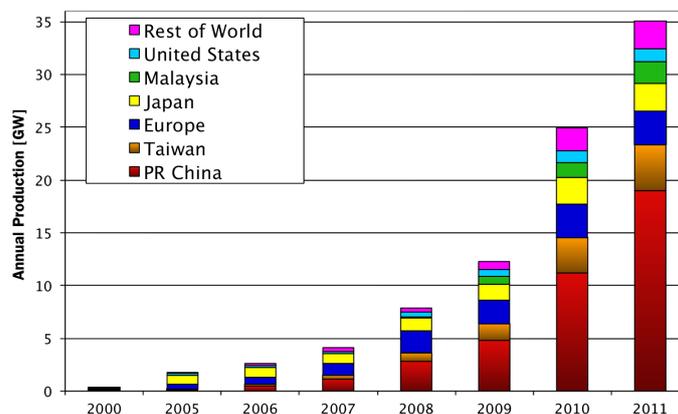


Figura 1.1: Evolución de la producción mundial de módulos fotovoltaicos/células solares desde el año 2000 hasta el 2011 [JW12].

respecto al 2009 llegando a un volumen de 20,9 GW. Este incremento se debió en parte a los sistemas en Italia, que se instalaron en 2009 y no se conectaron a la red hasta el 2010. En 2011, a pesar de las difíciles condiciones económicas, el mercado fotovoltaico volvió a crecer en torno a un 30%. Además del continuo crecimiento de Alemania, empezó a notarse el rápido crecimiento de los mercados fuera de Europa, donde destacan China y E.E.U.U. dando como resultado una capacidad instalada de casi 27 GW en 2011 a nivel mundial. No se tienen unos valores exactos de cuanto representan los sistemas no conectados a la red debido a la dificultad que conlleva realizar el seguimiento. Una estimación conservadora es que representan aproximadamente entre 400-800 MW repartidos en la red rural, equipos de comunicación y productos de consumo.

En la última década la capacidad de generación de electricidad con energía fotovoltaica ha aumentado desde los 180 MW en el año 2000 hasta los 70 GW en el 2011. La Unión Europea es el líder en instalaciones fotovoltaicas con más del 70% (51 GW) de la capacidad total (Figura 1.3) [Ass12].

En el 2011 se conectaron a la red en la Unión Europea 46,1 GW de nueva capacidad de generación eléctrica (todas las tecnologías) y se retiraron 7,8 GW (sobre todo 6 GW de energía nuclear), resultando 38,3 GW (Figura 1.4). A continuación se detallan las principales fuentes de generación de energía que contribuyeron a esta nueva capacidad. La energía fotovoltaica

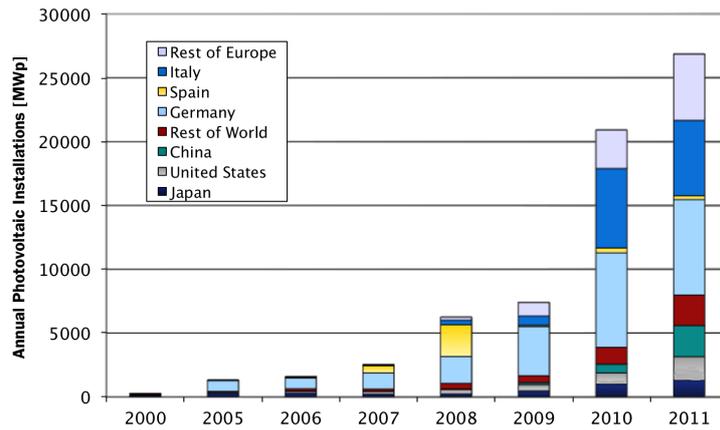


Figura 1.2: Instalación fotovoltaica anual desde el año 2000 hasta el 2011 [JW12].

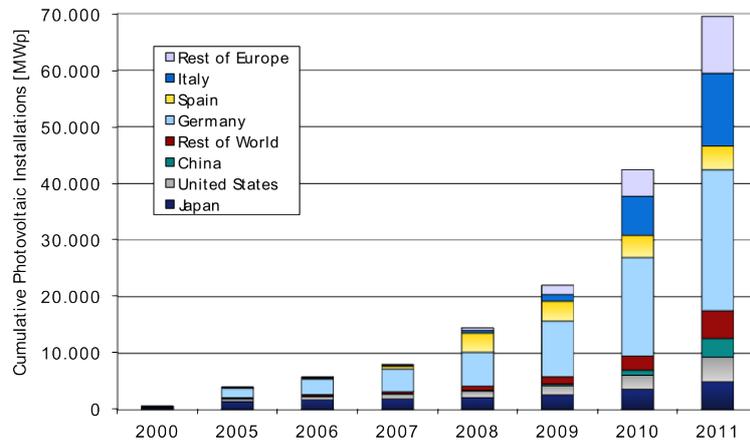


Figura 1.3: Potencia acumulada en instalaciones fotovoltaicas desde el año 2000 hasta el 2011 [JW12].

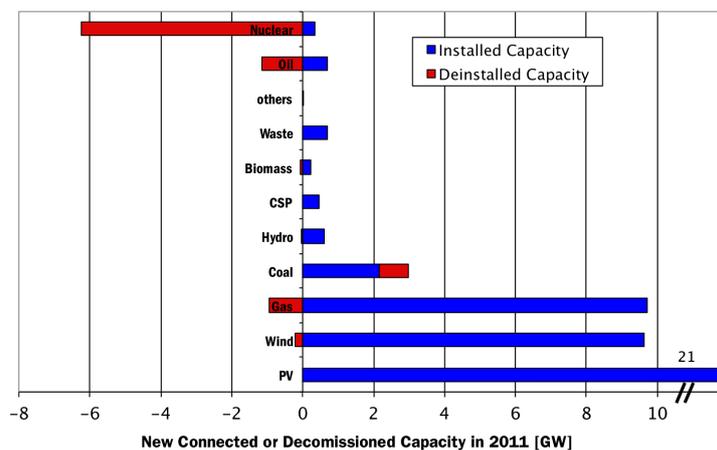


Figura 1.4: Capacidad de generación de electricidad instalada-desinstalada en Europa en el año 2011 [JW12].

conectada a red se encuentra en el primer puesto con 21,5 GW (la capacidad PV conectada en 2011 tiene en cuenta las plantas que se construyeron en 2010 pero no se conectaron a la red hasta el 2011, principalmente en Italia), lo que representa el 56% de la nueva capacidad de generación de energía conectada a la red. La energía eólica ocupa el segundo lugar con 9,4 GW (25%), seguido por 8,8 GW (23%) de centrales eléctricas de gas y 3,1 GW (8%) de centrales eléctricas de carbón. Con menor capacidad se encuentran las centrales hidroeléctricas con 590 MW (1,5%), la energía procedente de la biomasa con 170 MW (>1%) y la procedente de los residuos con 70 MW (>1%). El balance de capacidad conectada-desconectada de la red en el 2011 para las plantas de gasoil y las plantas nucleares fue negativo, con una disminución de 447 MW y 5,9 GW respectivamente. La cuota de nueva potencia instalada con energías renovables en Europa en el 2011 representó más del 65% del total de capacidad de generación de energía instalada.

España sigue siendo el tercer país de Europa en relación a la capacidad total instalada con 4,2 GW. La mayor parte de esta capacidad se instaló en 2008, cuando España fue el mayor mercado con cerca de 2,7 GW [Ass12]. Se duplicó la capacidad esperada debido a una carrera extraordinaria por instalar sistemas PV antes de que el Gobierno español estableciera un tope de 500 MW anuales de nuevas instalaciones en el otoño de 2008. Se revisó el Real Decreto 1758/2008 por el que se establecían primas en las tarifas considerablemente más bajas para los nuevos sistemas y limitadas a un mercado anual de 500 MW, con la condición de que dos

tercios de esta potencia debían montarse en azoteas y no solo en campo libre como hasta ese momento. Estos cambios dieron lugar a una nueva capacidad instalada de aproximadamente 20 MW en el 2009, 370 MW en 2010 y 350 MW en 2011. En mayo de 2012, la electricidad generada con energía procedente de sistemas fotovoltaicos representó el 4,5 % de la demanda total de electricidad en España, de acuerdo con los datos de Red Eléctrica España [En12]. En enero de 2012, el Gobierno aprobó el Real Decreto 1/12 [BOE12], que suspendió la remuneración pre-asignada a los nuevos sistemas con energías renovables, afectando a cerca de 550 MW de instalaciones solares fotovoltaicas planificadas. La justificación dada fue que el sistema de energía de España cuenta con más de 25 billones de euros de déficit de tarifa y se argumentó que el régimen especial para las energías renovables era la principal causa. Sin embargo, durante más de una década, el gobierno ha impedido que los servicios públicos cobraran a los consumidores los verdaderos costes de la electricidad. En vez de subir el precio al mismo tiempo que lo hacían los costes de generación de electricidad (debido al incremento en el precio del carbón o del gas natural, la inflación o cambios en la política energética y medioambiental), el gobierno permitió crear un esquema de aplazamiento donde se suponía que se podría recuperar el déficit anual a partir de los ingresos generados en los años siguientes. En enero de 2007, la Comisión Europea abrió una investigación en profundidad para examinar la potencial ayuda a las grandes empresas así como a las distribuidoras de electricidad en España, debido a la forma artificial de regular las tarifas de electricidad [Com07]. En 2005, estas tarifas reguladas dieron lugar a un déficit de 3,8 billones de euros en el sistema eléctrico español que ascendieron a casi 9 billones de euros en el 2007, una época en que los pagos bajo régimen especial para las energías renovables eran aún limitados.

En la figura 1.5 se muestra la tendencia de la capacidad de producción fotovoltaica planificada en los diferentes países durante los próximos años [JW12]. Si se cumple con el incremento de capacidad planificado, en el 2015 China tendrá aproximadamente el 61,1 % de la capacidad mundial (119 GW), seguido por Taiwán (14,3 %), Europa y Japón (5,5 %). Estos planes de crecimiento de la producción tan ambiciosos solamente se alcanzarán si los mercados y la competencia en el sector continúan creciendo. De esta forma los precios de los sistemas fotovoltaicos continuarán descendiendo en todo el mundo y la electricidad procedente de estos sistemas será para los consumidores incluso más barata que la procedente de las fuentes convencionales. Alcanzar esta reducción de costes en la electricidad fotovoltaica no solo depende de fabricar los elementos que forman los sistemas PV más baratos sino que

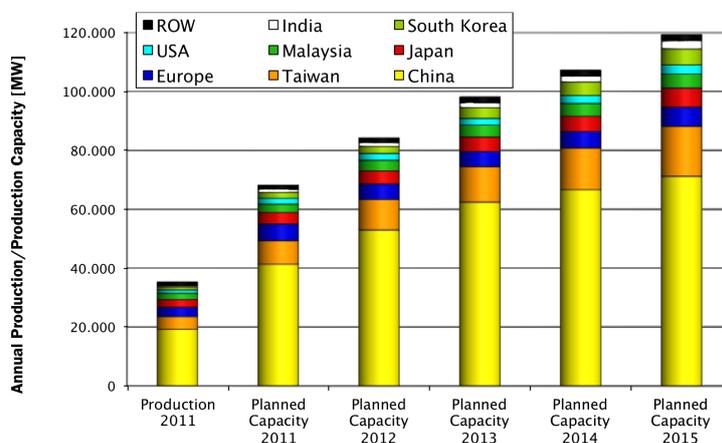


Figura 1.5: Producción fotovoltaica mundial en el 2011 y crecimiento planificado de la producción en los próximos años para los diferentes países [JW12].

también toma gran importancia reducir los costes asociados a la integración de los sistemas PV con las infraestructuras existentes.

1.2. Tecnología de lámina delgada

Varios materiales de lámina delgada como telurio de cadmio (CdTe), el diseleniuro de cobre-indio-galio (CIGS), el silicio de lámina delgada que engloba ejemplos como el silicio amorfo (a-Si) y sus aleaciones (silicio-germanio (SiGe) o el carburo de silicio(SiC)), son investigados en todo el mundo como una alternativa a la producción de células solares y módulos de silicio cristalino (c-Si). La mayoría de los materiales de lámina delgada se caracterizan por fabricarse a través de un proceso de deposición de las capas sobre un sustrato, tanto por deposición física en fase vapor (*physical vapor deposition*, PVD) como por deposición química en fase vapor (*chemical vapor deposition*, CVD). En este caso, las bajas temperaturas de deposición utilizadas permiten emplear sustratos baratos y flexibles. Como consecuencia, los materiales de lámina delgada y por tanto las células solares fabricadas con estos materiales implican un coste de producción menor que otras tecnologías dando lugar a una mejor relación precio-potencia. En la actualidad, la mayor eficiencia lograda en una célula solar con

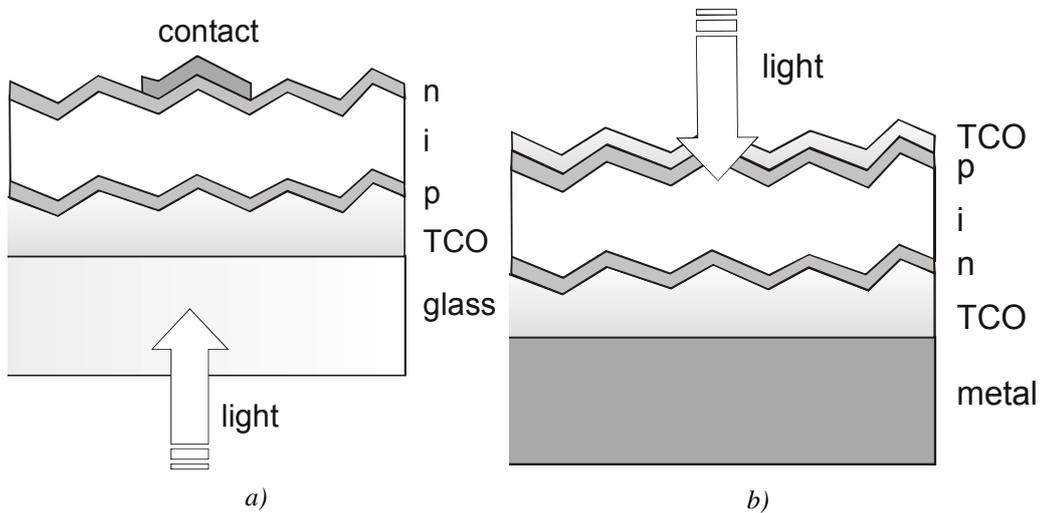


Figura 1.6: Esquema de la estructura de una célula solar con configuración p-i-n depositada sobre un sustrato TCO-vidrio (a) y configuración n-i-p depositada sobre un sustrato TCO-metal (b).

tecnología de lámina delgada fabricada en laboratorio fue del 20,4 % utilizando como material activo CIGS [JHL⁺11].

En la fabricación de células solares en tecnología de lámina delgada de silicio se utilizan normalmente dos estructuras: superestrato o configuración p-i-n (la luz atraviesa el sustrato transparente) y sustrato o configuración n-i-p (la luz no atraviesa el sustrato situado en la cara trasera de la célula de forma que se pueden utilizar materiales opacos). La diferencia entre estas dos estructuras viene dada por el orden en que se depositan las diferentes capas que forman la célula solar. Una célula solar p-i-n se deposita sobre un vidrio al que previamente se ha añadido una capa de un óxido conductor transparente (TCO) que forma el contacto delantero de la célula. Una célula con configuración n-i-p se deposita sobre un contacto trasero metálico, tal como acero inoxidable que normalmente se recubre con un material de alta reflectividad. En la figura 1.6 se muestra esquemáticamente la estructura de capas de una célula con configuración p-i-n y de otra con configuración n-i-p [Sol04].

La aplicación de capas texturizadas y de capas altamente reflectantes en el contacto trasero mejora la cantidad de luz absorbida en la célula solar. En una célula con estructura p-i-n, esto se logra usando como contacto delantero un TCO texturizado y aplicando plata o plata-TCO en el contacto trasero gracias a su alta reflectividad. Sin embargo, este contacto trasero de plata

debe ser cubierto con aluminio o un polímero de encapsulación para prevenir la oxidación. En las células con estructuras n-i-p se deposita una capa texturizada con alta reflectividad como contacto trasero encima del metal que hace de sustrato antes de la deposición de la capa dopada tipo n.

Como el orden de deposición de las dos estructuras de células solares es diferente, cada una tiene aspectos específicos que deben ser tratados. La estructura n-i-p tiene un rendimiento en gran medida independiente del tipo de sustrato utilizado. Por lo tanto, los costes de sustrato para este tipo de célula solar puede ser en principio menor que para células solares con estructura p-i-n. Además, el coeficiente de difusión del boro es mucho mayor que el coeficiente del fósforo en el silicio amorfo [NSJJ93]. Entonces, cuando se usan temperaturas de deposición altas para la capa intrínseca, la estructura n-i-p es preferible sobre la estructura p-i-n. Otra ventaja de la estructura n-i-p sobre la estructura p-i-n es que la capa de TCO puede ser químicamente reducida por el hidrógeno atómico, que está presente durante la deposición de la capa intrínseca. En la estructura n-i-p este proceso da lugar a una disminución de la reflexión de la luz en el contacto trasero mientras que en la estructura p-i-n implica una reducción en la transmisión de la capa de TCO del contacto delantero y por tanto una mayor disminución en el rendimiento de la célula solar [WAV⁺98]. La principal desventaja de la estructura n-i-p es que la temperatura de deposición de la capa de TCO en la parte superior de la célula tiene que ser lo suficientemente baja como para evitar cambios en las capas de silicio que son depositadas a temperaturas por debajo de los 250 °C. Destacar que en la actualidad la estructura más utilizada en la producción industrial de módulos fotovoltaicos de lámina delgada es la configuración p-i-n.

Las células solares formadas por una estructura del tipo n-i-p o p-i-n se conocen como dispositivos de unión simple. Las células solares de multiunión son creadas apilando dos o más células solares de unión simple y reciben el nombre de células *tándem*. En las células de multiunión, la absorción de la luz se divide en las diferentes subcélulas. La célula superior absorbe principalmente las longitudes de onda cortas del espectro solar, mientras que las subcélulas posteriores absorben las longitudes de onda más largas. Las células multiunión tienen una tensión de circuito abierto que idealmente es igual a la suma de los voltajes de circuito abierto de los componentes simples. Como cada célula está conectada en serie, la fotocorriente generada de una célula *tándem* está limitada por el mínimo de las corrientes creadas en cada célula. Por lo tanto, se debe prestar especial atención al ajuste de corrientes, que básicamente consiste en adaptar el grosor de las células individuales entre sí de forma que la corriente

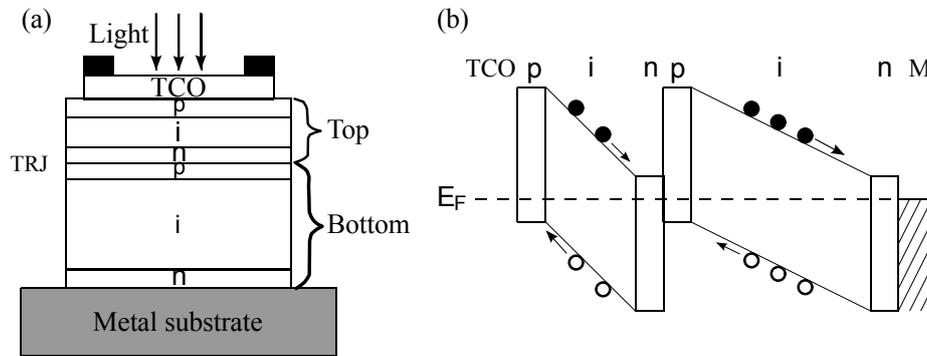


Figura 1.7: Esquema de la sección transversal de una célula solar ideal sobre un sustrato de metal (M) con estructura tándem n-i-p/n-i-p (a) y diagrama explicativo de bandas de energía bajo condiciones de cortocircuito (b). Las dos capas intrínsecas tienen el mismo *bandgap*. Las flechas indican la dirección de transporte de los portadores de carga. Los electrones generados en la célula superior recombinan con los huecos generados en la célula inferior.

generada en cada subcélula sea igual. En la figura 1.7 (a) se muestra un esquema de la sección transversal de una célula solar tándem con estructura n-i-p/n-i-p. Se puede observar que se forma una unión p-n en inversa entre las dos subcélulas. Esta unión es usualmente llamada unión de recombinación túnel (*tunnel recombination junction*, TRJ). Los electrones generados en la célula superior y los huecos generados en la célula inferior recombinan en esta unión. Los huecos generados en la célula superior y los electrones generados en la célula inferior se colectan en los electrodos, completando el lazo de corriente. En la figura 1.7 (b) se representa esquemáticamente el diagrama de bandas de energía de una célula tándem en condiciones de cortocircuito [vV76].

Las células solares tándem *multi-bandgap* se caracterizan por utilizar diferentes materiales para depositar las capas de las subcélulas. Estos materiales tienen diferentes *bandgaps* ópticos dando lugar a una mayor absorción del espectro solar. En este caso, en la célula superior se utiliza el material con mayor *bandgap* (por ejemplo a-Si) que permite la absorción de las longitudes de onda cortas del espectro solar. En la célula inferior se deposita el material con el *bandgap* menor (por ejemplo silicio microcristalino, mc-Si) que resulta en una absorción de las longitudes de onda mayores del espectro y que no fueron absorbidas en la célula superior. Un punto clave en la optimización de estos dispositivos es conseguir una unión de recombinación túnel de alta calidad. Uno de los puntos críticos y donde se están realizando

los principales esfuerzos en el desarrollo de esta tecnología es en reducir las pérdidas por absorción en la unión TRJ.

1.3. Silicio amorfo hidrogenado

Actualmente el material más ampliamente utilizado en la fabricación de células solares de lámina delgada es el silicio amorfo hidrogenado (a-Si:H). Algunas ventajas que presenta el silicio son que es un material muy abundante y no es tóxico. Normalmente, el silicio amorfo hidrogenado se obtiene a través de un proceso CVD a partir de un gas que contenga silicio, habitualmente silano (SiH_4). Posteriormente añadiendo gases que posean boro o fósforo durante la deposición se consiguen materiales dopados tipo p o n respectivamente.

El silicio amorfo hidrogenado consiste en una red periódica de enlaces covalentes de Si-Si y Si-H. Este material no tiene orden de largo alcance a diferencia del silicio cristalino. Sin embargo, si presenta orden a corto alcance. Los átomos de silicio están principalmente posicionados en coordinación tetraédrica con una longitud media de enlace Si-Si de 0,235 nm. Esta configuración es similar a la estructura tetraédrica presente en el silicio cristalino. Como no hay periodicidad a largo alcance en el a-Si:H, existen variaciones en los ángulos y las longitudes de los enlaces Si-Si, que son del orden del 8 % y del 1 % respectivamente. Estas variaciones provocan que el silicio amorfo tenga unas propiedades optoelectrónicas diferentes al silicio cristalino.

Debido a la distribución de los ángulos y longitudes de los enlaces químicos, existe una alta densidad de enlaces Si-Si débiles. Los niveles de energía asociados con los estados electrónicos de estos enlaces están localizados en las colas de las bandas electrónicas. La densidad de estados (DOS) en las colas decae exponencialmente desde los bordes de las bandas de valencia y conducción hasta cerca del medio de la banda prohibida (*bandgap*). Para el silicio amorfo, los valores típicos para la inversa de la pendiente de estas colas son 50 meV para la cola de la banda de valencia (o cola de Urbach), y 25 meV para la cola de la banda de conducción. Además de estos enlaces débiles, también existen sitios vacíos de átomos de silicio en la red amorfa que resultan en átomos de silicio con coordinación triple que dan lugar a enlaces no saturados con estados electrónicos localizados cerca del centro de la banda prohibida, donde actúan como centros recombinantes de los portadores libres. Los enlaces no saturados (*dangling bonds*) pueden ser ocupados por cero, uno o dos electrones, dando lugar a una carga positiva, neutra o negativa respectivamente. En el silicio amorfo puro, sin hidrógeno, produ-

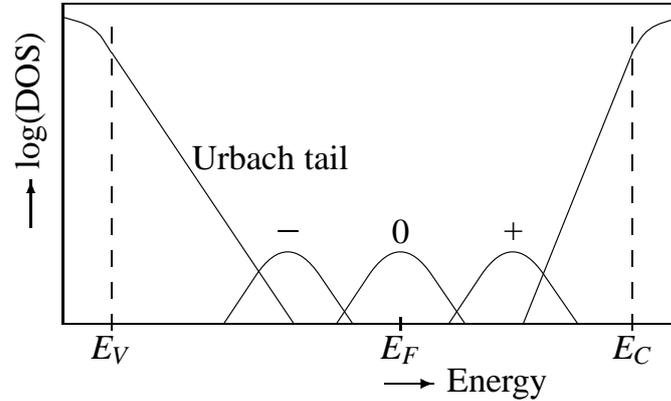


Figura 1.8: Esquema de la distribución de densidad de estados (DOS) en el silicio amorfo intrínseco: -, 0, + hacen referencia a la carga del estado que define el defecto. E_V y E_C definen la posición del borde de la banda de valencia y de la banda de conducción respectivamente. E_F es la posición del nivel de Fermi.

cido por ejemplo por *sputtering* de un *target* de silicio, la densidad de *dangling bonds* es del orden de $10^{19} - 10^{20} \text{ cm}^{-3}$. Estos valores de la concentración de defectos son demasiado altos para la aplicación de este material en dispositivos electrónicos convencionales. Sin embargo, en el a-Si:H la mayoría de los defectos por *dangling bonds* son pasivados por el hidrógeno reduciéndose considerablemente la densidad de defectos a valores típicos de 10^{16} cm^{-3} . La presencia de hidrógeno es importante en la determinación de las propiedades optoelectrónicas del silicio amorfo. En la figura 1.8 se representa de forma esquemática la distribución de la densidad de estados en el silicio amorfo intrínseco [vV76].

El silicio amorfo tiene varias ventajas sobre el silicio cristalino. La pérdida de periodicidad en el a-Si:H implica una relajación de los requisitos de conservación del vector de ondas para transiciones entre bandas en los procesos optoelectrónicos. Entonces, el silicio amorfo se comporta como un material de *bandgap* directo y su absorción de la luz es mucho mayor que en el silicio cristalino. Por lo tanto, las células solares de silicio amorfo pueden fabricarse mucho más delgadas que las células solares de silicio cristalino y los costes de material mantenerse bajos. Además, es posible ajustar el *bandgap* entre 1,6 y 2 eV dependiendo de las condiciones de depósito.

Desafortunadamente, las propiedades electrónicas del silicio amorfo se degradan cuando el material es iluminado. Este fenómeno fue descubierto en 1977 y se conoce como efecto

Staebler-Wronski (ESW) en referencia a sus descubridores [SW77]. Debido a la iluminación, la densidad de *dangling bonds* se incrementa drásticamente y el efecto satura solamente después de un largo tiempo. Este incremento inducido por la luz en la densidad de defectos resulta en una disminución en el tiempo de vida de los portadores libres. Aunque el efecto es conocido desde hace más de 25 años, todavía no se conoce con precisión el origen exacto de este comportamiento. La energía para este proceso es probablemente proporcionado por la recombinación de pares electrón-hueco, pero también la concentración de hidrógeno y el orden a medio alcance en el material parecen jugar un papel importante en el proceso. Obviamente, la presencia de estos defectos adicionales tiene una gran influencia en las propiedades del material degradando su comportamiento electrónico.

El principio de funcionamiento de las células solares de a-Si:H es muy diferente de las células solares de silicio cristalino. Estas últimas son dispositivos con estructura p-n caracterizados por la difusión de portadores en el material que absorbe la luz hasta la unión pn, con una longitud de difusión en el orden de micrómetros y que puede llegar a los milímetros. Sin embargo, la aplicación de esta estructura p-n en células solares de a-Si:H no es viable debido a que la alta densidad de defectos inducidos por los dopantes en las capas tipo p y n reducen la longitud de difusión a nanómetros, demasiado corto para diseñar un dispositivo con estructura pn solamente. Como solución, se deposita una capa intrínseca gruesa entre las capas dopadas p y n. Estas capas dopadas generan un campo eléctrico en la capa intrínseca. Los portadores de carga son generados en esta capa intrínseca y a continuación son separados bajo la influencia del campo eléctrico. Los electrones se desplazan hacia las proximidades de la capa dopada n y los huecos hacia la capa tipo p, donde son colectados y se genera corriente en un circuito externo. Este proceso es esquemáticamente ilustrado en la figura 1.9 (a). Como la longitud de difusión de los portadores de carga es pequeña (típicamente 1-20 nm en el estado degradado) comparado con el silicio cristalino (0,01-1 mm), la colección de carga es dominada por arrastre de los portadores. Las células solares de lámina delgada de silicio son por lo tanto dispositivos de tipo arrastre. La razón de la pequeña longitud de difusión es la alta densidad de defectos en el material, comparado con el silicio cristalino. Los portadores de carga son atrapados por estos defectos, que resulta en una alta tasa de recombinación. La presencia de un campo eléctrico en la célula solar aumenta la velocidad de arrastre de los portadores de carga. Como consecuencia, la tasa de portadores de carga atrapados en los centros profundos y la tasa de recombinación son menores. Entonces, para evitar la recombinación de los portadores de carga, el campo eléctrico deber ser lo más alto posible, lo que significa

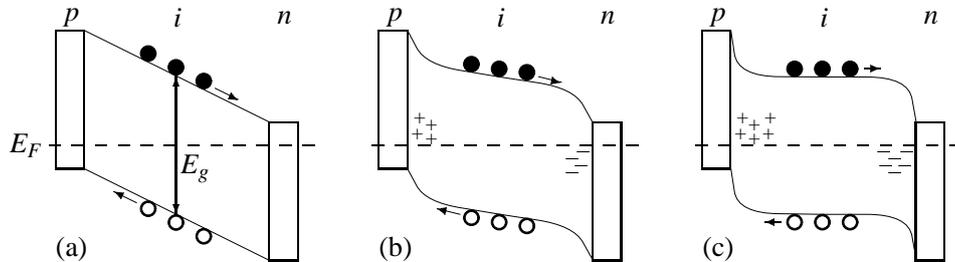


Figura 1.9: Esquema del diagrama de bandas de una célula solar de a-Si:H ideal (a), una célula solar de a-Si:H real en estado inicial (b), y una célula solar de a-Si:H real en estado degradado (c). Se suponen condiciones de cortocircuito y las dimensiones no están en escala. E_g representa el *bandgap* del material. Las flechas indican la dirección de transporte de electrones y huecos.

que la capa intrínseca debe ser tan delgada como sea posible. Por otro lado, cuanto mayor grosor tiene la capa intrínseca, se absorbe más luz y como consecuencia la generación de corriente es mayor. Estos dos requisitos opuestos provocan que sea necesario buscar un grosor óptimo para la capa intrínseca. Para el silicio amorfo, el ancho óptimo de la capa intrínseca se encuentra entre 180-240 nm . Este grosor es mucho menor que el de las células solares de silicio cristalino, que típicamente se encuentra en las 200 μm . Como resultado, los costes de material para las células de silicio amorfo son mucho menores que los costes de las células de silicio cristalino.

La presencia de defectos en la capa intrínseca resulta en un incremento en la densidad de carga espacial cerca de las interfases p-i e i-n [HS85]. En una célula solar de a-Si:H, el campo eléctrico en la mayor parte de la zona intrínseca disminuye y aumenta en las interfases p-i e i-n debido a los defectos cargados en estas interfases. El resultado del diagrama de bandas se dibuja esquemáticamente en la figura 1.9 (b). Debido al efecto Staebler-Wronski, al iluminar la célula se crean *dangling bonds* extra, que provocan que el campo eléctrico en la mayor parte de la capa intrínseca se reduzca aún más, como se muestra en la figura 1.9 (c). El campo eléctrico bajo favorece la eficacia de los *dangling bonds* como centros recombinantes aumentando la tasa de recombinación en la capa intrínseca y reduciendo la eficiencia de colección de portadores de carga y por tanto la eficiencia de la célula solar.

Para las capas delgadas de silicio amorfo, la movilidad de arrastre de los huecos es más pequeña que la de los electrones. Para coleccionar la mayor cantidad de portadores de carga posible, deben ser generados cerca de la capa tipo p de forma que la longitud de transporte

de los huecos sea lo más pequeña posible. Como la mayoría de la luz se absorbe en la parte frontal de la célula, la iluminación a través de la capa p es la mejor opción y la estructura predominante en la producción de módulos de a-Si:H es la configuración p-i-n. Un punto crítico en la optimización de las células solares de a-Si:H es conseguir una capa dopada tipo p transparente, que significa también lo más delgada posible, manteniendo unas propiedades electrónicas buenas. La estructura p-i-n se completa con un contacto frontal formado por una capa de óxido transparente conductor (TCO) como por ejemplo óxido de cinc (ZnO), óxido de estaño con indio o ITO ($In_2O_3 : Sn$) u óxido de estaño (SnO_2). El contacto trasero está formado por una capa de óxido conductor transparente y una capa reflectora de la luz, normalmente aluminio, plata o pintura blanca.

1.4. T-Solar Global

T-Solar Global S.A. es una compañía de capital íntegramente español fundada en Octubre de 2006 con sede en Vigo y ahora filial de la multinacional ISOLUX. Grupo T-Solar, ahora también filial de ISOLUX, es un grupo empresarial con marcado carácter tecnológico e industrial que ha convertido el aprovechamiento del sol como fuente de energía en su razón de ser. La actividad del Grupo T-Solar se estructura en cuatro grandes áreas de negocio, que comprenden desde la fabricación de paneles fotovoltaicos hasta la promoción y gestión de sus propias centrales fotovoltaicas para la comercialización de la electricidad generada por éstas. De esta forma se completa el ciclo de producción del sector de la energía solar (figura 1.10):

- Fabricación de módulos fotovoltaicos de a-Si:H en tecnología de lámina delgada para los huertos solares propios del Grupo T-Solar, instalaciones en edificios y cubiertas y centrales fotovoltaicas de terceras empresas.
- Integración arquitectónica en edificios (*Building-integrated photovoltaics*, BIPV).
- Promoción y explotación de centrales solares fotovoltaicas en suelo y en cubiertas.
- Comercialización de la energía eléctrica generada.

La fábrica, con una superficie de $14.500 m^2$, está situada en una parcela de $29.000 m^2$ dentro del Parque Tecnológico de Galicia, en el municipio de San Cibrao das Viñas en Orense (figura 1.11). La construcción de la fábrica se llevó a cabo entre julio de 2007 y junio de

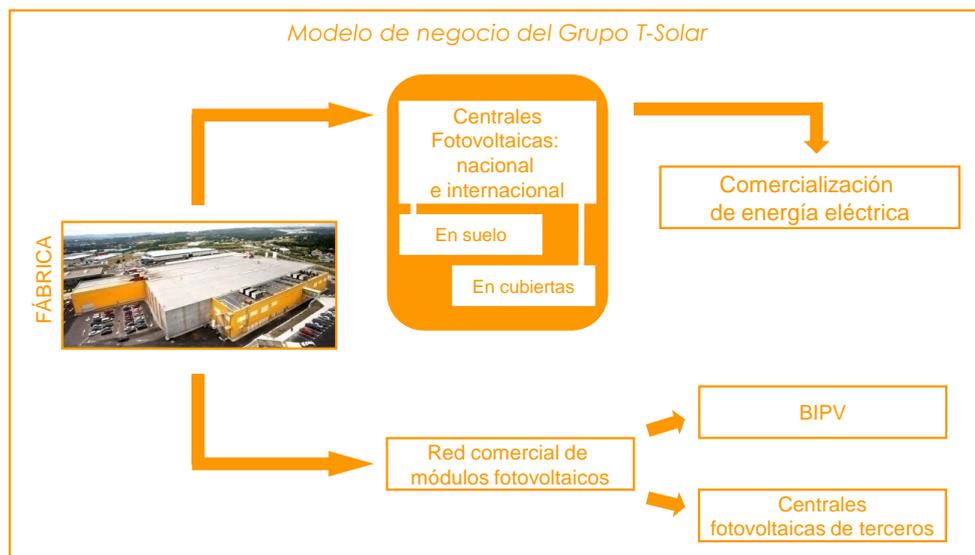


Figura 1.10: Actividades de negocio del grupo T-Solar.

2008. Cuenta con una línea de producción automatizada instalada y desarrollada por la multinacional norteamericana Applied Materials (compañía líder en soluciones electrónicas para producción de chips semiconductores y células solares fotovoltaicas).

En la actualidad, la flexibilidad del sistema productivo permite a T-Solar fabricar dos modelos de paneles solares fotovoltaicos. Por un lado el módulo TS410 (tamaño *full*) con una superficie de $5,72 \text{ m}^2$ y dimensiones de $2,2 \times 2,6 \text{ m}$ que corresponde a los módulos de a-Si:H más grandes del mercado [FSM⁺10]. Su rango de potencia máxima es de $410+20 \text{ W}$. El otro modelo fabricado es el módulo TS97 (tamaño cuarto) con una superficie de $1,43 \text{ m}^2$ y dimensiones de $1,1 \times 1,3 \text{ m}$ es el tamaño estándar en el mercado. Su rango de potencia máxima es de $97,5+5 \text{ W}$. Ambos modelos han obtenido las certificaciones conforme a los estándares europeos de calidad (IEC61646).

Algunas de las ventajas que presentan los paneles de silicio amorfo hidrogenado de capa delgada con respecto a otras alternativas existentes en el mercado son:

- Mayores dimensiones: esta tecnología permite fabricar módulos de gran tamaño que agilizan la instalación en los huertos solares y reducen los costes de logística, de mano de obra y de cableado.



Figura 1.11: Fotografía aérea de la fábrica de módulos de a-Si:H de T-Solar en Orense.

- Gran capacidad de integración como cristal arquitectónico en edificaciones: la flexibilidad del proceso productivo permite producir tamaños más reducidos ajustados a las dimensiones de arquitectura y presentan un aspecto uniforme y estéticamente atractivo.
- Conexión en serie monolítica: mayor fiabilidad de los módulos al no existir soldaduras entre las células.
- Laminación más robusta: no es necesario interponer un polímero entre el cristal frontal y la célula evitando así pérdidas por transmisión de la luz.
- Mejor comportamiento eléctrico en climas con altas temperaturas gracias a un coeficiente de temperatura menor que otras tecnologías.
- Mejor comportamiento eléctrico bajo iluminación con radiación difusa que los paneles de silicio cristalino, lo que reduce el impacto por la orientación y favorece su uso en la integración arquitectónica.
- Menor necesidad de materia prima: en cada módulo se utilizan 0,2 gramos de silicio por vatio frente a los 10 gramos típicos en otras tecnologías tradicionales como el silicio cristalino.
- La curva corriente-voltaje (I-V) más suavizada en relación al silicio cristalino, facilita la polarización en el punto de máxima potencia de un array de módulos de a-Si:H

conectados entre sí, mientras que en el c-Si la potencia cae rápidamente si el voltaje polarizado es ligeramente superior al voltaje en el punto de máxima potencia.

- Menor retorno energético (*energy payback*): el tiempo necesario para generar la energía utilizada en la fabricación de un módulo de a-Si:H es menor a un año, gracias a que los procesos de deposición se realizan a bajas temperaturas. En otras tecnologías como el silicio cristalino se consume gran cantidad de energía para purificar el material obteniéndose un *payback* energético superior a los dos años.

El gran inconveniente de la tecnología de a-Si:H de lámina delgada es la baja eficiencia que se logra en comparación con las otras tecnologías fotovoltaicas. Este problema se agrava con el proceso de degradación (ESW) que sufren los parámetros eléctricos durante las primeras horas de iluminación y que ha sido objeto de investigación en las últimas décadas como principal punto de mejora de esta tecnología. Comparando con el c-Si, las menores eficiencias del a-Si:H provocan que se necesite aproximadamente el doble de superficie para instalar la misma potencia. Sin embargo, para la instalación de huertos solares la inversión en el terreno supone menos del 1 % de la inversión total. Esto junto con las ventajas comentadas anteriormente, hacen de la tecnología de a-Si:H de lámina delgada una opción muy competitiva en el mercado para la instalación de grandes plantas fotovoltaicas.

Desde el inicio de su actividad, la compañía destina un porcentaje de sus inversiones a tareas de investigación, desarrollo e innovación, que se centran en cuatro líneas de trabajo:

- Desarrollo de los procesos de producción. El objetivo es incrementar la eficiencia de los módulos y reducir los costes de fabricación.
- Desarrollo de técnicas de metrología industrial (en línea y fuera de línea). Con el objetivo de mantener la máxima calidad en el proceso productivo se ha puesto en marcha un laboratorio específico en la fábrica.
- Desarrollo de elementos fotovoltaicos para su integración en edificios. Creación de una plataforma de desarrollo de integración fotovoltaica para diseñar módulos específicos para tejados, fachadas y estructuras de sombreado que tengan una gran calidad, un coste competitivo, una estética atractiva y que proporcionen flexibilidad al diseño arquitectónico de los edificios.

- Desarrollo de sistemas fotovoltaicos montados en suelo. El objetivo es explotar las ventajas de los módulos de T-Solar para producir sistemas con menores costes de producción y con un mayor grado de adaptación al entorno.

La optimización de los procesos de fabricación en los últimos años ha permitido un incremento en la eficiencia estabilizada de los módulos desde aproximadamente el 6% en el 2009 hasta el 7,3% en el 2012 y un incremento en el flujo de paneles procesados a la hora (*throughput*) del 23% en el mismo periodo. Estas mejoras han incrementado la capacidad de producción de la fábrica desde el valor inicial de 33 MW_p /año hasta los 72 MW_p /año actuales. Estos módulos, una vez instalados, proporcionan energía eléctrica suficiente para abastecer cada año a más de 26.000 hogares (suponiendo el consumo medio en España) y para evitar, al mismo tiempo, la emisión de 88.000 toneladas de dióxido de carbono a la atmósfera. Actualmente, la mayor eficiencia estabilizada lograda para módulos tamaño *full* de I+D fue de 7,95% [OQF+12].

En lo que se refiere a la generación de energía, el Grupo T-Solar cuenta con una potencia instalada en huertos de 284 MW_p repartida de la siguiente forma:

- 32 plantas en España (160,7 MW_p).
- 4 huertos en Italia (7,34 MW_p).
- 2 plantas en Perú (44 MW_p)
- 2 plantas en la India (17,3 MW_p).
- 1 planta en construcción en Puerto Rico (30 MW_p).
- 1 planta en construcción en California (25 MW_p).

Entre las instalaciones en suelo en España, la planta de Saelices en Cuenca fue construida con módulos producidos en la fábrica de Orense y tiene una capacidad de 11 MW_p . La central de Arnedo (La Rioja), con una superficie de 70 hectáreas (equivalentes a 100 campos de fútbol) y una potencia instalada de 34 MW_p , es en la actualidad una de las más grandes de Europa. Por otro lado, además de las instalaciones en suelo, se instalaron 1,15 MW_p en cubierta repartidos entre el tejado y el aparcamiento de la fábrica de Orense y 15 edificios y marquesinas de los aparcamientos de la Universidad Autónoma de Madrid.



Figura 1.12: Fotografías de arriba a abajo y de izquierda a derecha: huerto solar de Saelices (Cuenca) con módulos tamaño *full* de a-Si:H, centro de gestión de los huertos de Madrid, instalación de módulos tamaño cuarto de a-Si:H en el aparcamiento de la fábrica, huerto solar en el Carpio (Córdoba) de $9,6 MW_p$, y huerto solar en Arnedo (La Rioja) de $34,2 MW_p$.

1.5. Resumen

En este capítulo se hizo un resumen de la situación actual de la energía solar fotovoltaica en términos de la evolución de la producción, el mercado de módulos fotovoltaicos en los últimos años y las previsiones de crecimiento a corto plazo. Se presentó la tecnología de lámina delgada como una alternativa competitiva a la tecnología predominante de silicio cristalino. Dentro de la tecnología de lámina delgada, se explica el principio de funcionamiento y la estructura estándar de una célula solar de silicio amorfo hidrogenado así como las ventajas e inconvenientes que presentan actualmente estos dispositivos. Por último se presenta la empresa T-Solar Global S.A. como ejemplo de proyecto que abarca todas las actividades que conforman la cadena de valor del sector solar: fabricación de módulos, explotación de huertos fotovoltaicos y comercialización de la energía eléctrica.

CAPÍTULO 2

OPTIMIZACIÓN Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE FABRICACIÓN DE MÓDULOS DE A-Si:H

En este capítulo se describen los principales procesos de fabricación de módulos en tecnología de lámina delgada de a-Si:H. Para asegurar todos los requisitos de calidad necesarios para obtener módulos con alto rendimiento al final de la línea de producción se realiza un exhaustivo control de calidad de todos los procesos de fabricación dentro y fuera de la línea. En lo que concierne al rendimiento eléctrico del módulo, tienen gran importancia los procesos relacionados con la formación de la estructura p-i-n de a-Si:H y en particular el proceso de deposición química en fase vapor activado por plasma (*plasma enhanced chemical vapor deposition*, PECVD). Se describen en detalle las principales características del proceso PECVD y del equipo de depósito utilizado en la producción industrial. Se presentan las principales medidas de control que se realizan para garantizar la calidad de las capas de a-Si:H depositadas. Las diferentes herramientas de control de calidad también se utilizan para optimizar los procesos y mejorar las propiedades eléctricas y ópticas del material. Todo esto ha favorecido la continua evolución en la eficiencia de los módulos y el incremento en la capacidad de producción de la línea durante los últimos años.

2.1. Procesos de fabricación de módulos de a-Si:H

La producción de módulos en tecnología de capa delgada de silicio amorfo está totalmente integrado y automatizado lo que permite obtener un producto de gran calidad. Los paneles de silicio amorfo están formados por un sustrato de vidrio de unos 3,2 *mm* de espesor sobre el que se depositan las siguientes capas:

- Un contacto frontal formado por una capa de óxido conductor transparente (TCO) de un espesor aproximado de 1.000 *nm*.
- Tres capas de silicio amorfo hidrogenado que forman la estructura p-i-n (una capa dopada tipo p, una capa intrínseca y una capa tipo n).
- El contacto trasero formado por una capa de TCO y una capa reflectora de la luz (normalmente aluminio).

Para fabricar un módulo se conecta una cierta cantidad de células en serie, el contacto trasero de la primera célula se conecta con el delantero de la segunda y así sucesivamente. En la tecnología de capa delgada, esta interconexión entre células no requiere soldar bandas conductoras ya que se obtiene realizando cortes mediante láser sobre las distintas capas de la célula. En la figura 2.1 se muestra el esquema de cortes láser utilizado para la conexión en serie de las células [BVA09]. El primer corte láser se realiza sobre el contacto frontal antes del depósito del silicio amorfo. El segundo corte láser se hace después del depósito del silicio y antes del depósito del conductor posterior de forma que al depositar el contacto trasero de una de las células toque el contacto delantero de la siguiente. El tercer corte láser tiene por objeto separar los contactos traseros de dos células contiguas. El electrodo frontal de la primera célula del módulo y el electrodo posterior de la última célula del módulo se conectan mediante bandas metálicas a una caja de conexión situada en la parte posterior del módulo. Las capas de semiconductor deben protegerse de la humedad y de rozamientos mecánicos mediante un encapsulado. El sistema más fiable consiste en utilizar un vidrio posterior que se lamina con el anterior interponiendo una lámina de pequeño grosor de polímero polivinil butiral (PVB) (laminado vidrio-vidrio) [VBA09]. El conjunto de las capas que constituye la célula tienen un espesor de unos 2.000 *nm*, un grosor muy inferior si lo comparamos con los 0,3 *mm* (300.000 *nm*) de las células solares de silicio cristalino. El proceso de fabricación de un módulo completo es de aproximadamente 30 horas y el flujo de producción actual de la línea es de 22 módulos de 5,7 *m*² por hora.

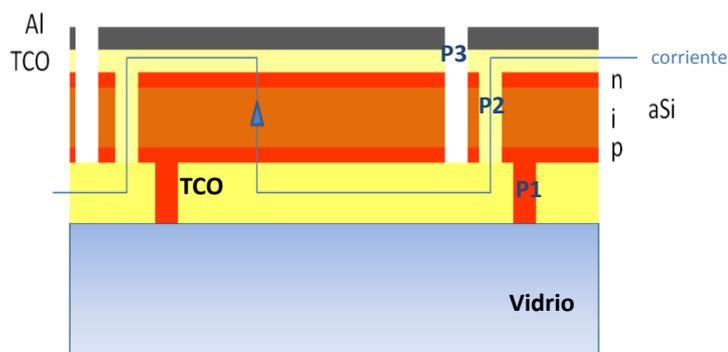


Figura 2.1: Esquema con los tres cortes láser utilizados para la conexión en serie de las células.

En la figura 2.2 se representan esquemáticamente los principales procesos de fabricación de módulos de silicio amorfo hidrogenado. El dispositivo se fabrica en la parte delantera de la línea: grabado láser, deposición de las capas de silicio y deposición de las capas que forman el contacto trasero (*Front End Of The Line*, FEOL). El aislamiento del borde, el cableado, el laminado y la caracterización eléctrica del módulo tienen lugar en la parte trasera de la línea (*Back End Of The Line*, BEOL) [VMA08].

Canteado y limpieza del cristal con la capa de TCO.

El material de entrada en la línea es una hoja de cristal de $5,72 \text{ m}^2$ con una capa de TCO (figura 2.3). Se realiza una inspección visual de todos los cristales y se cantean manualmente sus bordes mediante unas cintas pulidoras giratorias refrigeradas por agua. Este paso tiene como objetivo proteger los bordes del cristal eliminando posibles grietas, virutas o escamas presentes que puedan dañar tanto al propio cristal como a las máquinas e instalaciones en su transcurso por la línea.

Tras este canteado de bordes, se le hace el primer lavado al vidrio con agua des-ionizada. Se utiliza agua caliente ($50 \text{ }^\circ\text{C}$), cepillos y detergente, para una limpieza inicial del vidrio eliminando la suciedad que pudiera traer el cristal o la que se generó durante el canteado manual. Sólo se usa detergente en esta lavadora, por ser el lavado más importante y para evitar que el detergente pueda dañar las capas que se van a depositar posteriormente en el vidrio. Esta limpieza evita que se produzcan defectos en el primer marcado láser, que provocarían pérdida del aislamiento eléctrico entre células.

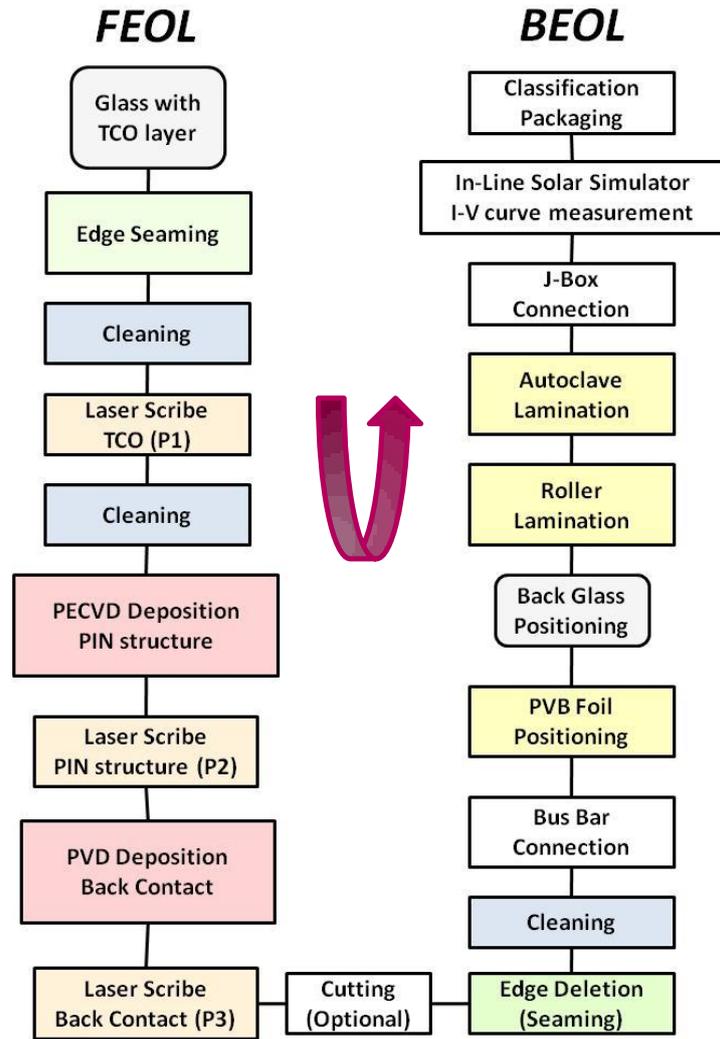


Figura 2.2: Esquema con los principales procesos de fabricación de nuestra línea de producción.



Figura 2.3: Material de entrada en la línea: hoja de vidrio de $5,72 m^2$ con una capa de TCO.

Grabado láser de la capa del TCO.

Antes de entrar al proceso de corte láser del TCO, el panel entra en una estación de acondicionamiento térmico para poner el vidrio a una temperatura de $25\text{ }^{\circ}\text{C}$. El láser que se emplea es un modelo $Nd : YVO_4$, funcionando en modo pulsado *Q-switch*, con una potencia máxima de 16 W y una longitud de onda de 1064 nm (infrarrojo). El láser marca el TCO para producir el aislamiento del contacto frontal, creando unas 200 celdas. El espesor de la línea láser es de 45 nm . Además, se tiene un láser de menor potencia en modo pulsado de 12 W para marcar el código de barras que identifica el panel a lo largo de toda la línea de producción. Este paso es muy importante para tener total trazabilidad del 100% de los módulos procesados en la línea de fabricación. En la figura 2.4 se muestra el resultado del marcado láser sobre el TCO.

Limpieza del vidrio.

Una vez finalizado el marcado láser del TCO, el vidrio vuelve a limpiarse de una manera semejante a la comentada anteriormente pero sin la utilización de detergentes para evitar que



Figura 2.4: Esquema del grabado láser sobre el TCO.

pueda influir en las capas de silicio amorfo que se van a depositar sobre el TCO en el siguiente proceso de la línea.

Deposición de capas de silicio amorfo.

La deposición química en fase vapor activada por plasma (*plasma enhanced chemical vapor deposition*, PECVD) es un proceso para depositar películas delgadas desde un estado de gas a un estado sólido sobre un sustrato. Este proceso es el más importante del proceso productivo y se explica en detalle en la sección 2.2. El silicio amorfo hidrogenado depositado en este proceso actúa en la célula solar como captador de la radiación solar. Junto con el TCO y el contacto trasero forman la célula activa encargada de absorber la luz y convertirla en corriente eléctrica. La deposición se hace en 2 de las 7 cámaras disponibles para la deposición, una cámara para la capa p (dopada con boro) y otra para la deposición de las capas in (capa intrínseca y capa dopada con fósforo). Con la deposición de la estructura p-i-n conseguimos que los portadores fotogenerados en la zona intrínseca se separen formándose un flujo direccional de electrones.

En la figura 2.5 se muestra el equipo de depósito de capas de silicio amorfo utilizado en nuestra línea de fabricación. El tiempo de deposición de las capas in es mucho mayor que la capa p, por lo que se disponen de 6 cámaras para realizar la misma deposición y conseguir un flujo de paneles procesados en la máquina de 22 paneles/hora.



Figura 2.5: Fotografía del equipo de deposición PECVD utilizado en la producción industrial de módulos de a-Si:H.

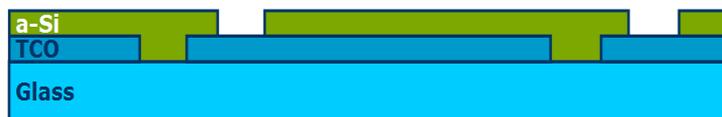


Figura 2.6: Esquema del grabado láser sobre las capas de silicio amorfo.

Grabado láser de las capas de silicio.

Igual que en el primer procesado láser, inicialmente el módulo entra en una estación de acondicionamiento térmico para ponerlo a 25 °C. El láser utilizado es un modelo $Nd : YVO_4$ funcionando en modo pulsado con una potencia máxima de 16 W de frecuencia doblada que resulta en una longitud de onda de 532 nm (verde) y permite la conexión entre celdas. Se emplea un láser verde porque el cristal y el TCO son transparentes a esta longitud de onda. El espesor de la línea láser es de 45 micras y está separada 130 micras de la primera línea láser. En la figura 2.6 se muestra el resultado de aplicar el segundo marcado láser sobre las capas de a-Si:H.

Deposición del contacto trasero.

La deposición del contacto trasero se realiza a través de un proceso de deposición física en fase vapor (*physical vapor deposition*, PVD). Durante el proceso se forma un plasma de gas argón mediante un alto campo magnético generado por unos imanes. Los iones de argón generados bombardean las piezas del material a depositar (*targets*) y provocan que se desprendan de ellos partículas muy finas que se depositan sobre las capas de a-Si:H y todo esto ocurre en un alto vacío. En esta máquina se depositan las siguientes capas en el orden indicado:

- Óxido de cinc dopado con aluminio (AZO): capa intermedia entre el silicio y las capas metálicas usando 2 *targets* planos.
- Aluminio: capa reflectora y conductora depositada utilizando dos *targets* cilíndricos rotatorios.
- Níquel vanadio: capa protectora depositada con un *target* cilíndrico rotatorio.

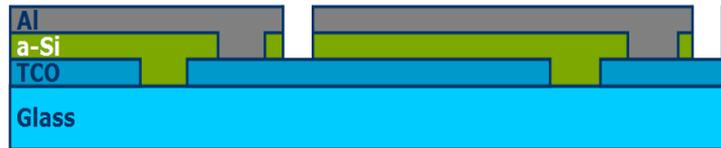


Figura 2.7: Esquema del grabado láser sobre las capas del contacto trasero y las capas de a-Si:H.

La capa de aluminio refleja los fotones de luz que atraviesan la estructura p-i-n, haciendo que vuelvan a atravesar las capas de a-Si:H, consiguiendo así aumentar la eficiencia eléctrica de las células solares.

Proceso láser del contacto trasero.

Igual que en los procesos de grabado láser anteriores, se acondiciona el panel a una temperatura de $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ antes de empezar el proceso. El láser que se emplea es un $Nd : YVO_4$ funcionando en modo pulsado, con una potencia máxima de 16 W y una longitud de onda de 532 nm (verde) que marca el silicio amorfo y los metales para producir el aislamiento trasero. En la figura 2.7 se muestra el resultado de aplicar el tercer y último marcado láser sobre las capas metálicas del contacto trasero y las capas de a-Si:H.

Control de calidad del módulo.

Después de depositarse todas las capas que forman la parte activa del dispositivo, en esta etapa se aplica un voltaje entre celdas, en torno a 8 V , para quemar los posibles cortocircuitos existentes en la capa conductora (*shunt busting*). A continuación se mide una primera aproximación del voltaje producido por el módulo para evaluar la calidad en ese punto de la línea de todos los módulos fabricados.

Proceso de corte del módulo.

La mesa de corte se utiliza cuando se quieren obtener tamaños de módulos diferentes al tamaño *full* de $5,72\text{ m}^2$. Se puede configurar la mesa de corte para obtener medios ($2,86\text{ m}^2$) o cuartos ($1,43\text{ m}^2$). Para realizar el corte se usa el marcado con un diamante y la separación de los módulos se hace levantando el panel unos centímetros en el sitio marcado con el diamante al pasar por unas barras situadas entre las cintas transportadoras (*conveyors*). En la figura 2.8

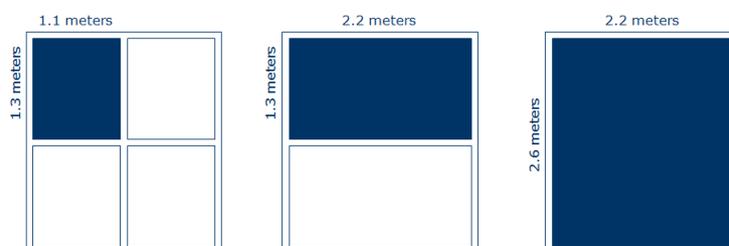


Figura 2.8: Diferentes tamaños de los módulos configurables en la mesa de corte.

se muestran los diferentes tamaños y las dimensiones de los módulos según el tipo de corte configurado.

Canteado y eliminación de bordes del panel.

En esta etapa se realiza un nuevo canteado del módulo mediante ruedas de lijar (*grinding wheels*), se elimina la capa metálica depositada en los bordes del cristal y se crea una zona de seguridad lateral de aislamiento de 12 mm que evita fugas de corriente en el borde del módulo y la penetración de humedad.

Lavado del módulo.

Esta lavadora se diferencia de las anteriores en que el lavado se realiza sin cepillos, para que las cerdas de los mismos no dañen el material depositado. Este lavado elimina restos del canteado automático, se realiza antes de la laminación e influye en la calidad de la adherencia del laminado final.

Cableado.

Proceso donde se colocan los cables necesarios para conducir la electricidad generada por el módulo a la caja de conexiones y permitir su posterior salida a la red. Existen dos tipos de cables: los laterales (*side buss*) situados en la primera y última celda del panel y los cruzados (*cross buss*) que permiten conectar cada cable lateral con la caja de conexiones situada en el centro del módulo en la cara trasera. Este último, el cruzado, no puede estar en contacto directo con el panel por lo que se fijará con una cinta adhesiva (*insulation tape*) por sus dos caras consiguiendo una fijación aislada.

Laminado y autoclave.

Para el laminado de los módulos se utiliza como sellante el material polivinil butiral (PVB) que garantiza la unión entre el cristal delantero y el trasero. El PVB es un material higroscópico por lo que se requiere su almacenamiento en frío y su manipulación debe realizarse en unas condiciones de temperatura y humedad controladas en una sala limpia. En esta sala, se corta el PVB en láminas. Tras su corte es necesario que dichas láminas se relajen para asegurar que el PVB se estabilice dimensionalmente debido a las tensiones sufridas en el proceso de desenrollado durante un tiempo aproximado de 8 horas. En dicha sala se configura la temperatura entre los 15 y 18 °C y la humedad entre el 18 y el 24%. Después del proceso de relajación de la lámina se sitúa encima del cristal delantero, a continuación se coloca el cristal trasero y todo la estructura entra en los hornos de laminado.

El laminado es un proceso que combina aplicación de presión en dos rollos con calor y temperatura. Se produce una eliminación del aire presente entre los cristales y el PVB y posterior sellado de los bordes del panel. De esta manera se consigue que el PVB se adhiera a los dos cristales. El proceso consiste en 2 etapas diferenciadas: precalentado a 140 °C (lo que equivale a 40 °C del cristal) con su posterior rodillo de presión (eliminación del aire) y calentamiento a 230 °C (equivalente a 90 °C del cristal) con su posterior rodillo de presión (sellado de bordes). Es necesario separar estos dos procesos ya que para conseguir eliminar todo el aire no se puede utilizar una temperatura muy alta, sino comenzaría el sellado de bordes antes de tiempo reteniendo de esta manera aire en el interior.

El autoclave es un nuevo proceso que combina también presión con calor y temperatura y que se usa para la eliminación de burbujas de aire contenidas en el módulo. El proceso se realiza a través de una rampa dividida en tres fases (calentamiento, estabilización y enfriamiento) durante un tiempo de 4 horas y se llega a 12-13 bares de presión y 145 °C de temperatura.

Montaje de la caja de conexión.

El proceso de montaje de la caja de conexiones se divide en tres etapas:

- Pegado de la caja al vidrio trasero.
- Soldadura de las patillas de la caja de conexiones al cableado del panel (*cross buss*).
- Sellado y aislamiento de las conexiones utilizando un polímero líquido de dos componentes (*pottant*) que se solidifica después de un tiempo.



Figura 2.9: Equipo de laminación de los módulos.

Evaluación eléctrica del módulo.

Una vez instalada la caja de conexiones, el módulo es testado eléctricamente. Se miden el 100% de los módulos fabricados. El panel se coge por la parte trasera con unas ventosas, se pone en posición vertical y se conecta al simulador solar por medio de la caja de conexiones para medir sus parámetros eléctricos. Se ilumina con una lámpara tipo flash de xenón con un espectro similar al del Sol y una irradiancia de 1000 W/m^2 . A la salida se coloca una etiqueta en la parte trasera del módulo con los datos eléctricos obtenidos.

Colocación de los raíles.

El último proceso que sufre el panel antes de su embalaje, es la colocación de raíles en la cara posterior. El proceso consiste en una limpieza de la superficie, para mejorar la adherencia de los pegamentos usados, y un posterior pegado de los raíles usando cinta de doble cara autoadhesiva. En la figura 2.10 se muestra una fotografía de la parte posterior de un módulo tamaño *full* y un módulo tamaño cuarto al final de la línea de fabricación.

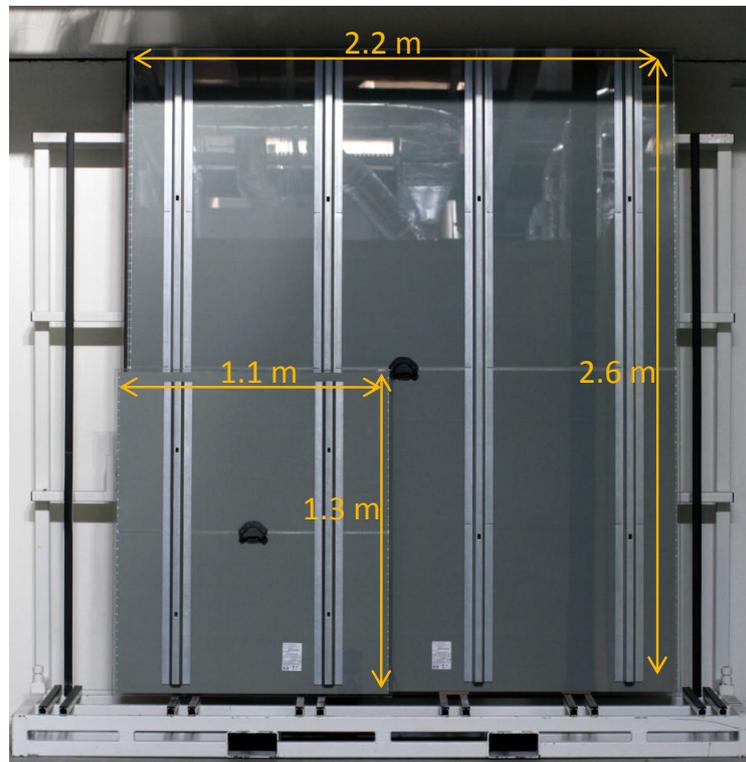


Figura 2.10: Fotografía de un módulo tamaño *full* y de un módulo tamaño cuarto al final de la línea de fabricación.

2.2. Proceso de deposición de capas de silicio amorfo

El método de deposición de silicio amorfo más extendido para fabricar dispositivos de alta calidad, tanto en laboratorios como a escala industrial, es la deposición química en fase vapor activado por plasma (PECVD). Este método permite depositar capas desde un estado de gas (silano, SiH_4 e hidrógeno H_2) a un estado sólido (a-Si:H) sobre un sustrato. El hidrógeno se añade para pasivar electrónicamente los enlaces no saturados del silicio amorfo que provocarían gran cantidad de defectos en el material y deteriorarían sus propiedades eléctricas. Los gases se introducen en una cámara en vacío. Al aplicar una descarga de radiofrecuencia (13,56 MHz) entre dos electrodos entre los cuales se sitúa el sustrato y los gases involucrados en el proceso se produce un plasma. El objetivo del plasma es proporcionar una fuente de energía para disociar las moléculas de SiH_4 . Esta disociación se produce por colisión con electrones

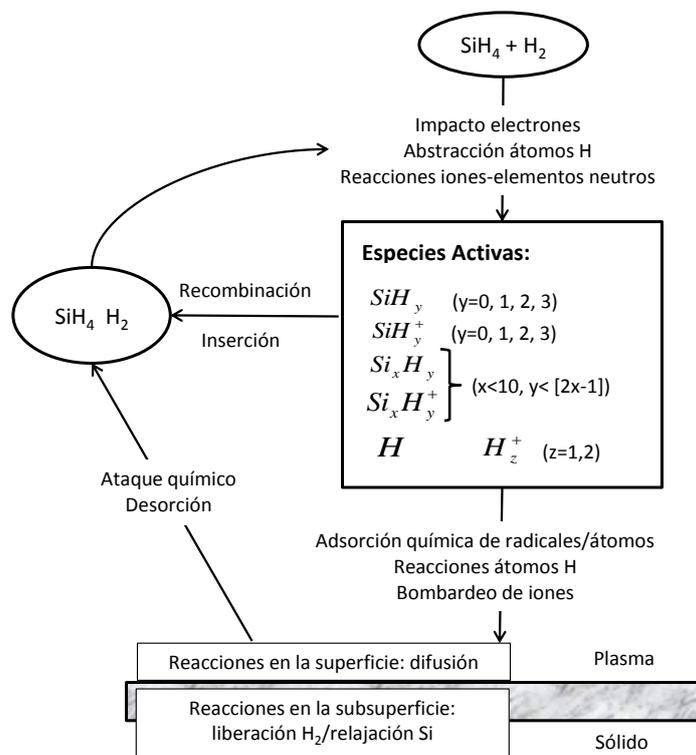


Figura 2.11: Secuencia de reacciones que tienen lugar en el proceso de deposición de las capas de a-Si:H.

generándose iones y radicales. Estas partículas reactivas de las moléculas de SiH_4 disociado se propagan hasta cerca del sustrato, donde son adsorbidos por la superficie y reaccionan formándose la capa de silicio amorfo hidrogenado.

En la figura 2.11 se representa la secuencia completa de reacciones que tienen lugar en la cámara de proceso [SZ98]. Se pueden distinguir cuatro grupos de reacciones fundamentales durante el proceso de deposición PECVD:

- Las reacciones en la fase primaria consisten en la excitación e impacto de electrones y la disociación e ionización de moléculas de SiH_4 . Inicialmente el plasma lo forman radicales neutros, moléculas, iones positivos, iones negativos y electrones.

- Las reacciones en la fase secundaria se producen entre las moléculas e iones o radicales. Éstas reacciones tienen gran influencia en las propiedades eléctricas y estructurales de la capa. Las especies neutras reactivas se mueven hasta el sustrato por difusión, los iones positivos bombardean la película en crecimiento y los iones negativos reaccionan formando pequeñas partículas o polvo.
- El tercer grupo lo forman las reacciones en la superficie, como por ejemplo la abstracción del hidrógeno o la difusión de radicales.
- Por último se encuentran las reacciones de liberación superficial de las moléculas de hidrógeno y la relajación de la matriz de silicio.

Además del silano y el hidrógeno, se utilizan otros gases durante el proceso de deposición de las capas de a-Si:H con diferentes funciones:

- Fosfina, PH_3 . Este gas se añade a la mezcla durante el proceso de deposición para dopar las capas con fósforo y fabricar un material tipo n (portadores mayoritarios electrones).
- Trimetil borano, TMB . Se usa para dopar el a-Si:H con boro y producir una capa dopada tipo p (portadores mayoritarios huecos).
- Metano, CH_4 . Se utiliza durante la deposición de la capa tipo p para cambiar las propiedades ópticas de la misma. Dopando la capa con carbono se consigue aumentar el *bandgap* óptico y reducir la absorción en esta capa de a-Si:H.
- Trifluoruro de nitrógeno, NF_3 . Se emplea en el proceso de limpieza para eliminar los residuos que quedan adheridos a las cámaras de proceso. En el proceso de PECVD se deposita la película en toda la superficie de la cámara, no solo en el cristal. Por tanto hay que eliminar el material no deseado que es depositado sobre las paredes de la cámara. Se utiliza un plasma para disociar el NF_3 y las especies reactivas de flúor consumen las películas basadas en silicio.
- Argón, Ar . Se utiliza para diferentes funciones durante el proceso. Por ejemplo se usa en las recetas de limpieza para ayudar a disociar los enlaces de NF_3 (muy fuertes) y generar el plasma previo a la limpieza. También se emplea en el proceso de *sputtering* del TCO antes de empezar a depositar las capas de a-Si:H.

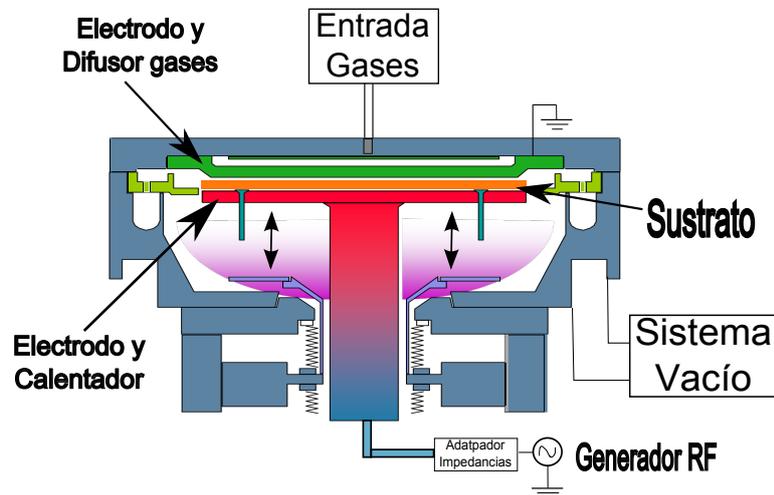


Figura 2.12: Esquema con los principales componentes de una cámara de proceso PECVD.

- Nitrógeno, N_2 . Tiene diferentes aplicaciones. Por ejemplo se utiliza como gas de purga, para enfriar el módulo a la salida del sistema, para refrigerar las bombas, etc.

Los gases residuales del proceso de deposición de silicio amorfo son tratados y purificados antes de ser expulsados al ambiente de manera que se cumplan los requisitos legales de emisiones a la atmósfera. El agua residual es enviada a una sala química en donde recibe un tratamiento antes de ser enviada a la línea de desagüe general.

La temperatura de depósito utilizada normalmente se encuentra en el rango entre $200\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $250\text{ }^{\circ}\text{C}$. Esta temperatura permite usar diferentes sustratos de bajo coste como cristales, cerámica, etc. El proceso de deposición se puede escalar a sustratos de gran tamaño, sin embargo, el escalado requiere un cuidadoso diseño de la geometría del reactor para producir capas uniformes y homogéneas. Se pueden distinguir cinco sistemas principales en una cámara de proceso del PECVD (figura 2.12):

- **Sistema de electrodos paralelos con acoplamiento capacitivo.**

En nuestro equipo PECVD diseñado para la producción industrial de módulos de $5,72\text{ m}^2$, un electrodo lo forma el soporte (*susceptor*) donde se coloca el vidrio con el TCO



Figura 2.13: Sistema de tuberías necesarias para la gestión de gases en el PECVD.

sobre el que se van depositar las capas de a-Si:H y el otro electrodo es un difusor (panel de abeja) por donde entran los gases de proceso.

– **Sistema de vacío.**

Está formado por un conjunto de bombas que permiten mantener el vacío en todas las cámaras del PECVD y evacuar los gases residuales después de cada proceso de deposición.

– **Sistema de control de gases.**

Está compuesto por controladores de flujo de gases (*mass flow controller*, MFC), diferentes tipos de válvulas, manómetros, detectores de gases, etc, que permiten controlar la entrada de los gases a la cámara de proceso y asegurar el correcto funcionamiento de todo el sistema. El aporte de los gases a las cámaras de proceso se realiza a través de líneas de acero inoxidable independientes, una para cada tipo de gas y cámara. En la figura 2.13 se muestra la estructura de tuberías necesaria para gestionar la entrada de gases en las cámaras de proceso.

– **Sistema de generación de radiofrecuencia.**

Este sistema suministra la energía de activación del plasma. La potencia de radiofrecuencia es suministrada por un generador de 13,56 MHz. Cada cámara de proceso dispone de un generador propio. Para optimizar la transferencia de energía en cada cámara se utiliza un adaptador de impedancias automático que iguala la impedancia de salida del generador con la impedancia de entrada de la cámara.

– **Sistema de calentamiento de la cámara.**

Sistema de calentadores y sensores de temperatura instalados en las paredes de la cámara y en el *susceptor* que permiten controlar un parámetro crítico del proceso como es la temperatura del sustrato en todo momento durante la deposición.

En la fábrica de T-Solar en Orense se utiliza para la fabricación industrial a gran escala de módulos de a-Si:H un *cluster* multicámara suministrado por la multinacional Applied Materials. En la figura 2.14 se muestra esquemáticamente todos los componentes de nuestro equipo PECVD. Está formado por dos cámaras de carga/descarga, una cámara de precalentamiento, siete cámaras de proceso (una cámara para depositar la capa p (denominada cámara A) y seis cámaras para las capas i-n) y una cámara de transferencia. La secuencia que sigue un panel dentro de la máquina es la siguiente:

- El vidrio con el TCO se carga en una de las dos cámaras de carga/descarga. Al entrar el cristal en una de estas cámaras se hace el vacío, de forma que a partir de este momento todos los movimientos del panel dentro del sistema se realizan en vacío.
- Una vez alcanzado el vacío, el robot de la cámara de transferencia mueve el cristal hasta la cámara de precalentamiento. El robot está formado por dos brazos que le permite mover dos cristales simultáneamente. Se busca minimizar los movimientos del robot para optimizar los tiempos de proceso. Cuando se abre una cámara se descarga el panel que se acaba de procesar en un brazo y ya se aprovecha para cargar otro cristal nuevo que se encuentra preparado en el otro brazo del robot. De esta forma se reducen los ciclos de apertura-cierre de la cámaras.
- En la cámara de precalentamiento se calienta el vidrio hasta la temperatura de proceso. Esta cámara tiene instaladas en la parte superior lámparas distribuidas por toda la superficie que permiten calentar uniformemente el módulo en un tiempo muy inferior al

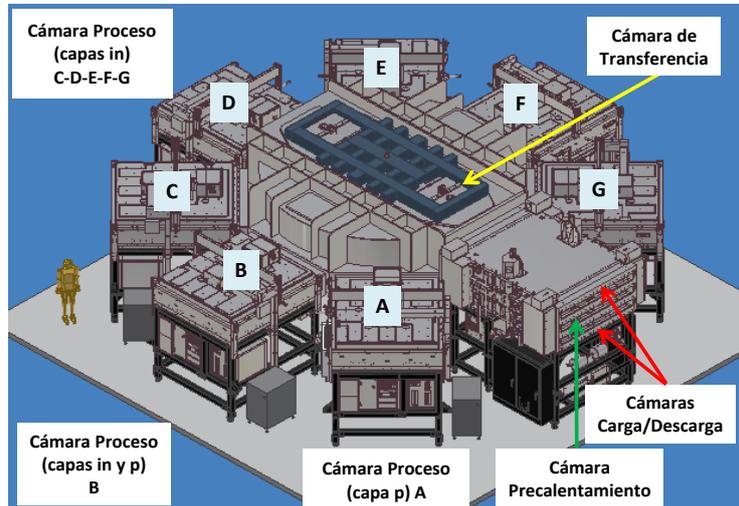


Figura 2.14: Esquema de las cámaras que forman el equipo de depósito del PECVD.

que necesitaríamos en una cámara de proceso (se reduce el tiempo de calentamiento en un factor cuatro).

- Al finalizar el calentamiento del cristal, el robot vuelve a coger el vidrio y lo lleva hasta la cámara de depósito de la capa p (cámara A). El robot coge el panel que se acaba de procesar en esta cámara y mete el nuevo cristal procedente de la cámara de precalentamiento.
- Una vez depositada la capa p, el panel se lleva a una de las cámaras de proceso de capas i-n (B, C, D, E, F o G). El tiempo de deposición de estas capas es mucho mayor que la capa p, por eso se dispone de 6 cámaras para realizar la misma deposición y conseguir actualmente una capacidad de máquina de 24 paneles/hora. Una de las cámaras (la B) está equipada con todos los gases necesarios para depositar todas las capas de la estructura p-i-n. Normalmente se utiliza para depositar capas i-n para optimizar la capacidad de producción de la máquina, pero en caso de parada de mantenimiento de la cámara A o de avería se utiliza la cámara B para depositar la capa p y no parar la producción de módulos.

- Por último se descarga el módulo por una de las cámaras de carga/descarga. Antes de sacar el módulo del sistema se pone la cámara a presión atmosférica y se enfría el módulo para evitar roturas a la salida del sistema. Si el módulo sale demasiado caliente del PECVD es muy probable que se rompa al desplazarse por los *conveyors* de la línea. Se estudió la temperatura máxima a la que el módulo puede salir del PECVD sin tener riesgo de rotura para minimizar el tiempo de descarga y aumentar la productividad de la máquina.

Algunas de las ventajas que presenta el proceso de deposición PECVD en la producción de módulos a escala industrial son:

- La temperatura de depósito es muy baja en comparación con otras tecnologías de fabricación de módulos fotovoltaicos, lo que permite utilizar sustratos más baratos como vidrio o hojas de metal.
- El elevado coeficiente de absorción del a-Si:H permite que espesores muy pequeños de capa sean suficientes para aprovechar la mayor parte de la energía solar de forma que el coste en material es muy bajo.
- Se emplea muy poca energía en la fabricación del módulo de forma que el tiempo necesario para recuperar la energía invertida (*energy payback*) es del orden de un año.

2.3. Control de calidad de los procesos de fabricación

Para asegurar que se cumplen todos los requisitos necesarios para tener módulos con alto rendimiento al final de la línea de producción es imprescindible controlar la calidad de todos los procesos implicados en la fabricación.

En lo que se refiere al rendimiento eléctrico de los módulos, toman gran importancia el control de los procesos relacionados con la formación de la estructura p-i-n (grabado láser, deposición de a-Si:H y deposición del contacto trasero). En la figura 2.15 se muestra un esquema con los puntos de control en línea de los procesos relacionados con la formación del dispositivo:

- Control del vidrio con TCO. Se mide la conductividad del TCO y las dimensiones de las hojas de vidrio a la entrada de la línea de fabricación.



Figura 2.15: Control en línea de la calidad de los procesos de fabricación.

- Láseres. Diariamente se envían paneles de prueba (*hot panels*) para evaluar el correcto grabado de los tres láseres de la línea.
- Brightview Systems (BVS). En esta herramienta se mide el grosor, la homogeneidad y rugosidad de la estructura p-i-n de a-Si:H del 100% de los módulos así como el grosor del TCO. Los mapeados de superficie de las capas de todos los módulos se obtiene a partir de simulación y ajuste automático de los espectros de reflexión en el rango visible/infrarrojo cercano (320 - 1.500 nm). Este equipo también se utiliza en el control de las capas individuales de a-Si:H. Regularmente se depositan sobre paneles de cualificación las capas de a-Si:H (p, i y n) individualmente en todas las cámaras de proceso para asegurar la calidad y la reproducibilidad de las propiedades del material a lo largo del tiempo.
- Una vez que se fabricó la parte activa del módulo después del último grabado láser, todos los módulos pasan a través de una estación de control de calidad del dispositivo (*quality assurance and shunt removal specification test system*, QASR), donde la calidad del dispositivo es evaluado en términos de la tensión en circuito abierto para niveles de iluminación bajos. Además se miden las distancias y los anchos de los tres marcados láser (P1, P2 y P3).

- Finalmente, el simulador solar de línea también sirve como herramienta de control de la calidad de los procesos. Se miden y etiquetan los parámetros eléctricos del 100% de los módulos fabricados.

Todos los datos de control y de los procesos de fabricación están disponibles a través de nuestra herramienta de almacenamiento de información y visualización SIGMA (Sistema Gestión y Monitorización Avanzado). Esta herramienta permite la colección y extracción de datos, lo que nos da un control de los procesos en tiempo real y facilita una respuesta inmediata ante cualquier problema en la producción. Se fijan unos criterios de calidad en las diferentes herramientas y puntos de inspección en la línea. Cuando uno de estos criterios no es superado, se configuraron una serie de alarmas para detectar el problema y tomar las acciones adecuadas. Los módulos que no cumplen los estándares de calidad en los puntos de control, se quitan de la línea (*scrap*) de forma que se evitan los costes añadidos de finalizar la fabricación de un módulo con bajo rendimiento eléctrico (cristal trasero, caja de conexiones, etc). La cantidad de módulos con problemas relacionados con el dispositivo que llegan a final de la línea es prácticamente despreciable gracias a la alta fiabilidad de nuestro sistema de control de los procesos de fabricación.

2.3.1. Control de calidad proceso PECVD

La calidad de todas las capas individuales depositadas en el PECVD (p-i-n) se asegura a través de un completo proceso de control dentro y fuera de la línea. Se controlan parámetros de proceso como la velocidad de depósito, la uniformidad de las capas, propiedades eléctricas como la conductividad y ópticas como el *bandgap*. El chequeo se realiza para todas las capas y todas las cámaras de proceso del PECVD y para esto se deposita típicamente capas individuales con un grosor alrededor de 200 nm. Como se mencionó anteriormente, parte del control del proceso del PECVD se realiza en línea con el equipo BVS, que nos proporciona mapeados de grosor y uniformidad de la capa sobre la totalidad del área de 5,72 m². El resto de medidas de control se realizan fuera de línea:

- **Grosor y uniformidad de las capas individuales.**

El equipo Argus permite realizar medidas automáticas en el espectro visible/infrarrojo cercano de reflexión y transmisión sobre toda el área de los módulos con una resolución de 2 cm. Estas medidas nos dan un mapeado detallado de la distribución del

grosor de las capas de a-Si:H y nos proporciona un cálculo más preciso de la velocidad de depósito de cada capa. Además permite identificar la causa raíz de problemas de hardware relacionados con la uniformidad. Definimos como parámetro de control la no-uniformidad (NU) de una capa a partir del grosor máximo (G_{max}) y el mínimo (G_{min}) medidos:

$$NU = \frac{G_{max} - G_{min}}{G_{max} + G_{min}} \times 100 \quad (2.1)$$

En la figura 2.16 se presenta un perfil estándar del grosor de una capa de a-Si:H tipo n, obteniéndose un valor de uniformidad muy bueno para toda la superficie del módulo. En la figura 2.17 se muestra el mapeado de otra capa de a-Si:H tipo n que presenta un problema de uniformidad en el centro del módulo. El tipo de no-uniformidad en el centro del perfil de grosores es un indicativo habitual de existir un problema con uno de los soportes en la cámara de deposición. Este problema provoca un punto frío durante la deposición produciéndose una zona con menor grosor de capa en ese punto. La rápida detección de este tipo de defectos durante la deposición puede prever la posible rotura de un cristal dentro de la cámara durante el proceso causando una parada de la producción durante horas.

– **Encuadrado de la capa depositada con respecto a la hoja de vidrio (*edge exclusion*).**

Mediante unas placas de metal de sombra se evita la deposición de las capas en el borde del cristal. Se mide la distancia desde el borde de la capa depositada a la arista del cristal en diferentes puntos del módulo para detectar y prevenir problemas de alineamiento en alguna cámara y evitar la rotura de un módulo dentro del PECVD. También sirve para detectar otros problemas de hardware, como por ejemplo algún pequeño desalineamiento entre los electrodos después de una intervención en la cámara por mantenimiento o avería.

– **Propiedades eléctricas y ópticas.**

Los paneles de control con las capas de a-Si:H se cortan en una mesa de corte en muestras de $10 \times 10 \text{ cm}^2$ para medir sus propiedades eléctricas y ópticas. Se mide la resistividad de las capas dopadas (ρ) con un medidor de resistencia modelo *Trek 152* y se determina el *bandgap* óptico (E_g) con un espectrofotómetro *PerkinElmer Lambda 950* mediante medidas de transmisión óptica. La figura 2.18 muestra los valores de resistividad y el *bandgap* óptico de una capa de a-Si:H tipo n durante un periodo de un año. Se

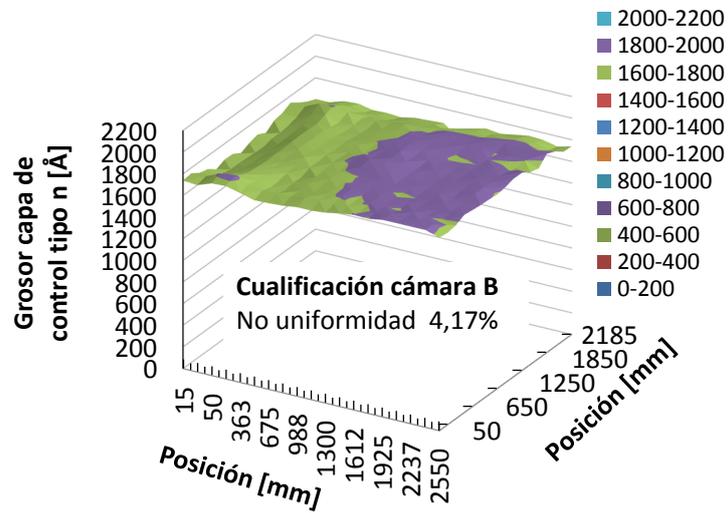


Figura 2.16: Perfil estándar del grosor de una capa de a-Si:H tipo n.

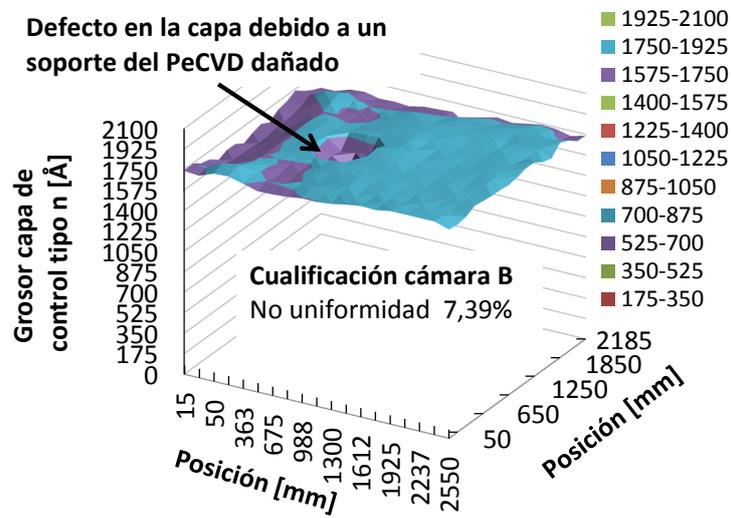


Figura 2.17: Perfil del grosor de una capa de a-Si:H tipo n con un problema de no-uniformidad.

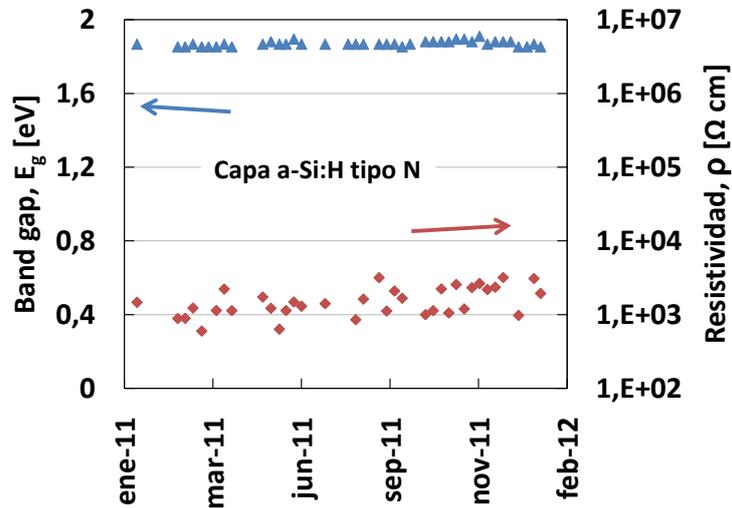


Figura 2.18: Propiedades eléctricas y ópticas de una capa de a-Si:H tipo n a lo largo del tiempo.

observa una dispersión de los valores muy pequeña y un comportamiento muy estable de las propiedades del material a lo largo del tiempo.

El proceso PECVD también se controla dentro de la línea de producción, justo después de la deposición de las capas, todos los módulos pasan a través del equipo BVS donde se realiza el mapa óptico de la estructura p-i-n de a-Si:H. El grosor total de la estructura y la uniformidad sobre toda la superficie de los módulos es controlada y vinculada con los parámetros de proceso como por ejemplo la cámara donde se procesó cada módulo. En la figura 2.19 se muestra el grosor normalizado de la estructura p-i-n para todas las cámaras medidos en el BVS. Se observa un proceso muy estable a lo largo del tiempo para todas las cámaras y la diferencia de grosor entre ellas es menor al 1%.

No solamente el valor medio del grosor, si no la no-uniformidad de éste en toda la superficie de la capa de a-Si:H es crítica para obtener un buen rendimiento de los módulos en tecnología de capa fina de gran tamaño. La no-uniformidad del grosor de las capas de a-Si:H en el área de $2,2 \times 2,6 \text{ m}^2$ es menor al 10% si consideramos un *edge exclusión* de 50 mm hasta el borde del cristal. Gracias a este valor pequeño de no-uniformidad del grosor de a-Si:H, hemos logrado un rendimiento de las células prácticamente constante sobre toda la superficie de $5,72 \text{ m}^2$. Se fabricaron células de 1 cm^2 en cupones de $10 \times 10 \text{ cm}^2$ colocados en la

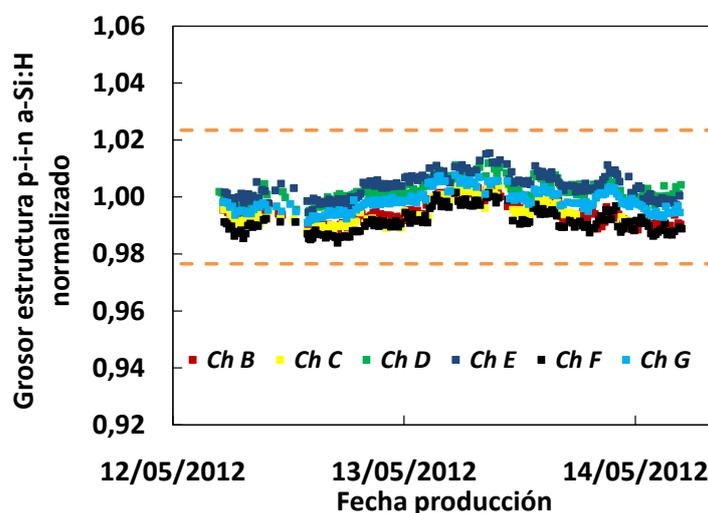


Figura 2.19: Grosor de la estructura p-i-n de a-Si:H medido en el BVS para las diferentes cámaras del PECVD (las líneas puntuadas indican la desviación máxima permitida con respecto al grosor nominal).

diagonal de un módulo. En la gráfica 2.20 se presenta la eficiencia estabilizada media de las cinco mejores células en diferentes puntos de la diagonal. La no-uniformidad de la eficiencia estabilizada es menor al 1 %.

Después de depositarse el contacto trasero y hacerse el grabado del último láser, en el equipo QASR (*Quality Assurance and Shunt Removal*) y paralelo al proceso de eliminación de cortocircuitos, se mide la tensión en circuito abierto en baja iluminación del módulo. Se configura un valor límite de voltaje, cuando no se supera este límite los módulos son investigados y dependiendo del problema se eliminan (*scrap*) y se llevan a cabo las acciones necesarias para resolver la causa del problema o, si el problema no es grave, se dejan continuar hacia el BEOL. Casi todos los problemas eléctricos son detectados en esta etapa de producción y casi ningún módulo con problemas relacionados con el dispositivo alcanzan el simulador solar al final de la línea de producción.

Durante el año 2012, el 0,7 % del total de los módulos (producción y pruebas de desarrollo) que pasaron a través del QASR no cumplieron el límite de voltaje y se hicieron *scrap*. La estadística de la causa de los diferentes problemas se muestra en la gráfica 2.21 y puede observarse que muy pocos son problemas relacionados con el proceso PECVD. Después de esta etapa de control, el número de paneles de producción con problemas relacionados con el

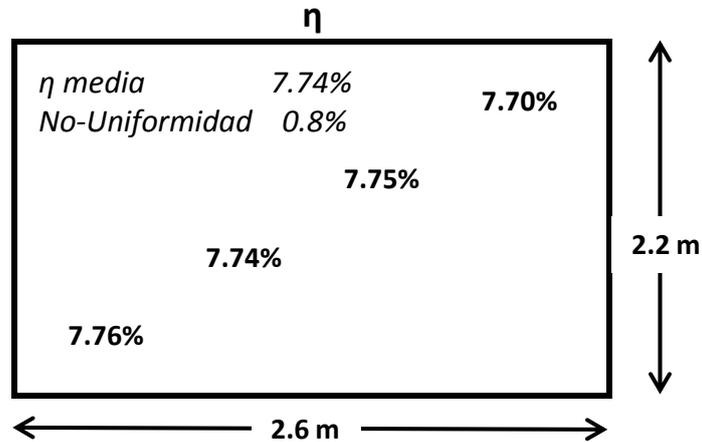


Figura 2.20: Eficiencia estabilizada de las células distribuidas a lo largo de la diagonal del módulo.

dispositivo es casi despreciable, asegurándonos la alta calidad del producto final y permitiéndonos ahorrar costes de material al no pasar módulos con pobre rendimiento eléctrico a través del BEOL.

El último paso en el control en línea de los módulos es el propio simulado solar, donde el 100% de los módulos son medidos y etiquetados de acuerdo a los parámetros eléctricos y distribuidos en un máximo de cuatro clases de potencia (principalmente clases TS390 y TS410). Las clases cubren un ancho del 5% en la distribución de potencia de los módulos y son definidas por la mínima potencia en la clase. La alta fiabilidad de nuestros procesos de producción del dispositivo, gracias al proceso de control, provoca que el porcentaje de módulos con bajo rendimiento eléctrico en el simulador solar debido a problemas relacionados con el dispositivo sea solamente el 0,12%. Una cifra mucho menor que el *scrap* total de la línea de producción del 3,7% en el año 2012 incluyendo los procesos no relacionados con el dispositivo (laminación, autoclave, etc). La figura 2.22 muestra como se reparte el *scrap* de baja eficiencia detectado en el simulador solar entre los diferentes procesos de fabricación.

Como conclusión de esta parte, podemos decir que nuestro control del proceso PECVD dentro y fuera de la línea para las diferentes capas de a-Si:H nos asegura la fabricación de capas reproducibles y de alta calidad que garantizan un alto rendimiento eléctrico de los módulos al final de la línea de producción.

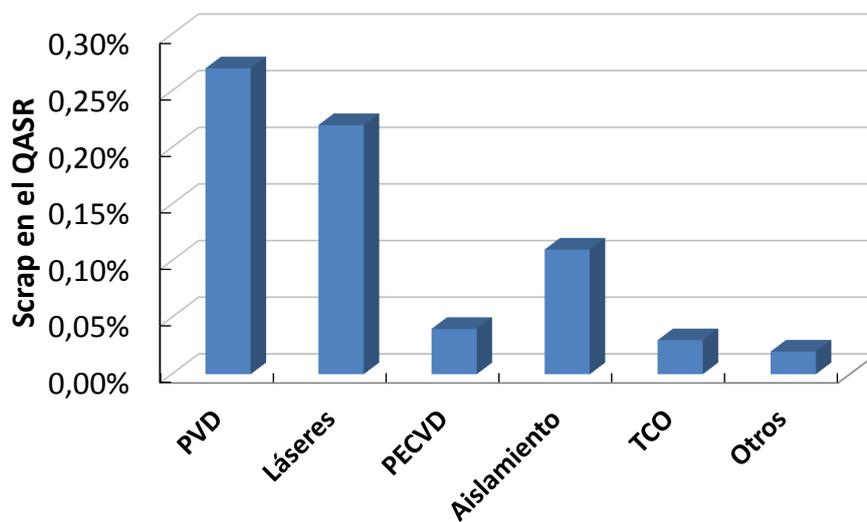


Figura 2.21: Porcentajes de scrap detectados en el QASR en el año 2012.

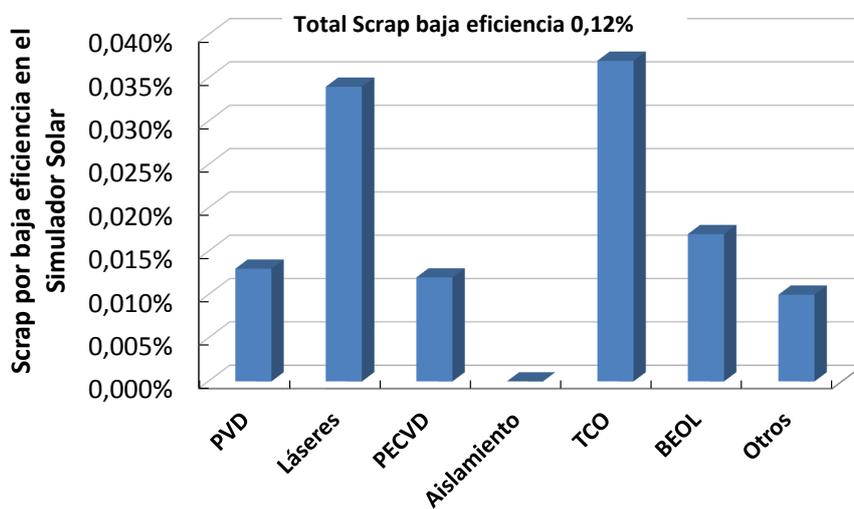


Figura 2.22: Porcentajes de scrap por baja eficiencia detectados en el simulador solar en el año 2012.

2.4. Mejoras en el proceso PECVD

El proceso de deposición PECVD implica complejas y múltiples interacciones físicas y químicas entre los elementos que forman el plasma y que afectan al crecimiento de la capa sobre el sustrato [BCM95]. Las propiedades de la capa dependen de numerosos parámetros de proceso como la potencia y frecuencia del generador de radiofrecuencia, la temperatura del sustrato, la presión y composición del gas, la magnitud y el tipo de flujo de los gases, la distancia entre electrodos, la geometría de la cámara, etc. A lo largo de estos años se han optimizado los principales parámetros de proceso de todas las cámaras con el objetivo de incrementar el rendimiento eléctrico de los módulos y de aumentar la capacidad de producción de paneles (*throughput*) del equipo PECVD [OQF⁺12].

Las continuas mejoras en el proceso de deposición PECVD han permitido mejorar la calidad de las capas de a-Si:H depositadas y optimizar la estructura p-i-n del dispositivo dando lugar a un incremento continuo de la eficiencia de los módulos. En la figura 2.23 se presenta la evolución de la eficiencia de los módulos en los últimos cuatro años desde que se comenzó la fabricación a gran volumen de paneles. La evolución de la eficiencia del módulo de T-Solar ha aumentado continuamente desde una eficiencia inicial de aproximadamente el 6% utilizando los procedimientos suministrados por Applied Materials al principio de funcionamiento de la línea hasta una eficiencia en producción del 7,3% a finales de 2012. Durante el primer año la evolución experimentada ha sido más lenta coincidiendo con la puesta en marcha de toda la línea de producción. A partir de esta etapa de aprendizaje, tanto de los procesos de fabricación como de la tecnología del silicio amorfo, la curva de eficiencia ha experimentado un crecimiento continuo en los últimos años. En la gráfica 2.23 se señalan algunas de las mejoras implementadas en la línea que nos proporcionaron ganancia en la eficiencia de los módulos. Aparte del cambio a módulos de tamaño *full* que proporciona una área activa mayor que los de tamaño cuarto y que supuso un incremento de la eficiencia del 3%, el resto de mejoras más significativas están relacionadas con la optimización de la estructura p-i-n de a-Si:H depositada en el PECVD. Estas mejoras en la estructura de la célula solar han permitido además de incrementar la eficiencia de los módulos, reducir los materiales necesarios para la deposición de la célula solar y por tanto reducir los costes de fabricación.

Las herramientas de control de las capas de a-Si:H depositadas en el PECVD descritas anteriormente también nos permiten mejorar el proceso y el rendimiento de los módulos. La combinación de las diferentes herramientas dentro y fuera de la línea nos proporciona una completa caracterización de todas las capas depositadas con diferentes parámetros de proceso

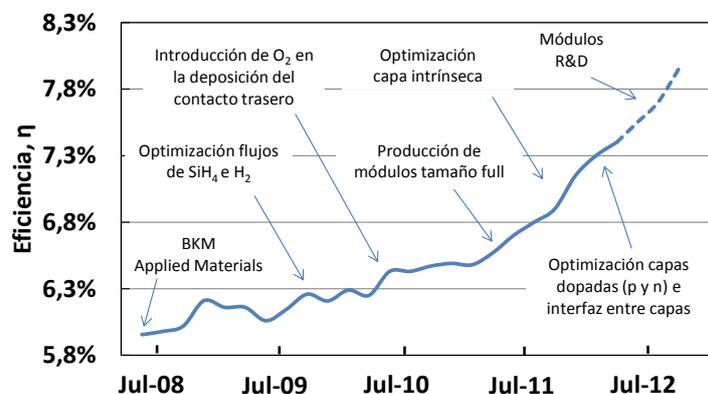


Figura 2.23: Evolución de la eficiencia de los módulos en los últimos cuatro años.

en el PECVD. Comparando y analizando los parámetros de rendimiento de los módulos con los datos de deposición se han ajustado los parámetros de proceso para cada cámara individualmente para reducir la dispersión entre ellas y llevar el rendimiento de los módulos cerca del rendimiento de la mejor cámara. Si comparamos el histograma de eficiencia de módulos de producción de los últimos años (figura 2.24), podemos ver, además del claro incremento en la eficiencia, como se reduce drásticamente la dispersión de la eficiencia entre los módulos. En el 2012 prácticamente la totalidad de los módulos caen dentro de una única clase (TS410, eficiencia mínima 7,17%) lo que facilita la gestión logística de la producción.

Además del incremento de la eficiencia de los módulos, el control del proceso nos ayudó a mejorar el *throughput* de la fábrica. En la gráfica 2.25 se muestra la evolución del *throughput* de la línea desde los 17 paneles por hora (pph) en 2009 hasta los 22 paneles por hora en el 2012. Este incremento del 23% en el *throughput* sumado a la evolución de la eficiencia de los módulos nos ha permitido mejorar la capacidad de producción anualizada de la fábrica desde los 33 MW hasta los 72 MW en los últimos cuatro años [VAB⁺12].

Actualmente se sigue trabajando en el desarrollo y optimización del rendimiento de los módulos. Se han conseguido prototipos con una eficiencia estabilizada superior al 7,95% lo que equivale a una potencia de 455 W. En la figura 2.26 se muestra la curva de corriente voltaje (I-V) en condiciones estándar de medida (*standard test conditions*, STC, 1000 W/m², 25 °C y espectro solar AM 1,5) y los parámetros eléctricos estabilizados (más de 300 kWh de iluminación) del actual módulo récord.

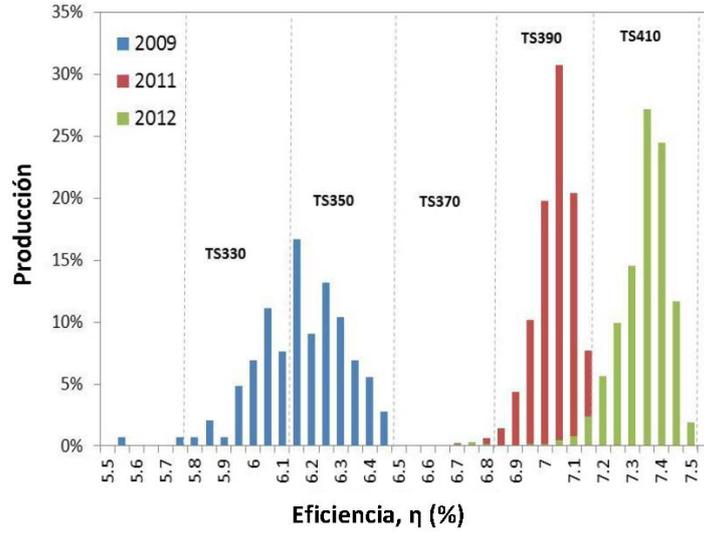


Figura 2.24: Histograma de la eficiencia de los módulos de producción en los últimos años.

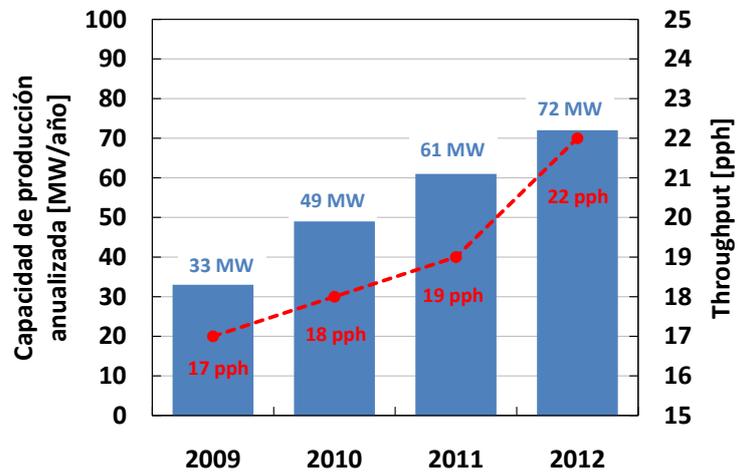


Figura 2.25: Evolución del *throughput* de la línea y de la capacidad de producción anualizada en los últimos años.

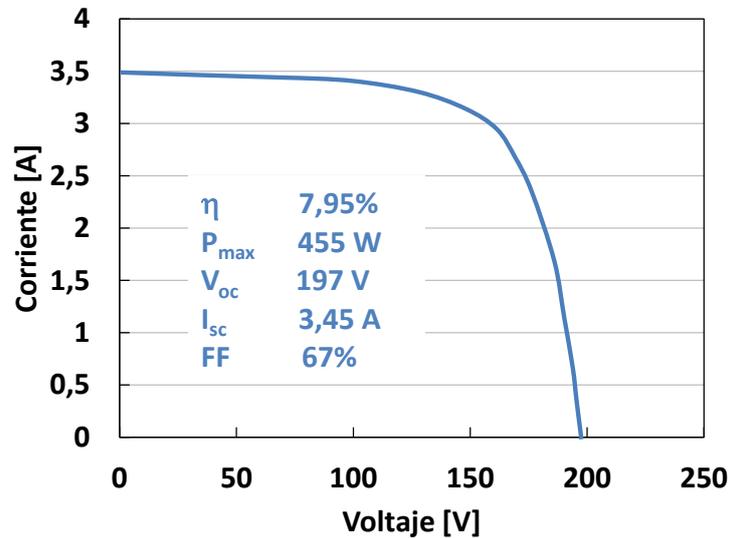


Figura 2.26: Curva I-V y parámetros eléctricos en condiciones STC del módulo récord.

2.5. Resumen

El completo control de los procesos de fabricación y en particular del proceso PECVD dentro y fuera de línea nos asegura una estructura p-i-n de a-Si:H de alta calidad que garantiza un alto rendimiento eléctrico de los módulos al final de la línea de producción. Como prueba de la alta fiabilidad de nuestros procesos de producción del dispositivo, en el año 2012 solamente el 0,12% de los módulos que alcanzaron el simulador solar presentaron bajo rendimiento eléctrico.

Nuestra metrología en línea también nos ha permitido mejorar la productividad del proceso PECVD. Esta optimización ha dado lugar a un incremento continuo en la eficiencia estabilizada de nuestros módulos desde aproximadamente un 6% hasta un 7,3% en los últimos años. También se ha mejorado el *throughput* de la línea desde 17 pph en 2009 hasta los 22 pph en el 2012. Este incremento en el *throughput* sumado a la evolución de la eficiencia de los módulos nos ha permitido mejorar la capacidad de producción anualizada de la fábrica desde los 33 MW hasta los 72 MW en los últimos cuatro años. En módulos de I+D, hemos alcanzado eficiencias del 7,95% lo que equivale a una potencia estabilizada de 455 W.

CAPÍTULO 3

CARACTERIZACIÓN ELÉCTRICA DE MÓDULOS DE A-Si:H

En este capítulo se presenta la estación de medida de módulos en condiciones ambientales desarrollada por el equipo de I+D de T-Solar en los últimos años. Para la exitosa comercialización de cualquier tecnología fotovoltaica es importante entender el comportamiento eléctrico de los módulos ante diferentes condiciones climáticas. En el caso de la tecnología de silicio amorfo, se vuelve imprescindible debido al proceso de degradación de los parámetros eléctricos que sufren los módulos durante las primeras horas de exposición a la luz solar y por las fluctuaciones en el rendimiento del módulo a lo largo del tiempo debido a las condiciones climáticas. En este capítulo nos centraremos en la caracterización de los parámetros eléctricos estabilizados (una vez superadas las primeras horas de exposición a la luz) y estudiaremos los principales factores que afectan a la medida: la temperatura del módulo, el nivel de irradiancia, el espectro solar y cambios en las propiedades del material debido a la historia térmica del módulo. En la segunda parte del capítulo se describen los diferentes procedimientos de medida utilizados para evaluar y comparar el rendimiento eléctrico de módulos de a-Si:H en tecnología de lámina delgada.

3.1. Equipo experimental

Desde la puesta en marcha de la fábrica en el 2008, se ha estado desarrollando una estación de medida de módulos expuestos a condiciones ambientales. Esta estación (*Outdoor*

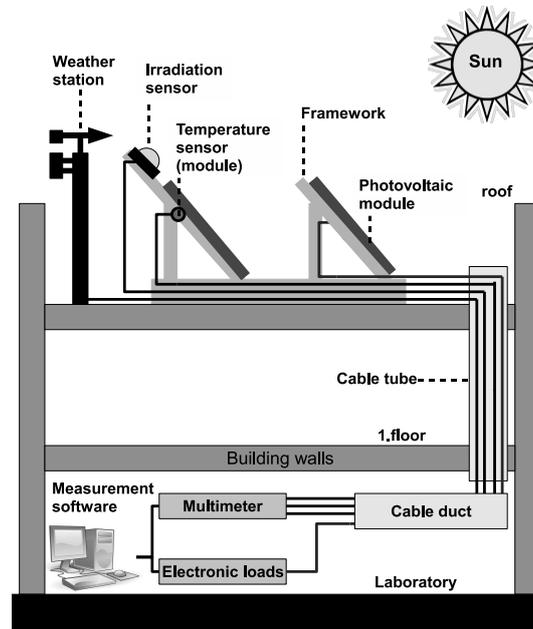


Figura 3.1: Esquema con los principales componentes del *Outdoor test station*.

test station) fue montada íntegramente por el equipo de I+D de T-Solar y se está ampliando y mejorando continuamente. En la figura 3.1 se representa un esquema con los principales componentes que forman el *Outdoor test station*: seis estructuras para la instalación de los módulos, un par de estaciones meteorológicas (donde se miden la temperatura ambiente, la humedad y la velocidad y dirección del viento), sensores de irradiancia y de temperatura, multímetros, cargas electrónicas y el software de control.

En la figura 3.2 se muestra la distribución de las diferentes estructuras localizadas en el tejado y en el aparcamiento de la fábrica. Las estructuras fijas están instaladas en dirección sur con una inclinación de 35° para optimizar la energía incidente en los módulos a lo largo del año. En total tenemos capacidad para instalar 96 módulos tamaño cuarto ($1,43 \text{ m}^2$) o 24 módulos tamaño *full* de $5,7 \text{ m}^2$. Existe otra estructura fija para instalar módulos horizontalmente (4 cuartos) y un seguidor solar con capacidad para 2 módulos *full* u 8 módulos de tamaño cuarto.



Figura 3.2: Vista aérea de las diferentes estructuras del *Outdoor test station*.

3.1.1. Instrumentos de medida

Los sensores de irradiancia están instalados con la misma inclinación y orientación que los módulos y colocados con suficiente distancia entre ellos para asegurar que no se hacen sombra en ninguna época del año. En la figura 3.3 se muestran los sensores de irradiancia que se instalaron para cada estructura con diferente inclinación (0° , 35° y solidaria con el seguidor solar):

- Un fotodiodo (Kipp&Zonen).- Detecta cambios rápidos de irradiancia y se utiliza para validar las curvas corriente-voltaje (IV) medidas de los módulos.
- Un piranómetro térmico (Kipp&Zonen).- En comparación con el fotodiodo, este dispositivo permite realizar una medida de la irradiancia más precisa pero su respuesta es más lenta debido a que tiene una fuerte dependencia con la temperatura que varía según la radiación absorbida.
- Una célula solar de silicio cristalino calibrada (FGH-ISE Callab).- Se trata de una célula solar cristalina con un filtro en el rango infrarrojo de las longitudes de onda que le proporciona una respuesta espectral muy similar a la de una célula de silicio amorfo.
- Un módulo de referencia de a-Si:H.- Utilizamos como referencia espectral un módulo fabricado en nuestra línea de producción que fue monitorizado y caracterizado eléctricamente durante años.



Figura 3.3: A la izquierda, sensores de irradiancia: 1.Fotodiodo, 2.Célula de referencia de silicio cristalino filtrada y 3.Piranómetro térmico. A la derecha, sensores meteorológicos: anemómetro de cazoletas y veleta.

Para investigar la influencia climática en el comportamiento eléctrico de los módulos se instaló una estación meteorológica junto a las estructuras del tejado aproximadamente a un metro de altura sobre los módulos. En esta estación se recogen cuatro parámetros meteorológicos: temperatura ambiente, humedad, velocidad y dirección del viento (figura 3.3). Para medir la temperatura de los módulos se utilizan sensores de temperatura resistivos de platino (Pt100 y Pt1000) que se colocan en la parte trasera del módulo con unas pegatinas de alta conductividad térmica.

Todas las señales procedentes de los sensores meteorológicos, de irradiancia y de temperatura se miden con el multímetro Keithley 3706 de 40 canales. Este multímetro tiene un switch interno que permite tener conectados muchos canales de entrada y realizar en poco tiempo un barrido de todos ellos. Las medidas se pueden realizar de forma manual a través de su panel frontal o controladas por software a través de un puerto GPIB (*General Purpose Instrumentation Bus*). Actualmente tenemos conectados aproximadamente 30 sensores y se tarda unos 10 segundos en realizar el barrido de todos ellos.

Para trazar las curvas IV utilizamos cargas electrónicas que nos permiten polarizar los módulos en un punto y medir los correspondientes valores de corriente y voltaje. Actualmente disponemos de cuatro cargas modulares Agilent N3300A para medir módulos de tamaño cuarto y una carga Itech IT8513B de mayor potencia para los módulos tamaño *full*. Ambas cargas permiten la conexión por puerto GPIB y poseen diferentes modos de operación (tensión, corriente y resistencia). En modo tensión, por ejemplo, el usuario configura ya sea manualmente o por software la tensión a la que polarizamos el módulo y se mide el valor de corriente. En el



Figura 3.4: Armario con los multímetros y cargas electrónicas.

caso de la carga Itech, al trabajar con valores de tensión muy altos, no es posible polarizar el módulo exactamente al valor de consigna por lo que los valores voltaje-corriente medidos no eran los correctos. Se solucionó este problema añadiendo dos multímetros al sistema de forma que en el momento de lanzar el valor de consigna, también se envía un pulso a los multímetros que miden los valores reales de voltaje y de corriente del módulo en ese instante (figura 3.4).

Para aumentar la capacidad de medida de la estación se montó un *switch* 9:1 (de nueve a un punto de medida) que nos permite medir de forma automática nueve módulos con una única carga electrónica. Debido a los altos valores de tensión y corriente con el que trabajan los módulos tamaño *full* no se pudo utilizar ningún *switch* comercial y se diseñó uno con diferentes etapas de potencia. Se instaló lo más cerca posible de los módulos para evitar pérdida de la señal y desde el *switch* hasta las cargas electrónicas se mide con cuatro hilos para minimizar los errores en la medida debido a la resistencia del cable. Todos los parámetros de diseño fueron considerando las características eléctricas de los módulos *full* de $5,72 m^2$. El diseño está pensado en diferentes etapas de control, de forma que la etapa del nivel inferior controla a la del nivel superior. En primer nivel, está el software de control que es el que interacciona directamente con el usuario. Con este programa se controla un módulo de entradas/salidas digitales (módulo DIO). Este módulo se conecta a unos relés de baja potencia que a su vez controlan a otros relés de alta potencia, los cuales se encuentran conectados a los módulos



Figura 3.5: Esquema con las diferentes etapas de control del *switch*.

fotovoltaicos. Se añade la etapa de relés de baja potencia porque los relés de mayor potencia no se pueden conectar directamente al módulo DIO (figura 3.5).

Para completar la caracterización eléctrica de los módulos recientemente se instaló un seguidor solar (figura 3.6) que nos permite realizar estudios que no son posible con las estructuras fijas como por ejemplo medir en orientación perpendicular al sol a diferentes niveles de irradiancia y evitar las dependencias angulares, determinar la temperatura nominal de operación de un módulo, cuantificar la diferencia de energía incidente entre un módulo en el seguidor y uno en una estructura fija, etc.

El seguidor solar se diseñó para soportar vientos de hasta 140 km/h y permite instalar una superficie de 20 m^2 de paneles, lo que equivale a instalar simultáneamente dos módulos tamaño *full* u ocho módulos tamaño cuarto. Una característica importante es que tiene movimiento en dos ejes controlado por dos motores que accionan unos engranajes. De esta forma se puede controlar de forma independientemente el azimut y la elevación. El método de movimiento



Figura 3.6: Fotografías del seguidor solar y del sistema de engranajes en dos ejes.

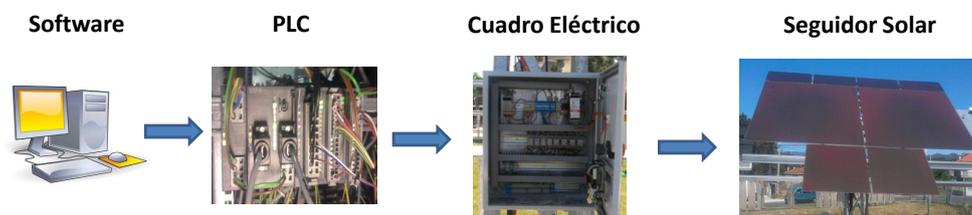


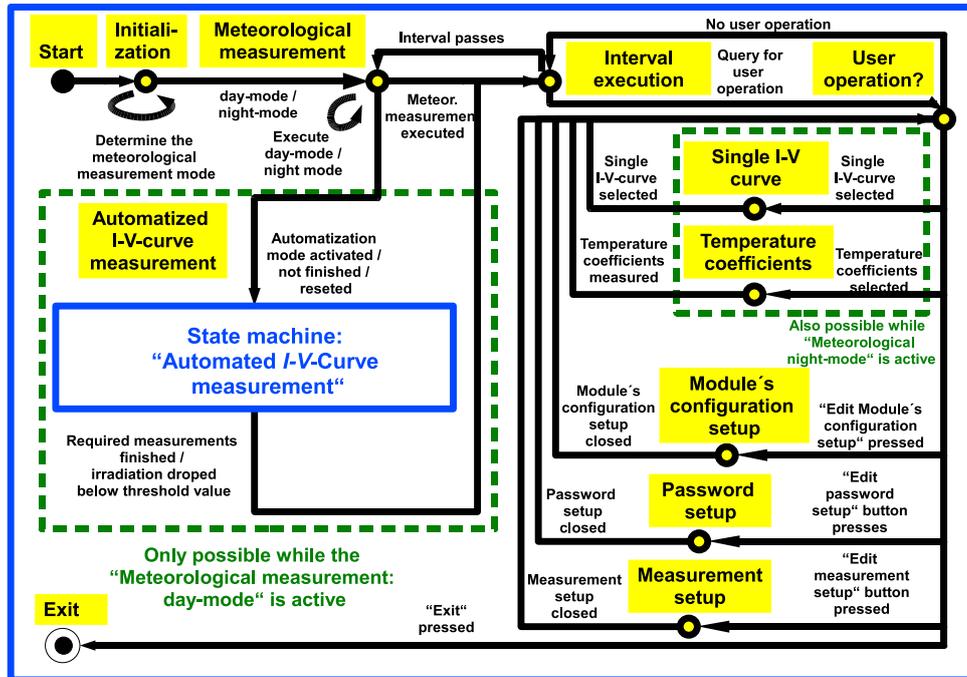
Figura 3.7: Esquema de las etapas de control del seguidor solar.

mediante engranajes presenta la ventaja de que podemos relacionar cada vuelta del motor con el movimiento en grados del seguidor y configurarlo automáticamente en la posición que queramos de una forma más exacta que si utilizáramos un seguidor accionado por cilindros. Se instalaron unos *encoders* accionados por unos interruptores que nos permiten saber cuántas vueltas (cambios de cerrado a abierto del interruptor) ha dado el motor desde su puesta en marcha. Esta información se envía a un PLC (*Programmable Logic Controller*) que a su vez se controla por el software del *Outdoor test station*. En la figura 3.7 se presentan las diferentes etapas de control del seguidor solar. Se configuró un modo automático de medida, donde se sigue al sol utilizando un sensor de perpendicularidad formado por cuatro fotorresistencias conectadas en serie dos a dos para azimut y para elevación. El PLC va controlando la posición del seguidor hasta que el voltaje de cada par de resistencias en serie se iguala. También se mide el voltaje en una quinta fotorresistencia, cuando el valor medido es menor que un voltaje mínimo de referencia se asume que el sensor no está siguiendo correctamente al sol debido por ejemplo al paso de nubes que ensombrecen los módulos. En ese momento, se empieza a controlar el movimiento del seguidor en base a una tabla con las posiciones teóricas calculadas a partir de la fecha y la hora correspondientes.

3.1.2. Software de control

El software del *Outdoor test station* ha sido desarrollado en el entorno de programación LabView. Se eligió este programa por su compatibilidad con el lenguaje SCPI (*Standard Commands for Programmable Instrumentation*) utilizado para comunicarse a través del puerto GPIB con los instrumentos electrónicos de medida (multímetros y cargas electrónicas). En la programación en LabVIEW se diferencian dos ventanas principales: una llamada panel frontal que es la ventana que ve el usuario y en la que se visualizan las gráficas, las variables

Main state machine

Figura 3.8: Máquina de estados del software de control del *Outdoor test station*.

numéricas y las opciones de control del programa y otra que recibe el nombre de diagrama de bloques que es donde se realiza la programación. Esto permite que un usuario ajeno al programa pueda utilizarlo de forma relativamente sencilla.

Se utilizó una arquitectura de máquina de estados que permite controlar en todo momento el flujo de datos y su continua ejecución. Además, con esta estructura se consigue un programa modular de forma que se puede añadir nuevas funciones sin necesidad de tener conocimiento exhaustivo del resto del programa. En la figura 3.8 vemos un esquema de los diferentes estados y el flujo de información en el programa. El software está ejecutándose continuamente en alguno de los cuatro modos de medida que posee actualmente: modo meteorológico, modo de curvas IV, modo de coeficientes de temperatura y modo automático.

Modo meteorológico

Al iniciar el programa el modo meteorológico es el modo de medida que se pone en funcionamiento. En él se miden todos los sensores de irradiancia, la temperatura del módulo, la temperatura ambiente, la humedad relativa, la dirección y velocidad del viento. Las medidas se realizan en intervalos de 30 segundos (figura 3.9).

Cada uno de los 40 canales del multímetro Keithley 3706 tiene un relé con un número de ciclos de vida limitado en torno a un millón de operaciones. Por lo tanto, midiendo cada 30 segundos tendríamos una vida útil del multímetro menor a un año. Para incrementar su tiempo de vida se programaron dos modos de medida:

- Modo día.- Mientras el programa se encuentra en este modo se realizan medidas de todos los sensores.
- Modo noche.- En este caso solo se mide el piranómetro térmico, la temperatura exterior y la temperatura del módulo. Además, se configura un intervalo de tiempo entre medidas mayor de forma que reducimos considerablemente el número de ciclos de los relés durante la noche. De esta manera se consiguió que el multímetro funcionara alrededor de tres años hasta realizar el primer mantenimiento.

Existen dos criterios para controlar el cambio entre estos dos modos de medida: uno dependiente del tiempo y otro de la irradiancia. Con el primero se determina la hora inicial y la hora final en la que se quieren estar midiendo todos los sensores. Con el segundo se produce el cambio de modo automático dependiendo del valor de irradiancia límite configurado. La figura 3.10 muestra un esquema de la automatización de las medidas meteorológicas.

En el modo meteorológico también se realiza el cálculo de la energía incidente al final de cada día. Se calcula el valor en kWh/m^2 por horas y se utiliza este valor para conocer la energía recibida por un módulo desde su instalación. Estos datos, junto con las medidas de todos los sensores realizadas a lo largo del día se guardan en un archivo de texto y se exportan a una base de datos.

Modo curva IV

El modo de medida curva IV permite determinar todas las características eléctricas de interés de un módulo (figura 3.11). Las cargas electrónicas se programaron en modo tensión de forma que el programa configura la tensión de medida y lee la corriente.

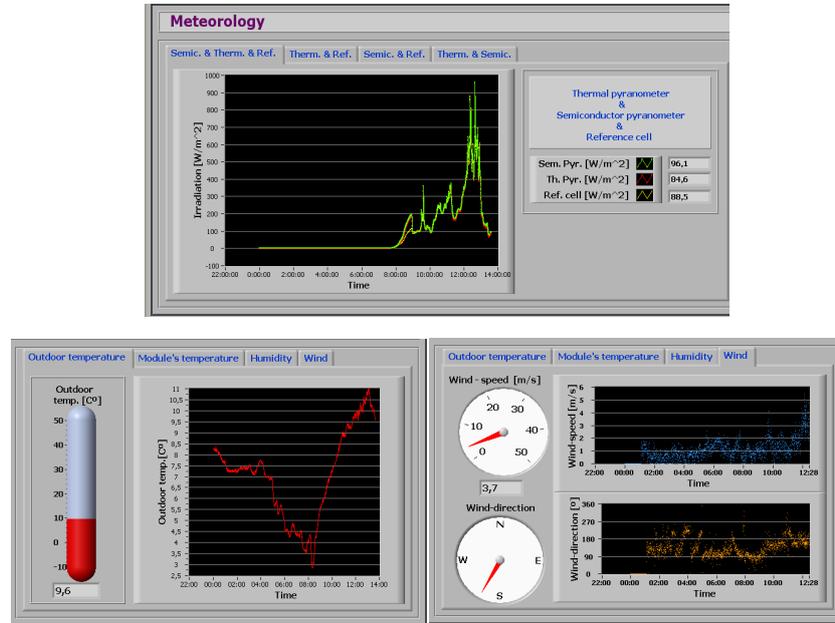


Figura 3.9: Visualización del panel frontal del software en el modo meteorológico.

El trazador de la curva IV se programó con un lazo que se repite tantas veces como puntos configuremos en la curva. Se barre la curva IV desde la tensión de circuito abierto (V_{oc}) hasta cortocircuito ($V = 0 V$). Para calcular el paso de tensión se divide V_{oc} entre el número de puntos. En cada iteración se calcula el nuevo valor de consigna como la tensión de la medida anterior menos el paso de tensión. Se configura la carga con la nueva tensión y se lee el valor para asegurarnos que coincide con el valor programado. A continuación se lee la corriente que circula por el módulo con esa polarización. Para cada punto también se mide la irradiancia para comprobar que no existe demasiada fluctuación en los valores durante el trazado de la curva. Una vez finalizado el lazo, se guardan los datos de irradiancia que han sido almacenados en un buffer del multímetro, se realizan los cálculos de los parámetros eléctricos y se guarda toda esta información en una base de datos. Este método presentaba el problema de que se tenían muy pocos valores en las proximidades del punto de máxima potencia (P_{max}) y en V_{oc} provocado principalmente por dos causas: una era que al configurar la carga en circuito abierto la resistencia interna se pone en su valor máximo. En este rango la carga no es capaz

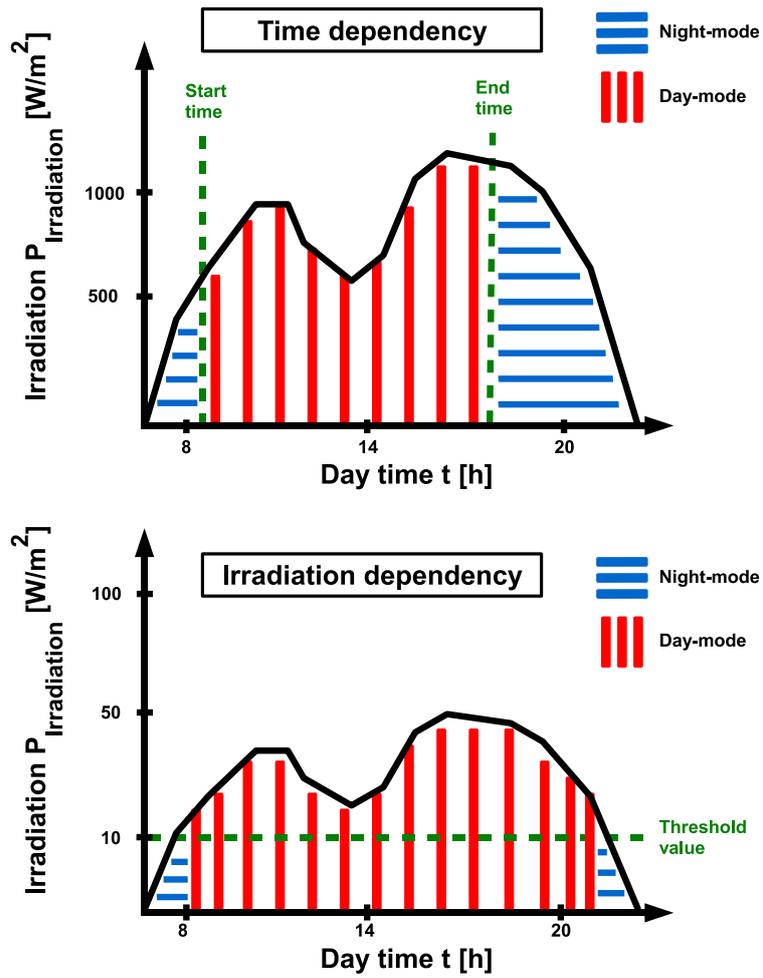


Figura 3.10: Criterios para cambiar el modo de medida: dependencia temporal (arriba) y dependencia con la irradiancia (abajo).

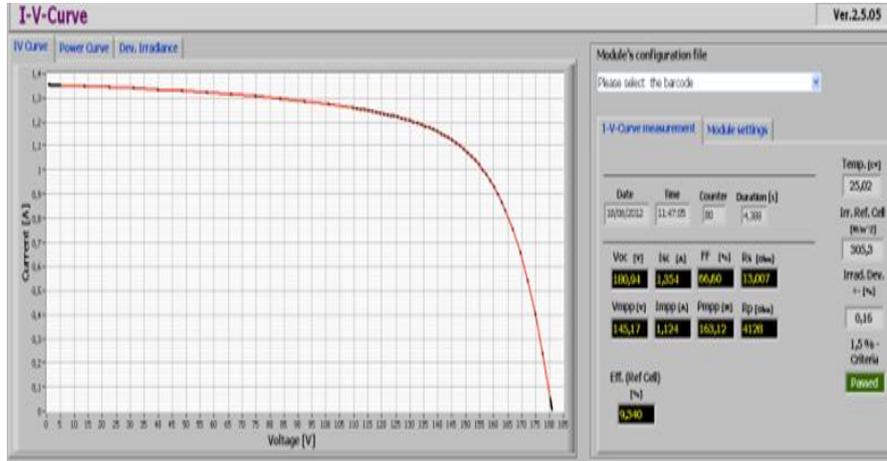


Figura 3.11: Visualización del panel frontal del software en el modo de curva IV.

de responder a la velocidad del trazador y aunque se configure una tensión próxima al circuito abierto, el valor real no coincidía con el configurado. La otra causa es que en esa zona de la curva, una pequeña variación del voltaje produce una gran variación en la corriente. Para solucionar este problema, se programó el trazador en las proximidades de la región de circuito abierto en modo corriente, de forma que se configura la corriente y se mide la tensión. De esta manera tenemos más puntos en las proximidades de P_{max} y V_{oc} , lo que mejora la precisión en el cálculo de P_{max} y de la resistencia en serie (R_s) ya que se dispone de más puntos para realizar el ajuste.

Como criterio para dar validez a una curva IV se utilizan los valores de irradiancia medidos con el fotodiodo. Se utiliza este sensor en vez del piranómetro porque es el que tiene una respuesta más rápida a cambios en la irradiancia. Tomamos una medida por cada punto de la curva IV, si la diferencia relativa entre el mayor y el menor valor de irradiancia es mayor a un criterio que nosotros configuramos esa curva no se considera válida y no se guardan los datos.

$$\frac{I_{max} - I_{min}}{I_{min}} \times 100 \leq \chi \quad (3.1)$$

donde I_{max} es el mayor valor de irradiancia medido, I_{min} es el menor valor de irradiancia medido y χ es el criterio de variación de iluminación definido por nosotros (valor habitual $\chi = 1\%$).

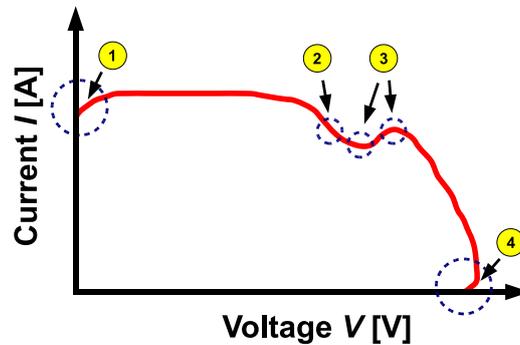


Figura 3.12: Esquema con las anomalías más frecuentes al trazar una curva IV: 1 y 4 son derivadas positivas en las regiones de circuito abierto y cortocircuito, 2 es un punto de inflexión y 3 es un máximo o mínimo local.

Como el fotodiodo y el módulo de medida no están exactamente en la misma posición, es posible que una sombra (y por tanto un cambio en la irradiancia) en el módulo no se detecte en el fotodiodo. Para chequear esta posibilidad, utilizamos la misma curva IV para validarla. En la figura 3.12 se presentan los 4 errores en la medida más comunes que podemos encontrarnos en una curva IV. El número 1 y 4 son la aparición de derivadas con signo positivo en las regiones de cortocircuito y de circuito abierto. El segundo error es un punto de inflexión y el tercer error es un máximo o un mínimo local.

Para encontrar y evitar estos errores se ajusta la curva a un polinomio de tercer orden y se calcula la derivada en cada punto (m_n) (figura 3.13). Es necesario un ajuste polinómico para poder detectar los puntos de inflexión y los máximos o mínimos locales. Todos estos errores en la curva pueden ser detectados si no se cumple la siguiente condición:

$$m_{n+1} \leq m_n \leq 0 \quad (3.2)$$

Geoméricamente existen otros tres casos que cumplirían esta condición: una línea horizontal, una línea vertical o una línea con una determinada pendiente. No obstante, cualquiera de estas posibilidades solo se producirían si existe un problema en la conexión de las cargas electrónicas o en los módulos.

Para realizar el cálculo de los parámetros eléctricos de los módulos se divide la curva IV en tres rangos (figura 3.14): rango de cortocircuito, rango de potencia máxima y rango de circuito abierto.

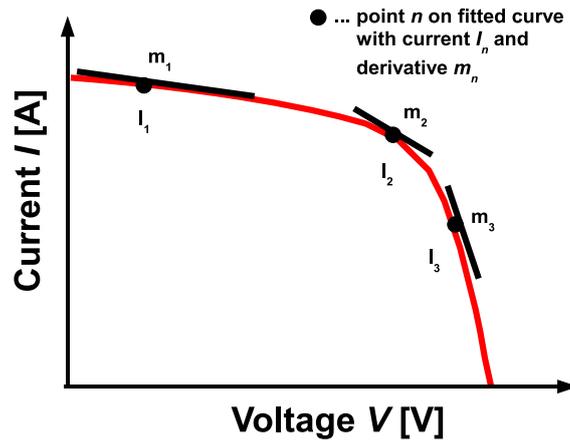


Figura 3.13: Método de validación de la curva IV a partir del cálculo de la derivada en cada punto.

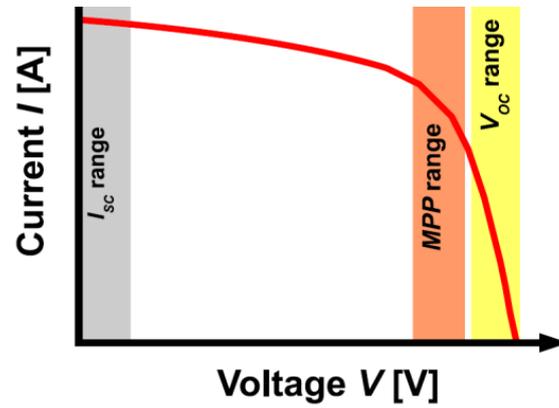


Figura 3.14: Rangos en los que se divide la curva IV para calcular los diferentes parámetros eléctricos.

En el rango de cortocircuito se realiza un ajuste para determinar la corriente de cortocircuito (I_{sc}). Las cargas electrónicas no se pueden configurar y medir en cortocircuito al mismo tiempo, y esto provoca que los voltajes medidos sean siempre mayores que cero. En esta región también se calcula la resistencia en paralelo (R_p) a partir de la pendiente del ajuste en I_{sc} .

En el rango de circuito abierto se realiza un ajuste para calcular V_{oc} porque las cargas electrónicas no pueden medir corrientes menores a 50 mA. También se calcula la resistencia en serie (R_s) como la pendiente del ajuste en V_{oc} .

En el rango de máxima potencia se calculan la tensión en el punto de máxima potencia (V_{mpp}), la corriente en el punto de máxima potencia (I_{mpp}) y la potencia máxima (P_{max}). Se realiza un ajuste a un polinomio de tercer orden para determinar el punto de máxima potencia con precisión:

$$y = Dx^3 + Cx^2 + Bx + A \quad (3.3)$$

Siendo y la corriente, x el voltaje y A, B, C y D los coeficientes del polinomio. El punto de máxima potencia se calcula utilizando la primera y la segunda derivada:

$$y' = 3Dx^2 + 2Cx + B \quad (3.4)$$

$$y'' = 6Dx + 2C \quad (3.5)$$

Se calcula la resistencia en serie a partir del ajuste en V_{oc} :

$$R_s = \frac{-1}{y'(V = V_{oc})} = \frac{-1}{3DV_{oc}^2 + 2CV_{oc} + B} \quad (3.6)$$

La resistencia paralelo en el punto de cortocircuito se obtiene como:

$$R_p = \frac{-1}{y'(V = 0)} = \frac{-1}{B} \quad (3.7)$$

Cada vez que se realiza una curva IV se guardan en un archivo de texto todos los valores de tensión, corriente e irradiancia medidos así como todos los parámetros eléctricos calculados.

Modo coeficientes de temperatura

Para medir los coeficientes de temperatura de los parámetros eléctricos, previamente debemos enfriar el módulo. Para ello lo tapamos con una hoja de aislante oscuro y le echamos

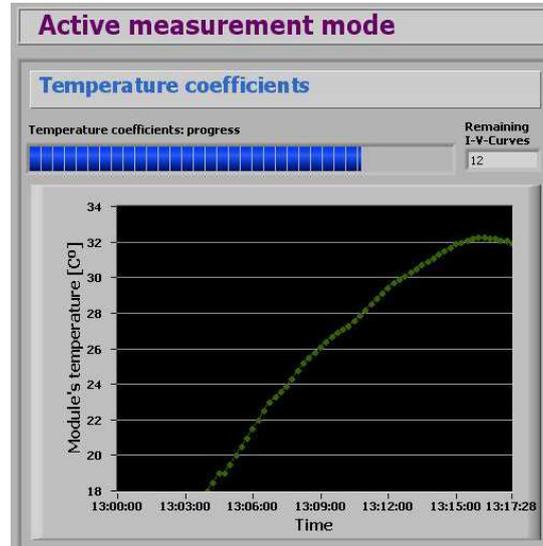


Figura 3.15: Visualización del panel frontal del software en el modo de coeficientes de temperatura mostrando la temperatura del módulo en tiempo real.

agua fría hasta alcanzar una temperatura lo suficientemente baja (por ejemplo $15\text{ }^{\circ}\text{C}$). A continuación destapamos, secamos rápidamente el módulo y empezamos a medir sucesivas curvas IV mientras el módulo va incrementando su temperatura gracias a la iluminación del sol. En la figura 3.15 se muestra el panel frontal del software durante la medida de los coeficientes de temperatura. Se observa cómo va aumentando la temperatura del módulo hasta que llega a un valor máximo y se estabiliza. El objetivo es obtener la variación de los diferentes parámetros eléctricos con la temperatura. Además de crearse un archivo con los parámetros de cada curva, en este modo se graba un archivo resumen con los parámetros eléctricos y temperatura del módulo para cada curva. El cálculo de los coeficientes no está automatizado y se realiza de forma manual en una hoja de excel debido a la necesidad de analizar y filtrar los datos antes de realizar el cálculo de los coeficientes (ver sección 3.2.2).

Modo automático

En este modo se realizan de forma continua medidas de todos los módulos que se encuentran conectados a las cargas en ese momento. Este modo de medida permite la determinación de parámetros de rendimiento como por ejemplo el parámetro de prestaciones (*performance*

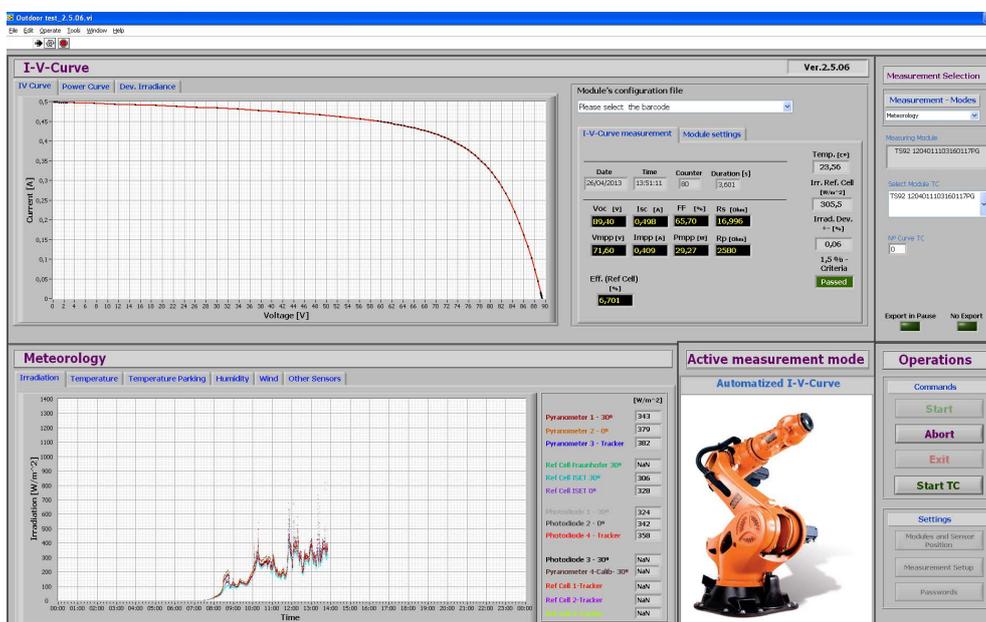


Figura 3.16: Menú principal del software de control.

ratio, PR) que analiza las variaciones de la eficiencia de los módulos a lo largo del tiempo. Se integró en el programa principal como un nuevo estado de forma que el usuario puede acceder desde el menú principal.

En la figura 3.16 se muestra el menú principal del software. En la parte superior se visualiza la curva IV así como los valores de las principales características eléctricas del último módulo medido. En la parte inferior se representan las medidas de los sensores de radiación, temperatura, humedad, velocidad y dirección del viento a lo largo de un día. A la derecha aparecen los accesos a los diferentes modos de medida comentados anteriormente y a los menús de configuración del sistema:

- Menú de configuración de módulos. En este menú se configuran los módulos instalados y se seleccionan cuáles están conectados en cada momento a las cargas. Como las cargas Agilent no pueden conectarse a módulos tamaño *full* debido al rango de voltajes y existe el riesgo de quemar la carga si se conectan por error, se programó una subrutina de seguridad en la medida de la curva IV que detecta el tipo de módulo que tenemos

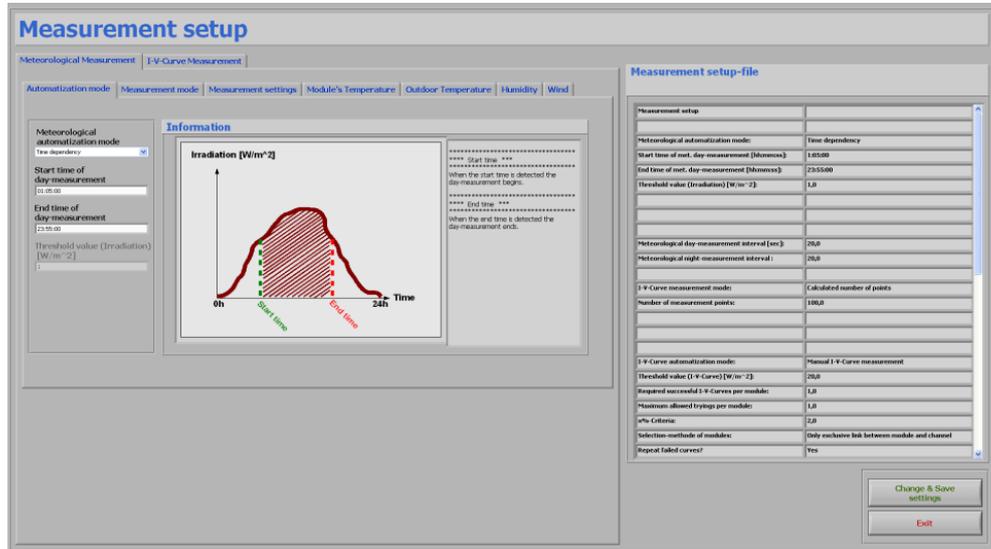


Figura 3.17: Menú de configuración de los parámetros de medida.

conectado y da un error de conexión si el rango de voltaje de la carga y el módulo no coinciden.

- Menú de configuración de los parámetros de medida. En este menú se pueden modificar gran cantidad de parámetros relacionados con las medidas (figura 3.17). Algunos de ellos son: el número de puntos de cada curva IV, la variación de radiación máxima admitida (χ) para considerar una curva IV válida, el intervalo de tiempo en el que se quieren medir los sensores, parámetros de calibrado de los sensores meteorológicos, repetición de una curva IV cuando no supera el criterio de variación de radiación, etc.
- Menú de registro de usuarios. En este menú se pueden modificar los usuarios que tienen acceso a realizar cambios en los parámetros del programa. Tanto en este menú como en los de configuración se necesita estar registrado para poder acceder.

3.2. Dependencias de los parámetros eléctricos con las condiciones ambientales

El análisis de miles de medidas eléctricas de módulos instalados en el *Outdoor test station* durante los últimos tres años nos ha permitido tener suficiente información para analizar el efecto de los diferentes factores que influyen en el rendimiento de los módulos de a-Si:H y entender mejor su comportamiento ante diferentes condiciones climáticas. Existen varios factores que afectan en el rendimiento de los módulos fotovoltaicos de cualquier tecnología: el nivel de irradiancia, la temperatura de operación del módulo, el espectro solar, el ángulo de incidencia de la luz, etc, que se pueden clasificar como factores a corto plazo ya que tienen una afectación inmediata en la medida de rendimiento. En el caso de los módulos de a-Si:H, existen otros factores a largo plazo como por ejemplo la historia térmica del módulo que produce cambios en las propiedades del material y por tanto en sus propiedades eléctricas. La combinación de estos factores producen una fluctuación estacional en los parámetros eléctricos característica de los módulos de a-Si:H expuestos a condiciones ambientales [RS12]. A continuación, se estudian los principales factores que afectan al rendimiento eléctrico y se caracteriza y modela la fluctuación estacional de los parámetros eléctricos de los módulos de a-Si:H para nuestra localización de Orense. Por claridad, se muestran solamente los resultados obtenidos para un módulo de tamaño cuarto que presenta un comportamiento estándar.

3.2.1. Dependencia con la irradiancia

Para estudiar la dependencia de los parámetros eléctricos con el nivel de irradiancia debemos mantener constante otros parámetros que pueden afectar a la medida como la temperatura del módulo y el espectro solar. Para minimizar el efecto de la temperatura, se filtraron los datos para una temperatura constante de 25 °C con una tolerancia de 2 °C. Para minimizar la variación del espectro solar, medimos el nivel de irradiancia con un módulo de referencia de a-Si:H con una respuesta espectral muy similar a los módulos fabricados en nuestra línea de producción.

A partir de la definición del *fill factor* (FF) podemos definir la potencia máxima de un módulo (P_{max}):

$$P_{max} = I_{sc} \times V_{oc} \times FF \quad (3.8)$$

A continuación, estudiamos la dependencia de cada uno de estos parámetros eléctricos con la irradiancia y analizamos la influencia de cada uno de ellos en la potencia máxima del módulo.

La corriente de cortocircuito es directamente proporcional al nivel de irradiancia que llega al módulo. En la gráfica 3.18 se representa la corriente de cortocircuito de un módulo cuarto frente a la irradiancia medida con los diferentes sensores: piranómetro térmico, célula de referencia cristalina filtrada y el módulo de referencia de silicio amorfo. Las líneas discontinuas representan los ajustes lineales de cada serie. En la figura se observa que las medidas del piranómetro térmico son las que tienen una mayor dispersión mientras que para los datos con el módulo de referencia de a-Si:H se obtiene el mejor ajuste lineal gracias a que minimizamos la dependencia espectral. Se utiliza la siguiente expresión para calcular la irradiancia G_{ref} (W/m^2) a partir del valor de corriente medido en el módulo de referencia:

$$G_{ref} = \frac{I_{sc,cel}}{I_{sc,ref}} \times 1000 \quad (3.9)$$

donde $I_{sc,cel}$ (A) es la corriente de cortocircuito medida en el módulo de referencia y $I_{sc,ref}$ (A) la corriente de cortocircuito del módulo de referencia a $1000 W/m^2$ y $25^\circ C$.

Si tomamos como irradiancia de referencia los $1000 W/m^2$, se puede corregir la corriente de cortocircuito a ese valor utilizando una aproximación lineal:

$$I_{sc,1000} = \frac{1000}{G_{ref}} \times I_{sc,med} \quad (3.10)$$

donde $I_{sc,1000}$ (A) es la corriente de cortocircuito a $1000 W/m^2$ y $I_{sc,med}$ (A) es la corriente de cortocircuito medida en el módulo.

En la figura 3.19 se muestra la tensión en circuito abierto (V_{oc}) de un módulo cuarto frente a la irradiancia medida con el módulo de referencia de silicio amorfo. Se observa un comportamiento logarítmico de V_{oc} según bajamos la irradiancia. A partir del ajuste de V_{oc} frente a la irradiancia en escala logarítmica (figura 3.20) podemos calcular un factor de corrección de V_{oc} con la irradiancia (k_V) en el rango de aproximadamente 100 hasta $1000 W/m^2$:

$$k_V = 8,8761 \quad V \quad (3.11)$$

Porcentualmente con respecto al valor de V_{oc} a $1000 W/m^2$ obtenemos el factor k_{Virr} :

$$k_{Virr} = \frac{8,8761}{8,8761 \times 3 + 63,884} = 9,8\% \quad (3.12)$$

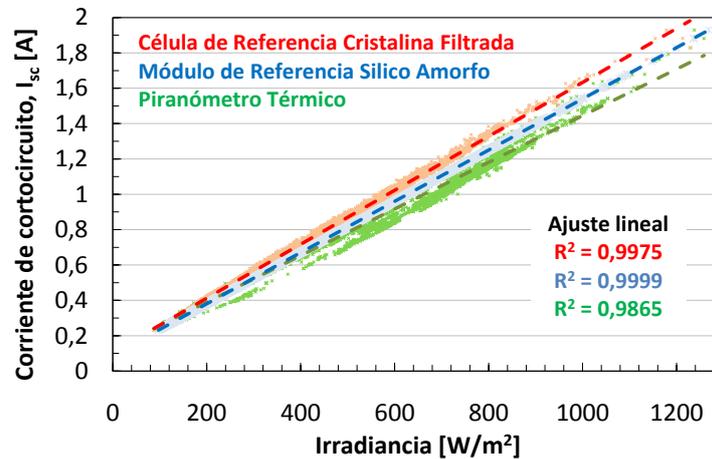


Figura 3.18: Corriente de cortocircuito frente a la irradiación medida con diferentes sensores: piranómetro térmico, célula de referencia cristalina filtrada y módulo de referencia de a-Si:H.

Utilizando este factor $k_{V_{irr}}$ podemos corregir V_{oc} al nivel de referencia de $1000 W/m^2$ con la siguiente expresión:

$$V_{oc,1000} = \frac{V_{oc,med}}{1 + \left[k_{V_{irr}} \times \log \left(\frac{G_{ref}}{1000} \right) \right]} \quad (3.13)$$

donde $V_{oc,1000}$ (V) es la tensión en circuito abierto a $1000 W/m^2$ y $V_{oc,med}$ (V) es la tensión en circuito abierto medido en el módulo.

Por último, en la figura 3.21 se muestra el comportamiento del *fill factor* (FF) frente al nivel de irradiación. Este parámetro es el que presenta una dependencia más débil con la irradiación. En el rango de 1000 a $200 W/m^2$, el *fill factor* aumenta linealmente según baja la irradiación y después cae, los dos efectos son debidos a la resistencia en serie del módulo que está compuesto básicamente por la resistencia en la estructura p-i-n y en la capa de TCO.

En la gráfica 3.22 se representa los parámetros eléctricos normalizados a $1000 W/m^2$. Se puede ver como el comportamiento de la potencia está principalmente influenciado por la dependencia de la irradiación con la corriente de cortocircuito. Excepto para bajas irradiaciones ($< 300 W/m^2$), se puede asumir un comportamiento lineal de la potencia máxima del módulo (P_{max}) con el nivel de irradiación.

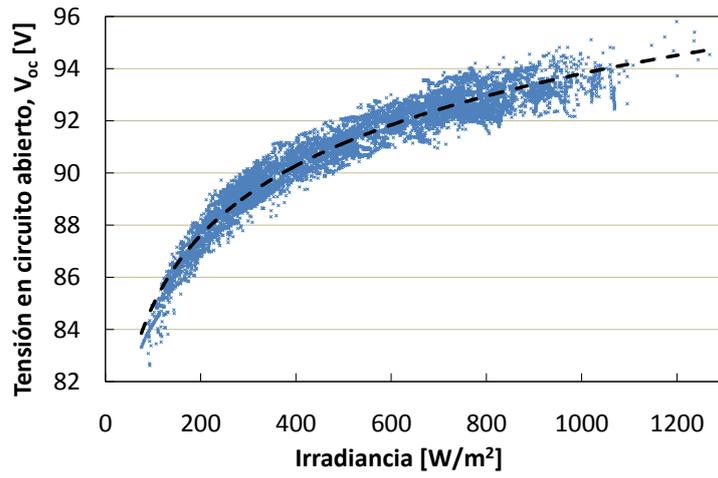


Figura 3.19: Tensión en circuito abierto frente a la irradiancia.

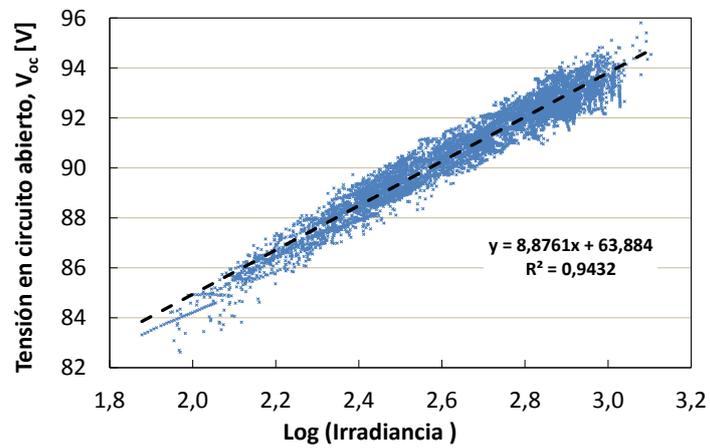


Figura 3.20: Tensión en circuito abierto frente a la irradiancia en escala logarítmica.

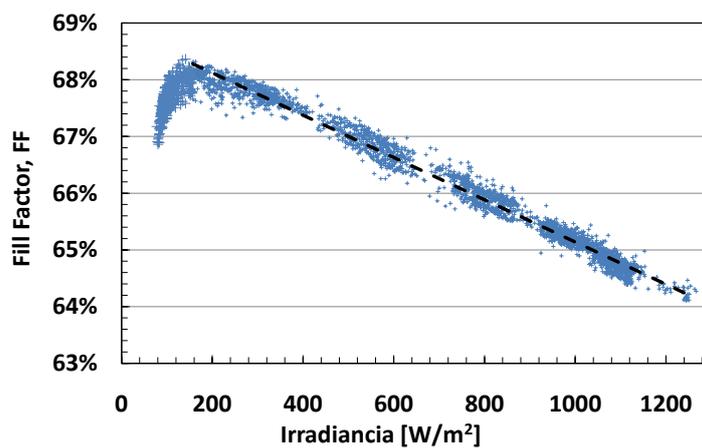


Figura 3.21: Fill factor frente a la irradiancia

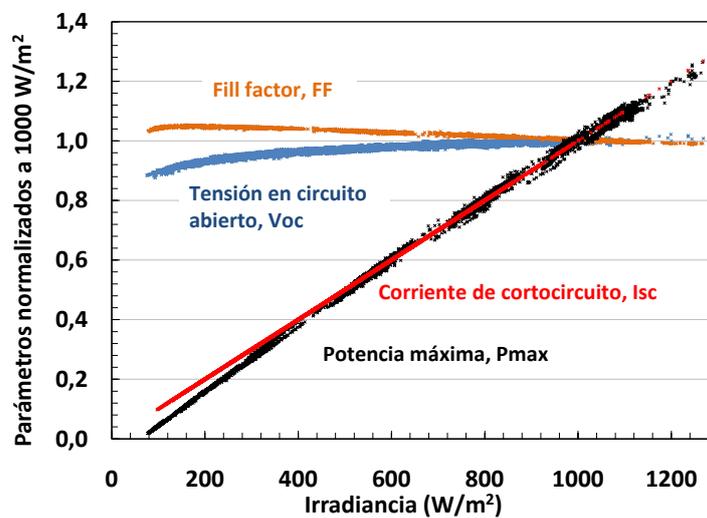


Figura 3.22: Dependencia de los parámetros eléctricos normalizados a 1000 W/m^2 frente a la irradiancia.

3.2.2. Dependencia con la temperatura

Para estudiar como afecta la temperatura en las características eléctricas del módulo se utilizan los coeficientes de temperatura de la potencia ($\alpha_{P_{max}}$), de la tensión en circuito abierto ($\alpha_{V_{oc}}$), de la tensión en el punto de máxima potencia ($\alpha_{V_{mpp}}$), de la corriente de cortocircuito ($\alpha_{I_{sc}}$), de la corriente en el punto de máxima potencia ($\alpha_{I_{mpp}}$) y del fill factor (α_{FF}). Para cada parámetro eléctrico se define el coeficiente de temperatura como la variación de éste con respecto a la temperatura para un valor constante de irradiancia y sin variaciones en el espectro solar. Se toma como irradiancia de referencia para calcular los coeficientes de temperatura los 1000 W/m^2 .

Para medir los coeficientes de temperatura con luz natural utilizamos el siguiente procedimiento de acuerdo con la norma internacional IEC61646 [IEC08]:

- Seleccionamos días claros para minimizar las variaciones espectrales y poder llegar a valores de irradiancia próximos a los 1000 W/m^2 y con velocidades del viento menores a 2 m/s para evitar fluctuaciones en la temperatura del módulo debido al viento.
- El módulo de test se instala en el seguidor solar para tener incidencia solar normal y minimizar las dependencias angulares durante la medida de los coeficientes.
- Inicialmente tapamos el módulo con una hoja aislante y lo enfriamos con agua hasta aproximadamente la temperatura ambiente. Dependiendo de la estación del año se consigue bajar la temperatura del módulo entre 20 y $30 \text{ }^\circ\text{C}$.
- Cuando alcanzamos irradiancias cercanas a los 1000 W/m^2 , destapamos el módulo y comenzamos a medir sucesivas curvas IV mientras el módulo se calienta por la iluminación del sol. Si la irradiancia es constante los parámetros eléctricos se comportan linealmente con la temperatura. Realizando un ajuste lineal de los datos, se calculan los coeficientes a partir de la pendiente de la recta.

Inicialmente, para medir la temperatura del módulo utilizamos una termorresistencia de platino (Pt1000) en contacto con el vidrio trasero. Observamos de forma sistemática una desviación del comportamiento lineal en las primeras medidas justo después de destapar el módulo. Para estudiar este comportamiento se fabricó un módulo de referencia colocando antes del proceso de laminación del módulo una sonda de temperatura (Pt100) en contacto directamente con la capa metálica que forma el contacto trasero de la célula. El resto de procesos de

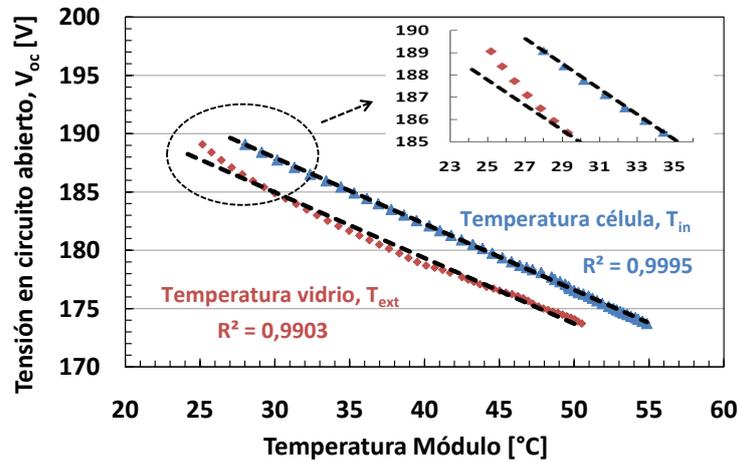


Figura 3.23: Desviación del comportamiento lineal de V_{oc} frente a la temperatura durante el calentamiento del módulo.

laminado fueron los utilizados en los módulos de producción estándar. En la figura 3.23, se representa V_{oc} frente a la temperatura medida con el Pt1000 en contacto con el vidrio trasero del módulo (T_{ext}) y frente a la temperatura medida con el Pt100 en contacto directo con la célula (T_{in}). Se puede ver como para T_{in} se corrige la desviación de las primeras medidas y se obtiene un mejor ajuste lineal. También se observa que el valor de temperatura de la célula solar encapsulada entre los dos vidrios es mayor que la temperatura medida en la cara trasera del módulo. En la figura 3.24 se representa, desde el momento en que se destapa el módulo, la T_{ext} y la T_{in} frente al tiempo. Inicialmente se observa una diferencia de aproximadamente $2\text{ }^{\circ}\text{C}$, en el momento que empieza a calentarse el módulo la diferencia entre temperaturas aumenta hasta alcanzar un máximo en torno a los $6\text{ }^{\circ}\text{C}$ y a partir de ese momento la diferencia vuelve lentamente a reducirse hasta llegar de nuevo a diferencias de $2\text{ }^{\circ}\text{C}$.

En condiciones ambientales es imposible realizar todas las medidas con un valor de irradiancia constante y a 1000 W/m^2 exacto, por lo que es necesario corregir los parámetros eléctricos a un valor de referencia. Por eso para determinar la irradiancia utilizamos el módulo de referencia de silicio amorfo para tener la misma respuesta espectral que el módulo de test y minimizar la dependencia del espectro solar en la medida. El módulo de referencia se encuentra instalado en el mismo plano que el módulo de test y se mide su corriente de cortocircuito simultáneamente con las medidas de la curva IV. Se utiliza la siguiente fórmula

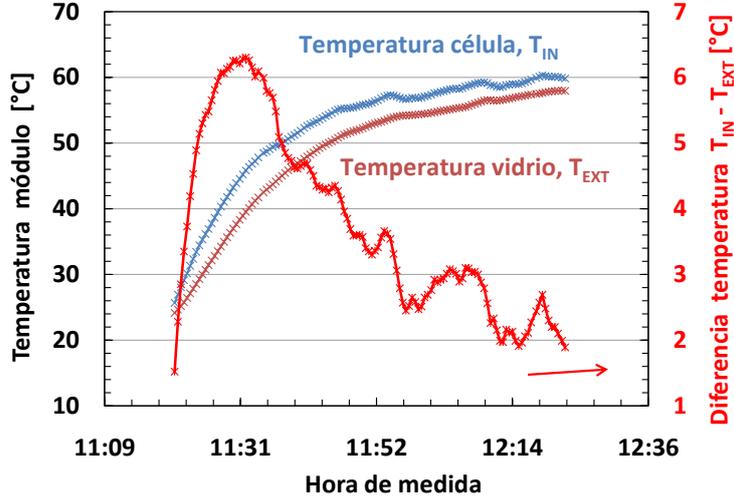


Figura 3.24: Comportamiento de la temperatura exterior (T_{ext}) y de la temperatura interior (T_{in}) desde el momento en que se destapa el módulo.

para calcular la irradiancia G_{ref} (W/m^2) (nótese que es la ecuación 3.9 añadiendo un factor de corrección de la temperatura):

$$G_{ref} = \frac{I_{sc,cel} \times 1000}{I_{sc,ref}} \times [1 - \alpha_{I_{sc}} (T_{cel} - 25)] \quad (3.14)$$

donde $I_{sc,cel}$ (A) es la corriente de cortocircuito medida en el módulo de referencia, $I_{sc,ref}$ (A) es la corriente de cortocircuito del módulo de referencia a $1000 W/m^2$ y $25^\circ C$, $\alpha_{I_{sc}}$ ($^\circ C^{-1}$) es el coeficiente de temperatura relativo de la corriente de cortocircuito del módulo de referencia con respecto al valor a $1000 W/m^2$ y $25^\circ C$ y T_{cel} la temperatura del módulo de referencia.

Típicamente se miden los coeficientes de temperatura en torno a $1000 W/m^2$ con una tolerancia de $50 W/m^2$. Utilizamos las expresiones vistas en el apartado anterior para I_{sc} y V_{oc} (fórmulas 3.10 y 3.13 respectivamente) para corregir los parámetros a $1000 W/m^2$. Una vez aplicada la corrección, se representan los parámetros eléctricos frente a la temperatura y se realiza un ajuste lineal de los datos. La pendiente del ajuste nos da el coeficiente de temperatura de cada parámetro.

La mayor dependencia con la temperatura la tenemos en V_{oc} . En la figura 3.25 se muestra el comportamiento de V_{oc} y de la tensión en el punto de máxima potencia (V_{mpp}) de un módulo tamaño *full* frente a la temperatura. La línea discontinua representa el ajuste lineal de las

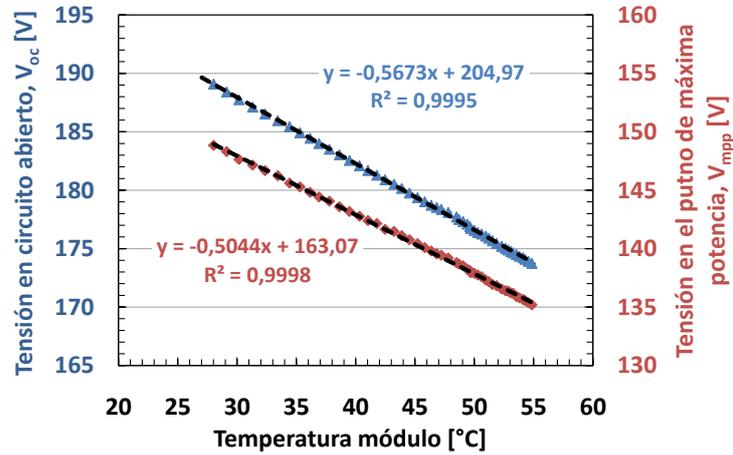


Figura 3.25: Variación de la tensión en circuito abierto (V_{oc}) y de la tensión en el punto de máxima potencia (V_{mpp}) frente a la temperatura del módulo.

medidas. Para los dos parámetros se ve un comportamiento lineal descendente según aumenta la temperatura del módulo y por lo tanto un coeficiente de temperatura negativo:

$$\alpha_{V_{oc}} = -567 \text{ mV}/^{\circ}\text{C} \quad (3.15)$$

$$\alpha_{V_{mpp}} = -504 \text{ mV}/^{\circ}\text{C} \quad (3.16)$$

Normalmente se expresan los coeficientes de temperatura en tanto por cien tomando como referencia el valor del parámetro a 25 °C, por ejemplo para la tensión en circuito abierto:

$$\alpha_{V_{oc},25} = \frac{-0,5673}{-0,5673 \times 25 + 204,97} = -0,29\% \text{ } [^{\circ}\text{C}^{-1}] \quad (3.17)$$

En la figura 3.26 se representa la I_{sc} y la corriente en el punto de máxima potencia (I_{mpp}) frente a la temperatura. La línea discontinua representa el ajuste lineal de las medidas. Ambos parámetros presentan un comportamiento lineal ascendente con la temperatura pero el coeficiente es dos órdenes de magnitud más pequeño que el obtenido para los valores de la tensión:

$$\alpha_{I_{sc}} = 1,2 \text{ mA}/^{\circ}\text{C} \quad (3.18)$$

$$\alpha_{I_{mpp}} = 1,4 \text{ mA}/^{\circ}\text{C} \quad (3.19)$$

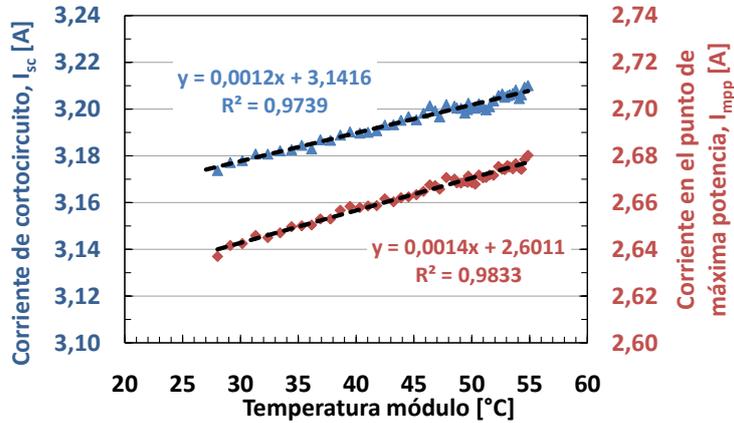


Figura 3.26: Variación de la corriente de cortocircuito (I_{sc}) y de la corriente de máxima potencia (I_{mpp}) con la temperatura del módulo.

A partir de los coeficientes de temperatura se pueden corregir los parámetros eléctricos (PE) a $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ (PE_{25}) aplicando la siguiente expresión:

$$PE_{25} = \frac{PE_{med}}{1 + \alpha_{PE,25}(T_{mod} - 25)} \quad (3.20)$$

donde PE_{med} es la medida del parámetro eléctrico, $\alpha_{PE,25}$ el correspondiente coeficiente de temperatura relativo a $1000\text{ W}/\text{m}^2$ y $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ y T_{mod} la temperatura del módulo.

En la figura 3.27 se representa la variación con la temperatura de los principales parámetros eléctricos normalizados al valor a $25\text{ }^{\circ}\text{C}$. El comportamiento de la potencia máxima del módulo con la temperatura se debe principalmente a la caída de tensión a altas temperaturas mientras que el efecto del FF y la I_{sc} es mucho menor. A partir de la regresión lineal, se obtiene un coeficiente de temperatura para la potencia máxima del módulo ($\alpha_{P_{max}}$) de $-0,21\text{ } \%$ $^{\circ}\text{C}^{-1}$ en referencia al valor de $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ y un nivel de irradiancia de $1000\text{ W}/\text{m}^2$. Para módulos de silicio amorfo, el coeficiente de P_{max} es negativo pero un valor mucho menor, aproximadamente la mitad, que el obtenido típicamente en los módulos de silicio cristalino ($-0,5\text{ } \%$ $^{\circ}\text{C}^{-1}$). En días soleados, el módulo alcanza temperaturas muy por encima de la temperatura ambiente. Entonces, bajo condiciones de operación reales la pérdida de rendimiento de los módulos de silicio amorfo comparado con las condiciones estándares de medida (STC, $1000\text{ W}/\text{m}^2$, $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ y espectro AM 1,5) es mucho menor que las pérdidas en módulos de silicio cristalino.

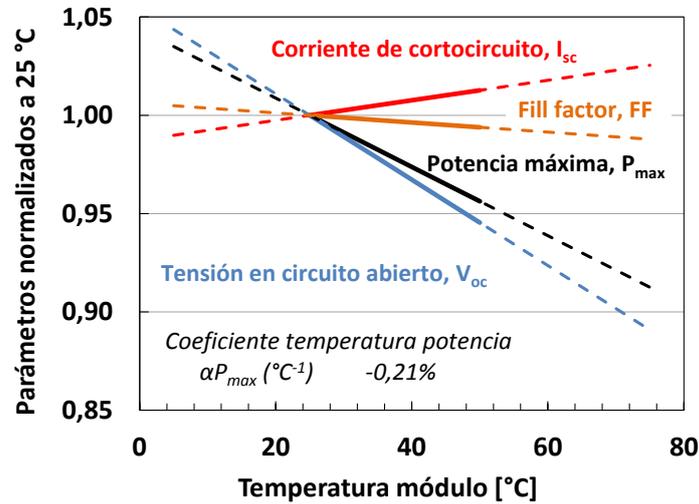


Figura 3.27: Comportamiento de los principales parámetros eléctricos normalizados al valor de 25 °C con la temperatura.

3.2.3. Dependencia con el espectro solar

Debido a la sensibilidad espectral más estrecha del a-Si:H comparado con el silicio cristalino (en el rango 300-800 nm y 300-1100 nm respectivamente), esta tecnología se ve más afectada por variaciones en el espectro solar. El espectro incidente se desplaza significativamente hacia el rojo o hacia el azul a lo largo de un día, así como estacionalmente [VF12]. Considerando solamente días despejados, el espectro solar varía con la altura del sol en el cielo y se vuelve más rico en azul según el sol se aproxima al cenit (más azul al mediodía). Estacionalmente, depende de la altura media del sol en el cielo por lo que el espectro solar se vuelve más rico en el rojo en el invierno y más rico en el azul durante los meses de verano, en general cuando el camino de la luz en la atmósfera es más corto el espectro es más rico en azul.

Para caracterizar el espectro solar utilizamos el parámetro de masa de aire (AM), el cual se obtiene a través de consideraciones geométricas y está relacionado con la longitud del camino de la luz a través de la atmósfera terrestre [RH90]. Un día despejado, los valores de AM alcanzan un mínimo cuando el sol está en el cenit y un máximo (se llega a valores de AM 10, dependiendo de la estación y de la latitud) cuando el sol está en el horizonte. En

nuestro hemisferio en verano, debido a la mayor elevación del sol en el cielo, el camino de luz que atraviesa la atmósfera es, en media, menor que en invierno y la componente azul de la luz solar es mayor que en el espectro de referencia AM 1,5 (desplazamiento hacia el azul). Por la contra, en invierno, el mayor camino óptico de la luz por la atmósfera causa un desplazamiento hacia el rojo del espectro. Esta variación en el espectro solar produce en los módulos de a-Si:H un incremento de la potencia durante el verano y una reducción en invierno.

Para evaluar y cuantificar el impacto de las variaciones espectrales en el rendimiento de los módulos de a-Si:H, modelamos la corriente de cortocircuito como una función del valor del coeficiente de AM. Para eliminar otras variables que afectan al rendimiento como por ejemplo la radiación difusa o el ángulo de incidencia de la luz en el módulo, tomamos únicamente medidas de días despejados al mediodía solar (valor mínimo de AM). Los valores de I_{sc} se corrigen a 1000 W/m^2 y $25 \text{ }^\circ\text{C}$ a partir de las ecuaciones 3.10 y 3.20:

$$I_{sc,1000,25} = \frac{I_{sc,med} \times 1000}{G_{pir} \times [1 + \alpha_{I_{sc}} (T_{mod} - 25)]} \quad (3.21)$$

donde $I_{sc,1000,25}$ es la corriente de cortocircuito corregida a 1000 W/m^2 y $25 \text{ }^\circ\text{C}$, $I_{sc,med}$ es la corriente de cortocircuito medida en el módulo, G_{pir} la irradiancia medida con el piranómetro térmico, $\alpha_{I_{sc}}$ el coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito y T_{mod} la temperatura del módulo.

En la figura 3.28 se muestra el comportamiento de $I_{sc,1000,25}$ normalizada al valor de AM 1,5 (I_{norm}) a lo largo del tiempo. Se observa que la corriente es mayor durante los meses de verano y menor en invierno. Sin embargo, si se mide la irradiancia con el módulo de referencia de a-Si:H no se aprecian fluctuaciones en la corriente a lo largo del año por lo que podemos asumir que la variación es principalmente causada por cambios en el coeficiente de AM. En la figura 3.28 también se representa para la localización de la fábrica en Orense, asumiendo condiciones de cielo despejado, el valor mínimo de AM diario al mediodía solar. Tenemos una variación entre AM 1,06 a AM 2,42 correspondiente a los meses de julio y enero respectivamente. Los valores mínimos de I_{norm} coinciden en el tiempo con los valores máximos de AM y viceversa.

En la figura 3.29 se representa I_{norm} frente al coeficiente de AM. Se observa una tendencia a disminuir la corriente para valores altos de AM (desplazamiento hacia el rojo del espectro solar). Realizando un ajuste lineal obtenemos un coeficiente de variación de I_{norm} debido al AM de $-8,6\%/AM$. Para el rango de variación de los valores de AM en Orense para días

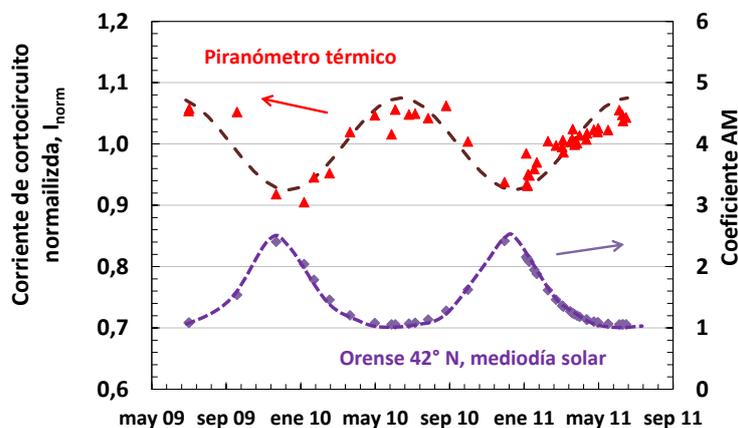


Figura 3.28: Corriente de cortocircuito normalizada a AM 1,5 medida con el piranómetro térmico a lo largo del tiempo. Variación anual del coeficiente AM al mediodía solar en Orense.

despejados al mediodía solar (1,06 a 2,42), el efecto espectral provoca una variación del orden del 11 % en la corriente de cortocircuito de los módulos. Asumiendo que el V_{oc} y el FF no se ven afectados por los cambios espectrales, podemos asumir que la variación de corriente se traslada directamente en una variación del 11 % en la potencia de los módulos.

Efecto térmico estacional

Las propiedades eléctricas del a-Si:H, y por tanto su rendimiento, dependen de un balance entre dos fenómenos simultáneos que compiten y se contrarrestan: degradación inducida por la exposición a la luz conocida como efecto Staebler-Wronski que genera defectos en el material y por tanto reduce el rendimiento del módulo y la regeneración inducida por la exposición a elevadas temperaturas conocido como *annealing* térmico que favorece la pasivación de defectos (aumenta el rendimiento). Estos procesos de degradación-regeneración se ven influenciados por factores estacionales, tales como los niveles de irradiancia o la temperatura media de los módulos. En los meses de verano, las altas temperaturas junto con los mayores niveles de irradiancia favorecen el efecto del *annealing* térmico sobre el efecto de la degradación inducida por luz. Esto da lugar a una variación periódica adicional de la potencia incrementándose en verano y bajando en invierno.

La figura 3.30 presenta la variación estacional de los parámetros eléctricos corregidos a 1000 W/m^2 y $25 \text{ }^\circ\text{C}$, medidos con respecto al módulo de referencia de a-Si:H (con el fin de

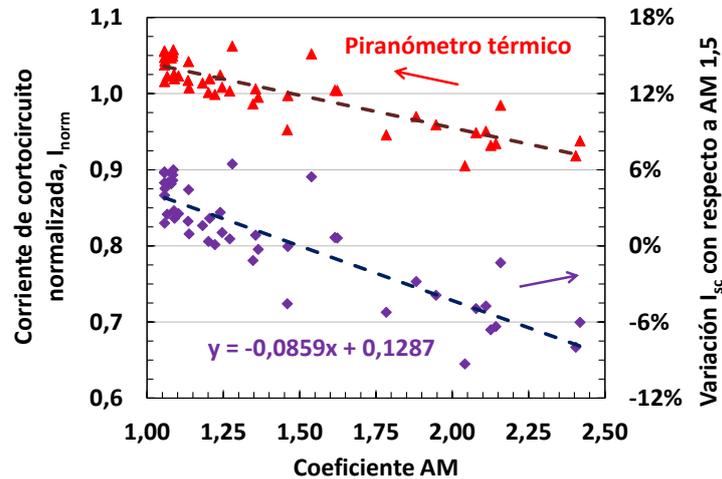


Figura 3.29: Dependencia de la corriente de cortocircuito con el coeficiente AM. La corriente baja según aumenta el coeficiente AM debido al desplazamiento hacia el rojo del espectro solar. La línea discontinua es el ajuste lineal de los datos.

eliminar la dependencia espectral) durante un periodo de dos años. La máxima fluctuación en potencia es del orden del 8% entre invierno y verano. Se alcanza el valor mínimo en el mes de enero y llegamos al máximo en agosto. La mayor contribución a la variación de la potencia máxima viene dada por la fluctuación del *fill factor*.

La variación en la potencia de los módulos es consecuencia de cambios en la densidad de centros de recombinación y como comentamos anteriormente, este efecto está relacionado con el nivel de iluminación y con la temperatura experimentada por el módulo en los últimos días. Para corregir este efecto estacional, asumimos que la dependencia con la iluminación no es relevante y que el principal efecto se debe a la temperatura de operación del módulo [SVCC11]. Como la creación y eliminación de defectos es lento en el tiempo, usamos como parámetro de ajuste la temperatura media de los últimos treinta días ($T_{mod,30}$). En la figura 3.30 se observa una buena correlación entre las oscilaciones en potencia y la variación de $T_{mod,30}$. La mayor amplitud en la oscilación de la potencia en el 2010 se debe a temperaturas altas del módulo por encima de los 50 °C, lo que implica un proceso de *annealing* térmico más efectivo. Usando una regresión lineal de la potencia frente a $T_{mod,30}$, determinamos una corrección lineal para este efecto térmico estacional.

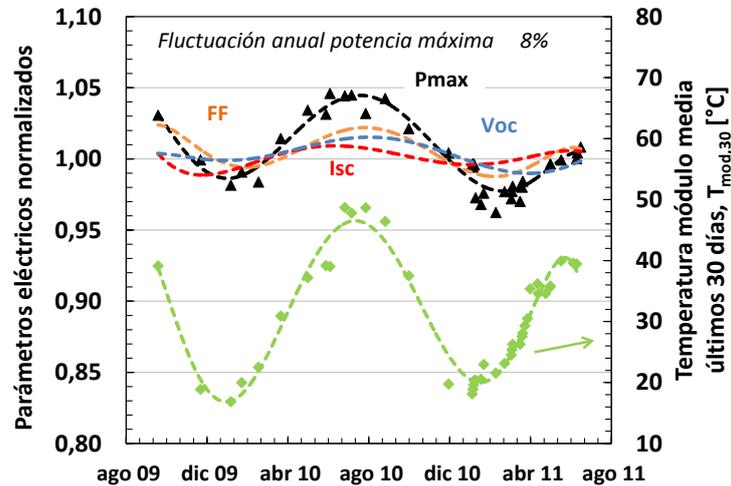


Figura 3.30: Variación estacional de los parámetros eléctricos corregidos a 1000 W/m^2 y 25 °C , medidos con el módulo de referencia de a-Si:H (eje principal). Temperatura media de los módulos en los últimos 30 días (eje secundario).

En la figura 3.31 se muestra el resultado de aplicar esta corrección en la potencia a lo largo del tiempo. En esta gráfica se comparan los datos de potencia corregidos a 1000 W/m^2 y 25 °C , medidos en referencia al piranómetro térmico (triángulos azules) y los datos de potencia corregidos a 1000 W/m^2 y 25 °C , medidos con el módulo de referencia de a-Si:H y corregido el efecto térmico estacional (triángulos rojos). La fluctuación en las medidas de la potencia en Orense a lo largo del año es del 19%. Aplicando los dos factores de corrección, se consigue minimizar las variaciones estacionales de los datos de potencia con una precisión del 3%. Este modelo nos permite realizar y analizar medidas independientes del tiempo a lo largo del año y por lo tanto podemos comparar estudios, como por ejemplo módulos con diferentes condiciones de depósito de las capas de a-Si:H, que fueron medidos en nuestra estación en diferentes épocas del año [OAR⁺13].

3.3. Procedimientos de medida del rendimiento de los módulos

Para poder comparar los resultados eléctricos de módulos con diferentes procesos de fabricación, instalados en diferentes localizaciones y climas o de diferentes tecnologías es necesario fijar unas condiciones de medida comunes. Los procedimientos más utilizados para

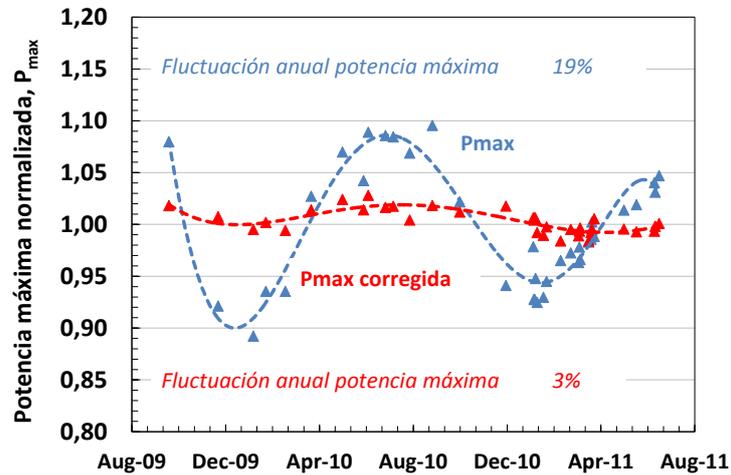


Figura 3.31: Variación estacional de la potencia corregida a 1000 W/m^2 y $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Los triángulos azules representan la potencia medida con el piránometro térmico y los triángulos rojos la potencia medida con el módulo de referencia de a-Si:H aplicando la corrección del efecto térmico estacional.

evaluar el rendimiento eléctrico de los módulos fotovoltaicos son las medidas en condiciones estándar (STC), las medidas en condiciones nominales de operación (NOC), el rendimiento a bajas irradiancias (LIP) y el factor de prestaciones (PR).

3.3.1. Condiciones estándar de medida

Se definen las condiciones estándar de medida (STC) de un módulo como:

- Temperatura del módulo de $25 \text{ }^\circ\text{C}$.
- Nivel de irradiancia de 1000 W/m^2 .
- Espectro solar AM 1,5.
- Ángulo de incidencia de la luz perpendicular al módulo.

En condiciones ambientales muy pocas veces se cumplen las condiciones STC simultáneamente. Si tenemos un día soleado con valores de irradiancia próximos a 1000 W/m^2 , la temperatura del módulo normalmente será mayor a $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Si se trata de un día nublado con la temperatura del módulo próximo a los $25 \text{ }^\circ\text{C}$, el nivel de irradiancia será menor a 1000 W/m^2 .

y el espectro solar diferente al de referencia de AM 1,5. Por lo tanto necesitamos un procedimiento que nos permita corregir de forma fiable los parámetros eléctricos del módulo. A partir de las dependencias con la temperatura, irradiancia y espectro solar vistas en la sección 3.2, se calculan los parámetros eléctricos corregidos a las condiciones estándar. Se fijan los siguientes criterios para que las correcciones sean válidas y se pueda aplicar el procedimiento:

- Medir solamente días con el cielo despejado.
- Para los módulos instalados en las estructuras fijas, medir cerca del mediodía solar.
- Niveles de irradiancia entre 850 y 1050 W/m^2 .
- Desviación de las medidas de radiación del fotodiodo durante el trazado de la curva IV $\leq 1\%$

Como los parámetros eléctricos no son independientes entre si, se estudian las dependencias y se le aplica correcciones a cuatro parámetros de referencia: la corriente de cortocircuito (I_{sc}), la tensión de circuito abierto (V_{oc}), el *fill factor* (FF) y la tensión en el punto de máxima potencia (V_{mpp}). A partir de estos parámetros se calculan el resto: corriente en el punto de máxima potencia (I_{mpp}), potencia máxima (P_{max}) y eficiencia (η).

La corriente de cortocircuito presenta dependencia principalmente con el espectro solar, con el nivel de irradiancia y en menor medida con la temperatura y los procesos de recombinación-generación de defectos en el material. Para minimizar todos estos efectos medimos la irradiancia con el módulo de referencia de a-Si:H (ecuación 3.9). De este modo, además de corregir espectralmente la irradiancia se están corrigiendo otros factores como la temperatura y el efecto térmico vistos en la sección 3.2 ya que el módulo de referencia y el módulo de test se encuentran a la misma temperatura y suponemos que tienen la misma historia térmica.

En el rango de irradiancias entre 850 y 1050 W/m^2 , podemos suponer un comportamiento lineal de I_{sc} y aplicar la siguiente corrección para calcular la corriente de cortocircuito en condiciones STC ($I_{sc,STC}$):

$$I_{sc,STC} = \frac{I_{sc,med} \times 1000 \text{ W/m}^2}{G_{ref}} \quad (3.22)$$

donde $I_{sc,med}$ es el valor de corriente de cortocircuito medida y G_{ref} la irradiancia medida con el módulo de referencia de a-Si:H.

La tensión en circuito abierto (V_{oc}) y la tensión en el punto de máxima potencia (V_{mpp}) presentan un comportamiento similar con el nivel de irradiancia y con la temperatura del módulo. Para corregir la variación con la temperatura utilizamos un coeficiente de temperatura común para los dos parámetros. Definimos el factor (k_{VT}) como la media de los coeficientes de V_{oc} y V_{mpp} :

$$k_{VT} = -0,0028 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$$

Para corregir la irradiancia utilizamos tanto para V_{oc} como V_{mpp} el factor de corrección k_{virr} calculado en 3.12. Aplicamos la siguiente corrección para V_{oc} y V_{mpp} en condiciones STC:

$$V_{oc,STC} = \frac{V_{oc,med}}{(1 + k_{VT} \times (T_{mod} - 25)) \times \left(1 + \left(k_{virr} \times \log\left(\frac{G_{ref}}{1000}\right)\right)\right)} \quad (3.23)$$

donde $V_{oc,STC}$ es la tensión de circuito abierto corregido a STC y $V_{oc,med}$ la tensión en circuito abierto medida.

$$V_{mpp,STC} = \frac{V_{mpp,med}}{(1 + k_{VT} \times (T_{mod} - 25)) \times \left(1 + \left(k_{virr} \times \log\left(\frac{G_{ref}}{1000}\right)\right)\right)} \quad (3.24)$$

donde $V_{mpp,STC}$ es la tensión en el punto de máxima potencia corregido a STC y $V_{mpp,med}$ la tensión en el punto de máxima potencia medida.

La dependencia del *fill factor* con la irradiancia, la temperatura y el espectro solar son pequeñas por lo que en este primer modelo del procedimiento no aplicamos ninguna corrección. Además el FF puede variar su comportamiento en función de la resistencia en serie y por tanto del tipo de vidrio con TCO utilizado en el proceso de fabricación de módulo (si aplicamos una corrección al FF podría no ser válida para módulos fabricados con diferentes vidrios con TCO).

$$FF_{STC} = FF_{med} \quad (3.25)$$

donde FF_{STC} es el FF corregido a STC y FF_{med} es el FF medido.

A partir de estos parámetros calculamos el resto de características eléctricas en condiciones STC:

$$I_{mpp,STC} = \frac{FF_{STC} \times V_{oc,STC} \times I_{sc,STC}}{V_{mpp,STC}} \quad (3.26)$$

$$P_{mpp,STC} = V_{mpp,STC} \times I_{mpp,STC} \quad (3.27)$$

$$\eta = \frac{P_{mpp,STC}}{G_{ref} \times A} \quad (3.28)$$

donde A es el área del módulo

Como ejemplo se aplica el procedimiento a un módulo *full* TS410 medido en nuestra estación el 18/07/2012. En la tabla 3.1 se muestran los valores originales de la medida y los parámetros corregidos a STC utilizando las ecuaciones 3.22 - 3.28.

El primer paso es comprobar que el nivel de irradiancia está dentro del rango permitido ($850 \leq 987,5 \leq 1050$) y la desviación del fotodiodo no supera el límite establecido ($0,3\% \leq 1\%$). Después de aplicar el procedimiento, vemos como para esta medida en concreto la mayor corrección se hace en los valores de tensión debido a la alta temperatura del módulo ($60\text{ }^\circ\text{C}$) en el momento de la medida. Como los valores de irradiancia son muy próximos a 1000 W/m^2 la corrección en la corriente es porcentualmente mucho menor.

3.3.2. Condiciones nominales de operación

Se definen las condiciones nominales de operación (NOC) como:

Condiciones de Medida		
<i>Hora de medida</i>	13:40:09	
$G_{ref} [W/m^2]$	987,5	
$T_{mod} [^\circ C]$	60,0	
<i>Desv. Fotodiodo</i>	0,30%	
Parámetros Eléctricos	Medidos	STC
$V_{oc} [V]$	172,7	191,5
$I_{sc} [A]$	3,33	3,38
$V_{mpp} [V]$	132,6	147,0
$I_{mpp} [A]$	2,82	2,85
FF	64,7%	64,7%
$P_{max} [W]$	373,2	418,9
η	6,52%	7,32%

Tabla 3.1: Aplicación del procedimiento de medida en condiciones STC para un módulo tamaño *full* TS410.

- Nivel de irradiancia de 800 W/m^2 .
- Espectro solar AM 1,5.
- Temperatura nominal de operación del módulo (NOCT).

La temperatura NOCT [IEC08] se define como la temperatura media de la célula solar cuando el módulo se encuentra instalado en una estructura abierta, conectado en circuito abierto y bajo las siguientes condiciones ambientales:

- Nivel de irradiancia de 800 W/m^2 .
- Temperatura ambiente de $20 \text{ }^\circ\text{C}$.
- Velocidad del viento de un 1 m/s .
- Ángulo de incidencia de la luz normal al módulo.

La temperatura NOCT es un parámetro importante para la caracterización eléctrica del módulo ya que se utiliza como referencia de cómo se va a comportar éste en condiciones reales de operación. Además, en el diseño de huertos solares y en los programas de simulación, gran parte de los cálculos se basan en la determinación de la temperatura del módulo a partir de la temperatura ambiente y de la temperatura NOCT.

El procedimiento para determinar la temperatura NOCT de un módulo incluido en las norma internacional de medida IEC-61646 [IEC08] se basa en el hecho de que la diferencia entre la temperatura de la célula solar (T_j) y la temperatura ambiente (T_{amb}) puede considerarse independiente de la temperatura ambiente y linealmente proporcional a la irradiancia para niveles superiores a 400 W/m^2 . El procedimiento consiste en representar la diferencia ($T_j - T_{amb}$) frente a la irradiancia medida con el piranómetro (G_{pir}) (figura 3.32) cuando las condiciones ambientales cumplen los siguientes filtros:

- Niveles de irradiancia $\geq 400 \text{ W/m}^2$.
- Velocidades del viento $\leq 1 \text{ m/s}$.
- Viento dirección Oeste o Este $\pm 20^\circ$
- Temperatura ambiente en el rango de $20 \pm 15 \text{ }^\circ\text{C}$.

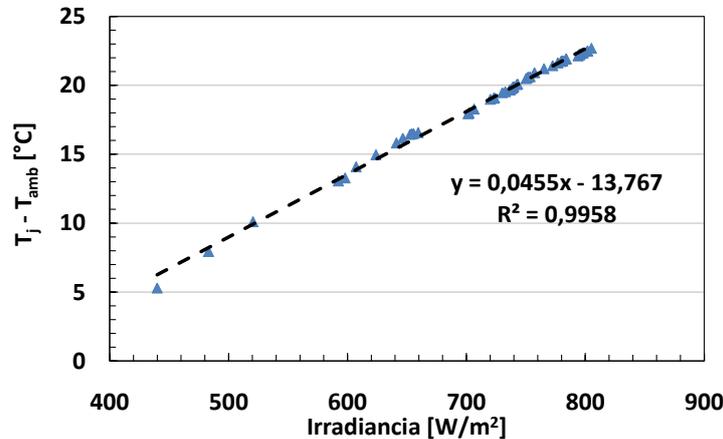


Figura 3.32: Diferencia entre la temperatura de la célula y la temperatura ambiente frente a la irradiancia.

Se utiliza la siguiente ecuación para calcular la temperatura NOCT [AB04]:

$$T_j - T_{amb} = \frac{NOCT - 20 \text{ }^\circ\text{C}}{800 \text{ W/m}^2} \times G_{pir} \quad (3.29)$$

A partir de la regresión lineal de los datos de la figura 3.32 despejamos la temperatura NOCT preliminar para una temperatura ambiente $T_{amb} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ y una irradiancia $G_{pir} = 800 \text{ W/m}^2$:

$$T_j(20 \text{ }^\circ\text{C}, 800 \text{ W/m}^2) = 0,0455 \times 800 - 13,767 + 20 = 42,6 \text{ }^\circ\text{C} \quad (3.30)$$

Dependiendo del valor medio de la temperatura ambiente y de la velocidad del viento durante el desarrollo del test se aplica una corrección para obtener el valor NOCT definitivo. Para las condiciones ambientales durante esta prueba (temperatura ambiente media de $20,2 \text{ }^\circ\text{C}$ y una velocidad del viento media de $0,549 \text{ m/s}$) se debe aplicar según la norma IEC-61646 [IEC08] una corrección de $-2 \text{ }^\circ\text{C}$. Obtenemos para este test una temperatura NOCT de $40,6 \text{ }^\circ\text{C}$. Repitiendo el test antes y después del mediodía solar y en diferentes días obtenemos un valor promedio de temperatura NOCT para los módulos de a-Si:H fabricados en nuestra línea de producción de $40,5 \text{ }^\circ\text{C}$.

Para calcular los parámetros eléctricos en condiciones NOCT utilizamos las correcciones para el espectro solar, la temperatura y la irradiancia vistas en el apartado de condiciones STC (sección 3.3.1) para un nivel de irradiancia próximo a los 800 W/m^2 (en el rango entre $750\text{-}850 \text{ W/m}^2$).

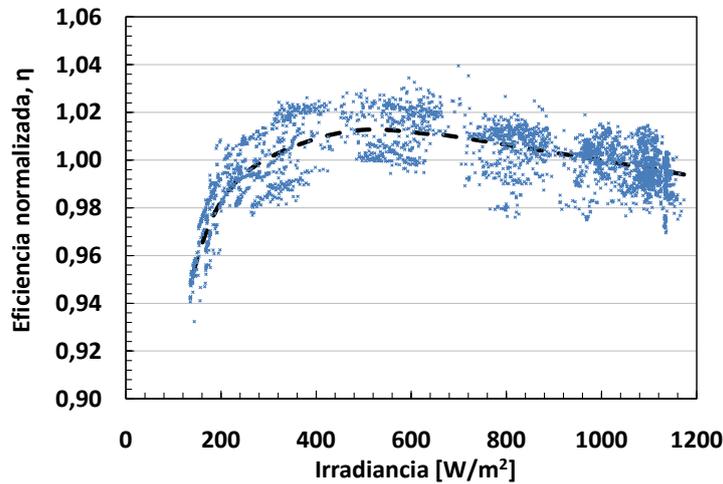


Figura 3.33: Eficiencia normalizada a 1000 W/m^2 frente a la irradiancia.

3.3.3. Condiciones de baja irradiancia

Se definen las condiciones de baja irradiancia (LIP) como:

- Nivel de irradiancia de 200 W/m^2 .
- Temperatura del módulo de $25 \text{ }^\circ\text{C}$.
- Luz incidente normal al módulo.

El objetivo de este procedimiento es conocer como varía el rendimiento eléctrico de un módulo con niveles de irradiancia bajos. En la figura 3.33 se representa la eficiencia de un módulo normalizada al valor a 1000 W/m^2 frente al nivel de irradiancia. Se observa una tendencia positiva de la eficiencia hasta aproximadamente los 500 W/m^2 donde tenemos un máximo en la eficiencia. En 200 W/m^2 el módulo aún presenta un buen comportamiento eléctrico con una pérdida de eficiencia con respecto al valor a 1000 W/m^2 de solamente un 3%.

En la tabla 3.2 se muestran los parámetros eléctricos de un módulo tamaño *full* de la clase TS390 en condiciones STC, NOCT y de baja irradiancia.

Parámetros Eléctricos	STC (1000 W/m ² 25°C y AM 1,5)	NOCT (800 W/m ² 40,5°C y AM 1,5)	Baja Irradiancia (200 W/m ² 25°C y AM 1,5)
V_{oc} [V]	191,6	179,8	178,6
I_{sc} [A]	3,17	2,56	0,63
V_{mpp} [V]	151,8	138,2	145,9
I_{mpp} [A]	2,63	2,19	0,53
FF	65,8%	66,0%	68,6%
P_{max} [W]	399,3	303,1	77,6
η	6,98%	6,62%	6,78%

Tabla 3.2: Parámetros eléctricos de un módulo TS390 con diferentes condiciones de medida.

3.3.4. Parámetro de prestaciones

Los procedimientos vistos anteriormente sirven para comparar las características eléctricas de los módulos bajo unas condiciones de medida determinadas pero no nos dan información del comportamiento del módulo en términos de cantidad de energía generada a lo largo del tiempo para una localización determinada.

Para evaluar el rendimiento en campo de un módulo, se utiliza el parámetro de prestaciones (*Performance Ratio*, PR). Se define como el cociente entre la eficiencia medida (utilizando el piranómetro térmico) y la eficiencia nominal de la etiqueta del panel. En la figura 3.34 se muestra el PR para un módulo calculado en días despejados durante un intervalo de dos años en Orense. Se obtiene un PR promedio de 86,3% con máximos en los meses de verano de 90,3% y mínimos en los meses de invierno de 79,2%. También se presenta en la gráfica la evolución de la temperatura de los módulos en el mismo intervalo. En los meses más fríos tenemos una temperatura del módulo próxima a los 20 °C y en los meses más calurosos el módulo alcanza los 60 °C.

El efecto de la composición espectral, los altos niveles de irradiancia y el efecto de la recuperación térmica de la degradación de los módulos de a-Si:H compensan las pérdidas debidas al coeficiente de temperatura y, por lo tanto, los paneles de silicio amorfo presentan mayor rendimiento durante el verano que durante el invierno [TGA10]. En la gráfica 3.35 se muestran los resultados de PR de un huerto solar con módulos de silicio amorfo que T-Solar explota en Rajasthan (India). Se presenta la evolución del PR desde febrero hasta agosto del

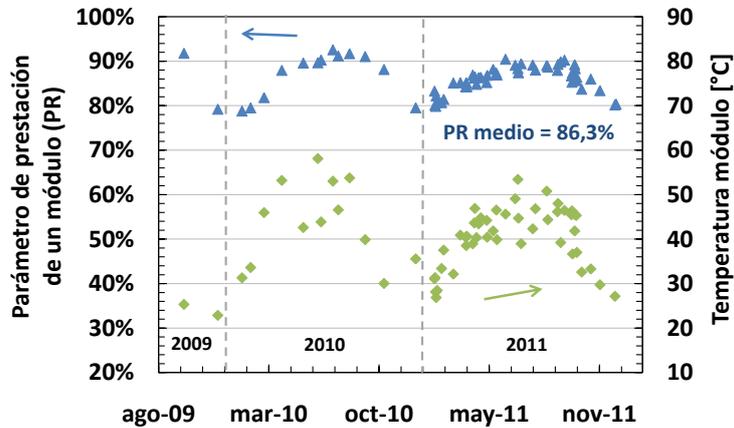


Figura 3.34: Parámetro de prestación de un módulo en Orense durante dos años y temperatura del módulo en el mismo intervalo.

año 2012 y la temperatura ambiente en la región durante esos meses. Se ve una tendencia positiva según se avanza hacia los meses de verano llegando a un valor de PR máximo del 94% en el mes de agosto.

Las características que presenta el silicio amorfo la hacen una opción muy adecuada para climas cálidos en comparación con otras tecnologías como el silicio cristalino que muestra un comportamiento opuesto al no presentar efectos de recuperación de la degradación y tener unos coeficientes de temperatura mucho mayores que el silicio amorfo. Como ejemplo, se compararon los resultados de PR de dos huertos solares que T-Solar explota en la India, uno con módulos de silicio cristalino y otro con módulos de silicio amorfo fabricados en Orense [OQF⁺12]. Para la planta con módulos de silicio cristalino se obtuvo un PR para el año 2012 del 71% mientras que para la planta con módulos de silicio amorfo tuvimos un PR medio del 85% en ese mismo periodo. Esta diferencia supone un 20% más de energía producida a lo largo del año y supone que un módulo de a-Si:H con una eficiencia del 7,25% equivale en términos de energía producida a un módulo de silicio cristalino con una eficiencia del 8,7% en esa región de la India.

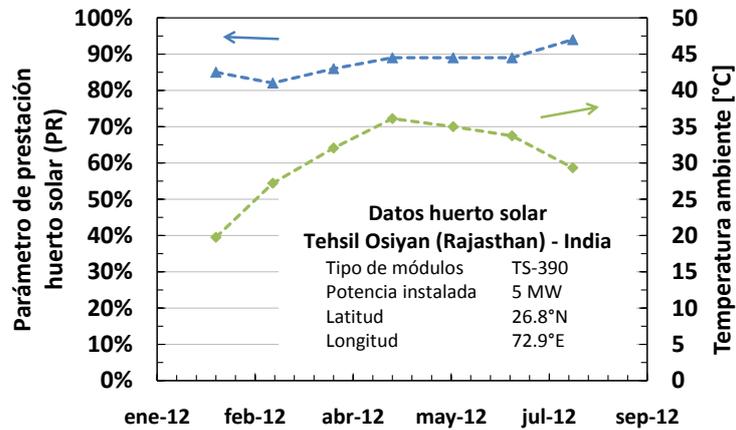


Figura 3.35: Evolución del PR y de la temperatura ambiente de un huerto solar con módulos de a-Si:H instalado en la India.

3.4. Resumen

En este capítulo se describió la estación de medida de módulos en condiciones ambientales (*Outdoor test station*) desarrollada por el equipo de I+D de T-Solar en los últimos años. Esta estación nos ha permitido realizar una caracterización detallada de todos los parámetros que influyen en el rendimiento de un módulo expuesto a condiciones ambientales. Se han presentado las principales dependencias de los parámetros eléctricos con el nivel de irradiancia, el espectro solar y la temperatura del módulo. También se han estudiado las oscilaciones estacionales en los parámetros eléctricos de los módulos de a-Si:H. Para nuestra localización en Orense, las fluctuaciones dan lugar a una variación en el rendimiento eléctrico del módulo a lo largo del año del 19% ($\pm 9,5\%$) en torno a un valor medio anual con un mínimo en enero y un máximo a mediados de julio. La principal contribución a esta oscilación del rendimiento eléctrico de los módulos de a-Si:H viene dada por la variación espectral con una amplitud de 5,5%. El efecto térmico que sufre el material tiene una influencia ligeramente menor con una amplitud del 4%. Se ha desarrollado un modelo que nos permite realizar y analizar medidas independientes del tiempo de forma que se pueden comparar estudios de mejoras en los procesos de fabricación medidos en diferentes épocas del año. Por último se presentaron los principales estándares de medida que se utilizan para evaluar el rendimiento de los módulos

tanto para unas condiciones de medida determinadas (STC, NOCT y LIP) como directamente en el campo (PR).

Como conclusión, los resultados obtenidos muestran que las características eléctricas que presentan los módulos de silicio amorfo (regeneración del material con altas temperaturas y coeficientes de temperatura pequeños en comparación con otras tecnologías) lo hacen una opción muy adecuada para huertos solares instalados en climas cálidos y con altas irradiaciones.

CAPÍTULO 4

DEGRADACIÓN INDUCIDA POR LUZ DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE MÓDULOS DE A-Si:H

Los módulos de silicio amorfo (a-Si:H) al ser iluminados sufren un proceso de degradación de las características eléctricas que se conoce como efecto Staebler-Wronski (ESW). Este efecto depende fundamentalmente de la energía incidente en el módulo y de su temperatura de operación. La degradación de la potencia que puede generar el módulo es mayor en los primeros momentos de exposición y tras varios cientos de horas a aproximadamente 1000 W/m^2 se produce una saturación de forma que las características eléctricas del módulo ya no se reducen más por este efecto. En este capítulo se presentan algunos de los modelos utilizados para explicar este efecto así como las principales implicaciones del ESW en los módulos de silicio amorfo hidrogenado.

Como el comportamiento eléctrico inicial del módulo no coincide con su comportamiento estabilizado, los estudios de degradación se vuelven un proceso crucial para desarrollar y optimizar la tecnología del silicio amorfo. Además de la estación *Outdoor test station* presentada anteriormente, se dispone de una estación para degradar módulos bajo exposición a luz artificial con condiciones de irradiancia y temperatura controladas. En este capítulo se presentan los resultados eléctricos de algunos de los estudios de degradación realizados en los últimos años y que permitieron mejorar el rendimiento de los módulos así como la productividad de la línea de fabricación.

4.1. Metaestabilidad del a-Si:H: efecto Staebler-Wronski

Una característica inherente al a-Si:H es que sus propiedades fotoeléctricas sufren cambios cuando se someten a alguna excitación externa como puede ser la iluminación. En 1977, Staebler y Wronski publicaron las primeras medidas en las que se observaba un descenso en la fotoconductividad durante la iluminación y una caída en la conductividad en oscuridad después de la iluminación [SW77]. Estos cambios fotoinducidos, conocidos como efecto Staebler-Wronski (ESW), se caracterizan por:

- Ser reversibles de forma que se pueden recuperar las propiedades iniciales a través de un recocido (*annealing*) del material en oscuridad durante unos pocos minutos a temperaturas ≥ 150 °C.
- Ser capaces de provocar grandes cambios en los valores de conductividad.
- Ser estables a temperatura constante.

4.1.1. Modelos del efecto Staebler-Wronski

Para explicar el ESW se han propuesto varios modelos aunque se reducen a dos las teorías que suelen contar con el apoyo de los científicos relacionados con el campo del silicio amorfo. La primera de estas teorías supone que durante el proceso de recombinación se rompen los enlaces Si-Si o Si-H débiles de forma que un átomo de hidrógeno cercano se puede mover hacia el enlace roto y crear un enlace nuevo de Si-H o dos enlaces no saturados (*dangling bonds*, DB) separados (figura 4.1). La segunda teoría supone que pares de DB cargados (D^- y D^+), presentes en el a-Si:H, capturan los portadores fotogenerados para crear DB metaestables neutros (centros D^0).

Ruptura de los enlaces Si-Si y Si-H débiles

El resultado de la ruptura de los enlaces Si-Si y Si-H débiles es la creación de DB de silicio. Los DB forman estados con energías cerca del medio del *gap* que actúan como centros de recombinación y reducen el tiempo de vida de los portadores. Por lo tanto aumenta la recombinación y disminuye la fotoconductividad y la eficiencia en la luminiscencia. Se han propuesto una serie de versiones sobre la hipótesis original elaborada en 1980 sobre la ruptura de enlaces débiles de Pankove y Berkeyheiser [PB80]. Este modelo inicial proponía que

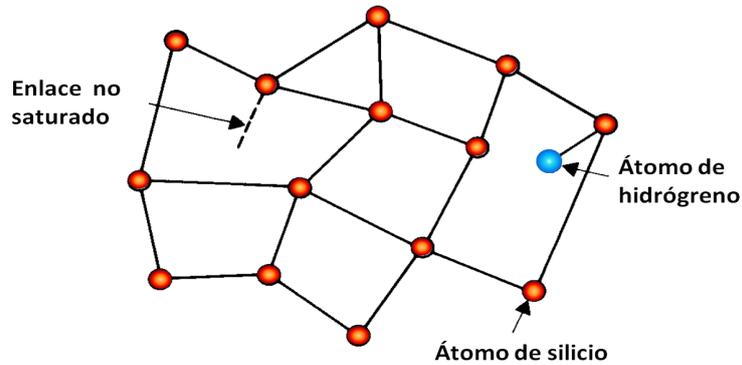


Figura 4.1: Esquema de la estructura atómica del a-Si:H.

la luz podía romper los enlaces Si-Si y Si-H débiles entre átomos que estuviesen lo suficientemente separados y que en el proceso no se perdía el hidrógeno, puesto que las propiedades de fotoluminiscencia se recuperaban después del recocido. Las variaciones sobre este modelo proponen que los átomos de hidrógeno se mueven para neutralizar o catalizar uno de los dos DB que se forman. Entre ellos destacan los siguientes:

- **Modelo de Dersh (1980)**. Este modelo plantea que los enlaces Si-Si débiles se rompen por la fotoexcitación de los electrones, y que la red circundante se relaja dejando a los átomos de silicio involucrados a una distancia mayor que la original [DSB81]. Desde los enlaces Si-H vecinos se mueven átomos de hidrógeno hasta uno de los DB saturándolo, dejando detrás de sí nuevos DB a una distancia mayor. Mediante un intercambio continuo de átomos de hidrógeno los DB se mueven, a una temperatura lo suficientemente alta, lo bastante lejos (distancias $\geq 10 \text{ \AA}$) como para ser considerados estados metaestables. Durante el proceso de recocido los DB desaparecen de nuevo a causa de su difusión en el sistema de enlaces Si-H y finalmente se recuperan los enlaces Si-Si débiles. Este es el estado energético más favorable y por lo tanto se alcanzará después de algún tiempo si la temperatura es lo suficientemente alta.
- **Modelo de Carlson (1987)**. El modelo de Carlson del ESW supone que el hidrógeno es inducido a moverse por la recombinación o atrapamiento de los portadores, y que es la reestructuración local de la red lo que crea el estado metaestable [Car89].

- **Modelo de Stutzmann (1984).** El modelo de Stutzmann postula que cuando un proceso de recombinación no radiativa deposita energía sobre un enlace Si-Si débil, los enlaces se vuelven inestables y pueden llegar a romperse [SJT84]. A menos que el proceso de recombinación electrónica sea seguido por algún tipo de reestructuración de la red el enlace se modificará, después de que la energía de exceso se haya disipado. Estos dos DB vecinos pueden ahora ser transferidos a una configuración más estable mediante un cambio del enlace del hidrógeno (*hydrogen bond switching*). La repetición de estos cambios de enlace producen una especie de difusión microscópica del hidrógeno y la creación de DB a través de la red amorfa. Estos cambios se espera que sean reversibles a temperaturas mayores, puesto que a temperaturas menores los DB han quedado separados lo suficiente como para que se puedan considerar estados metaestables. En la figura 4.2 se muestra un esquema de la configuración atómica del a-Si:H antes y después de la exposición a la luz según este modelo.
- **Modelo de Sardin (1989).** El modelo de Sardin, a diferencia de los modelos anteriores, postula que la ruptura la sufren los enlaces Si-H débiles [SM90]. La ruptura de los enlaces Si-H se incrementa debido a la transición directa de los dos átomos de hidrógeno, desde su estado Si-H al estado H-H. Esta transición requiere una energía del orden de 1,5 eV y está en el rango de la luz visible. La recombinación de los portadores creados por los fotones incidentes conduce a la ruptura simultánea de dos enlaces Si-H vecinos, con la consiguiente formación de una molécula de H_2 y dos DB. A temperatura ambiente la molécula de H_2 no puede difundirse y permanece atrapada cerca de los dos DB. La activación térmica induce al sistema a volver a su estado inicial (dos enlaces de Si-H). El proceso de disociación de la molécula de H_2 y la restauración de los DB requiere una ligera activación para que tenga lugar. Esta energía de activación se obtiene al calentar por encima de los 150 °C.

Modelos de distribución de centros DB

En los modelos que se tratan a continuación, los autores explican el ESW a partir de cambios en las distribuciones de los centros DB ya existentes en el material debido a la exposición prolongada a la luz.

- **Modelo de la redistribución de carga en los DB (1983).** En este modelo, Adler propuso que cuando se deposita el a-Si:H, se forman un cierto número de enlaces no saturados

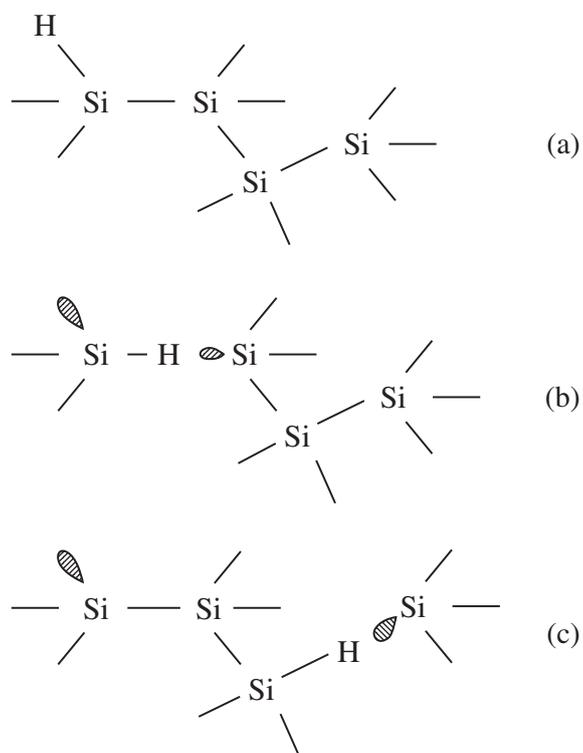


Figura 4.2: Configuración atómica del a-Si:H antes de la iluminación (a), creación de dos DB (b) difusión del hidrógeno en la red y creación de estados metaestables (c).

[Adl83]. Entre éstos DB se encuentra el enlace neutro D^0 , con un electrón no apareado, responsable de los centros de recombinación. También hay DB sin electrón, los centros D^+ y algunos con dos electrones, los centros D^- . En equilibrio térmico, muchos DB están o bien vacíos o bien doblemente cargados, de tal forma que solo se pueden observar un número pequeño de centros D^0 . Al incidir la luz y romperse el equilibrio, la población de todos los DB se modifica debido a que los centros D^+ se transforman en D^0 al atrapar un electrón y los centros D^- en D^0 al atrapar un hueco. Por lo tanto la concentración de D^+ y de D^- disminuye, mientras que la de los D^0 aumenta sin necesidad de romper ningún enlace.

- **Modelo de la creación de donadores inducidos por la luz (1982).** En este modelo Vanier supone que la exposición prolongada a la luz de las capas delgadas de a-Si:H intrínseco no crea DB del tipo D^0 pero si se generan un gran número de estados tipo donador por debajo del centro del gap que reducen la fotoconductividad del material [Van82].
- **Modelo de la inyección de portadores (1985).** Yamagishi y sus colaboradores han empleado una estructura p-i-n (capa dopada tipo p, una capa intrínseca y una capa dopada tipo n) para introducir ópticamente electrones o huecos dentro de la capa intrínseca del a-Si:H [YKK⁺85]. A partir de la medida del número de defectos creados y del producto de la movilidad por el tiempo de vida medio de los portadores ($\mu\tau$), se ha descubierto que los huecos son más eficientes que los electrones en la disminución de dicho producto. Por lo tanto, parece que el atrapamiento de portadores de un signo, en lugar de la recombinación de ambos, es suficiente para producir los defectos metaestables.

4.1.2. Implicaciones del ESW en los módulos de a-Si:H

La exposición a la luz causa una reducción en la eficiencia de los módulos de silicio amorfo. El ritmo de degradación es mayor durante las primeras decenas de horas de iluminación y se va reduciendo hasta que el rendimiento se estabiliza después de unos cientos de horas de iluminación a aproximadamente 1000 W/m^2 . La eficiencia inicial se puede recuperar por recocido del dispositivo a temperaturas mayores o iguales a $150 \text{ }^\circ\text{C}$ durante varias horas. La reversibilidad del rendimiento del dispositivo demuestra que la pérdida inicial no es debido a difusión de iones o dopantes, o cualquier otro proceso irreversible como la electromigración. Todos los fenómenos vistos en las células solares son consistentes con los defectos metaestables creados debido al efecto ESW discutido anteriormente.

Las células solares de a-Si:H no están formadas únicamente por la unión de una capa dopada tipo p y una capa dopada tipo n porque el tiempo de vida de los portadores generados sería demasiado pequeño (recombinación muy alta) debido a la gran densidad de defectos asociados al dopaje. Para solucionar este efecto dañino, se añade una capa intrínseca con baja concentración de impurezas. De esta forma el tiempo de vida de los portadores fotogenerados es mayor y se consigue separar una fracción significativa de ellos. Cuando exponemos el módulo a luz, una parte de los enlaces no saturados creados en la parte intrínseca de la estructura p-i-n actúan como centros recombinantes para los portadores fotogenerados. Los

DB metaestables tienen una distribución energética y espacial, que determinan su estado de carga. La distribución espacial de la carga disminuye el campo eléctrico presente en la zona intrínseca y por tanto la colección de portadores en el dispositivo.

Algunas de las implicaciones del ESW en las características eléctricas de los módulos de a-Si:H con estructura p-i-n son:

- La mayor degradación se produce en el *fill factor*, mientras que en la corriente en cortocircuito y la tensión en circuito abierto tienen un efecto mucho menor.
- Los módulos con la capa intrínseca más gruesa sufren mayor degradación que las células con la capa más fina.
- Si la capa intrínseca es demasiado gruesa el campo eléctrico no es suficiente para separar los portadores. Por otro lado, si la capa es demasiado fina disminuye la absorción por lo que se debe llegar a una solución de compromiso.
- Las células solares con una alta concentración de impurezas (10^{18} cm^{-3}) en la capa intrínseca degradan más que una con menor concentración. Durante el proceso de fabricación, las capas de a-Si:H están expuestas a una serie de efectos contaminantes que afectan al ESW. Las impurezas más comunes que aparecen en la capa son oxígeno, nitrógeno y carbono.
- Los módulos de a-Si:H operando a temperaturas altas (60-90 °C) se estabilizan con una mayor eficiencia que los módulos degradados con temperaturas de operación menores.
- Los módulos bajo exposición cíclica a la luz se estabilizan con una eficiencia mayor que los módulos expuestos a la luz de forma continua.

Desde el punto de vista tecnológico, los principales esfuerzos para reducir el ESW se centran en hacer la capa intrínseca lo más delgada posible que permita tener un campo eléctrico alto después de la degradación y al mismo tiempo aumentar la absorción de luz por técnicas de confinamiento óptico como la texturización de los electrodos o aumento de la reflexión del contacto trasero. También se están desarrollando módulos en tecnología multiunión que presentan la ventaja de poder utilizar capas más finas y mantener una buena absorción al tener varias capas con diferentes rangos de absorción.

4.2. Degradación inducida por luz de módulos de a-Si:H

Cuantificar la degradación inicial que sufren los módulos al exponerlos a la luz (*Light Induced Degradation*, LID) es un proceso crucial para evaluar el rendimiento eléctrico de los módulos. Todos los fabricantes están obligados a degradar sus módulos y conocer los coeficientes de degradación de los parámetros eléctricos ya que los valores consignados en la etiqueta de cada módulo no son directamente los medidos en el simulador solar de línea, sino el resultado de la multiplicación por el coeficiente de degradación. Los módulos fabricados en T-Solar, por ejemplo, normalmente se miden en el estado no degradado (estado inicial), porque los módulos están expuestos a una temperatura de 145 °C durante aproximadamente 4 horas en el proceso del autoclave para completar el proceso de laminación. Sobrestimar los factores de degradación supondría una pérdida económica (se vendería menos potencia de la que realmente va generar el módulo) y subestimarlos implicaría no cumplir con los requisitos de calidad que se garantizan. Por ejemplo, T-Solar garantiza para sus módulos una potencia en STC del 90% con respecto a la indicada en la etiqueta identificativa, desde su entrega y durante 10 años. Para un periodo de vida útil de 25 años garantiza un 80% de la potencia máxima consignada en la etiqueta.

Frecuentemente el proceso de degradación de módulos es el cuello de botella para optimizar y desarrollar la tecnología de silicio amorfo debido al tiempo necesario para degradar los módulos y así obtener los parámetros eléctricos estabilizados. Las medidas bajo condiciones controladas tienen la ventaja de que se obtienen resultados de forma más rápida pero normalmente se encuentra limitado por el número de módulos que se pueden degradar simultáneamente con luz artificial por razones de costes. Nuestra estación de medida en exterior, *Outdoor test station*, nos da la posibilidad de realizar múltiples estudios de degradación en paralelo de forma que se incrementa la velocidad de implementación de mejoras en los procesos de fabricación.

No existe un criterio global que defina las condiciones para los test de degradación. Por ejemplo, en Japón se define el valor estabilizado de eficiencia después de 310 horas de exposición a la luz con una intensidad de 1250 W/m², temperatura de 48 °C y condiciones de circuito abierto. En E.E.U.U. la eficiencia estabilizada se define como la eficiencia después de 600 horas de exposición continua a 1000 W/m², 50 °C de temperatura y condiciones de circuito abierto. En Europa el criterio viene fijado por la norma IEC-61646 y se ha demostrado muy poco fiable debido a la definición de la condición de estabilización del módulo. De acuerdo al procedimiento, la estabilización de la potencia ocurre cuando entre dos medidas consecutivas

separadas por lo menos un intervalo de energía de 43 kWh/m^2 y con temperaturas del módulo entre 40 y $60 \text{ }^\circ\text{C}$ se cumple la siguiente condición:

$$\frac{P_{max} - P_{min}}{P_{med}} \leq 2\% \quad (4.1)$$

donde P_{max} es el valor de potencia mayor, P_{min} es el valor de potencia menor y P_{med} es el valor de la potencia media entre las dos medidas. Esta condición normalmente resulta en una sobreestimación de la potencia del módulo porque se termina con el test demasiado pronto.

4.2.1. LID bajo exposición a la luz solar

Después de analizar cientos de medidas de degradación en nuestra localización en Orense, en nuestro procedimiento de medida de módulos bajo exposición solar fijamos el criterio de estabilización de los parámetros eléctricos cuando el módulo recibió una irradiación de 300 kWh/m^2 . El tiempo de estabilización también depende de la temperatura, para climas con temperaturas ambientes por debajo de los $0 \text{ }^\circ\text{C}$ el tiempo de estabilización sería mayor.

En la figura 4.3 se muestra una curva característica de la potencia de un módulo tamaño cuarto frente a la energía recibida por el módulo. En la gráfica también se representan los parámetros eléctricos estabilizados según el criterio que fija la norma IEC-61646 y según nuestro criterio (300 kWh/m^2). Se obtiene un valor de la potencia un 2% mayor con el criterio de la norma debido a que éste se cumple antes de que el módulo esté completamente degradado. Sin embargo, a partir de los 300 kWh/m^2 el módulo ya se encuentra totalmente estabilizado y la potencia se mantiene constante.

Para la primera y segunda generación de módulos fabricados por T-Solar, el porcentaje de degradación de la potencia eran del 20% y del 17,5% respectivamente, mientras que en la tercera generación de paneles se han realizado cambios orientados a disminuir esta degradación mediante cambio del proceso PECVD y de reducción del grosor de la capa intrínseca hasta conseguir un porcentaje del 13%. En la figura 4.4 se representa la curva característica de degradación de la potencia normalizada al valor de potencia inicial para las diferentes generaciones.

En la gráfica 4.5 se muestran los resultados de siete módulos con un comportamiento de degradación estándar de esta última generación usando nuestra estación en diferentes épocas del año. Los módulos se exponen a luz solar durante semanas y se miden curvas IV periódicamente con el tiempo siempre y cuando las condiciones meteorológicas sean cercanas a STC y podamos aplicar el procedimiento visto en el capítulo 3.3.1. Dependiendo de la época del año,

el periodo de degradación para llegar a los 300 kWh/m^2 en Orense puede llevar desde cinco semanas en los meses con mayor iluminación hasta aproximadamente los tres meses en la época invernal. Los módulos degradados en los meses en invierno presentan una degradación ligeramente mayor que los módulos degradados en veranos pero en ningún caso superan el valor fijado en la etiqueta de los módulos del 13%.

En la figura 4.6 se muestra la contribución típica de cada parámetro eléctrico en la degradación de la potencia. La mayor degradación se produce en el *fill factor* con un coeficiente del 9%, mientras que la corriente de cortocircuito apenas muestra degradación.

4.2.2. LID bajo exposición a luz artificial

Para estudiar la degradación de las características eléctricas de los módulos expuestos a luz artificial, la estación de medida debe cumplir unos requisitos de irradiancia, espectro y temperatura del módulo. A partir de un sistema experimental suministrado por Applied Materials se ha optimizado y puesto en marcha una estación de degradación (*Light Soaking Station*, LSS) para módulos de tamaño cuarto que cumple todos los requisitos exigidos por la norma IEC-61646. El LSS nos permite acelerar el proceso de degradación de los módulos de forma que se obtienen los parámetros eléctricos estabilizados en un periodo de 15 días.

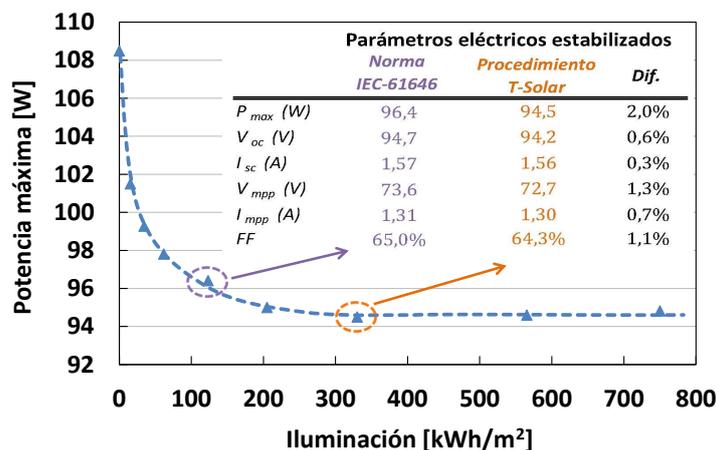


Figura 4.3: Curva de degradación de la potencia y parámetros eléctricos estabilizados de un módulo cuarto.

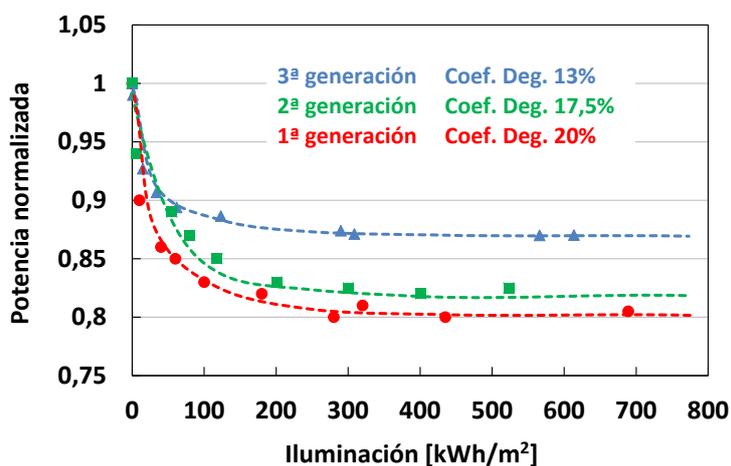


Figura 4.4: Curvas de degradación de la potencia normalizadas al valor inicial para las diferentes generaciones de módulos.

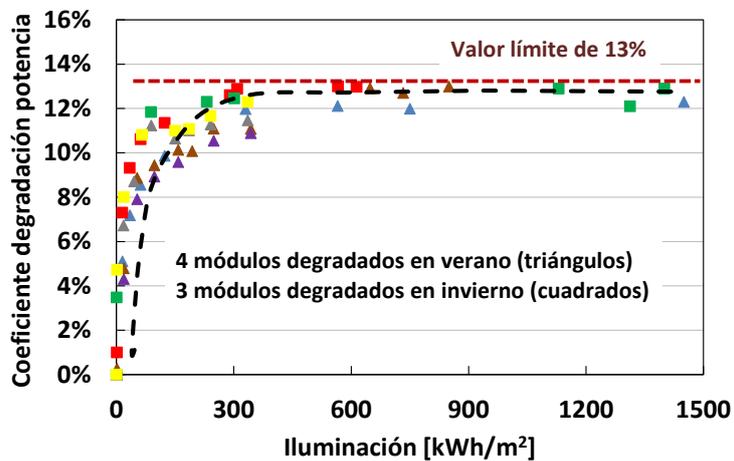


Figura 4.5: Coeficientes de degradación de siete módulos expuestos a la luz solar en diferentes épocas del año.

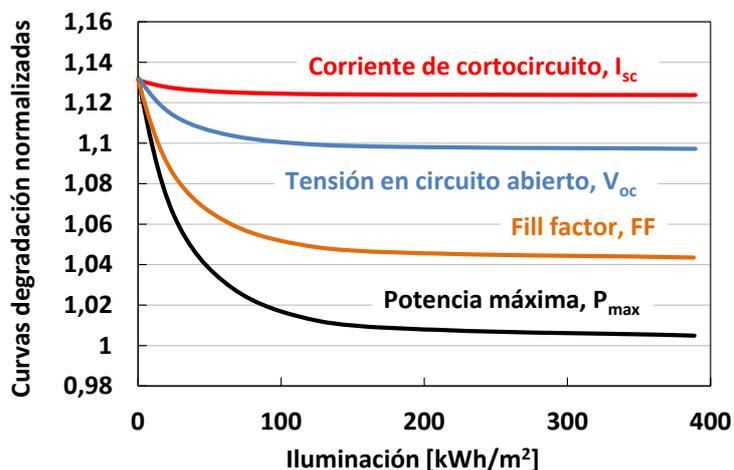


Figura 4.6: Curvas de degradación de los principales parámetros eléctricos.

Equipo de medida

La estación de medida LSS nos permite degradar módulos de tamaño cuarto ($1,43 \text{ m}^2$) bajo condiciones de irradiancia y de temperatura del módulo controladas. En la figura 4.7 se muestra una fotografía de la estación donde se pueden observar sus principales componentes:

- Mesa de aluminio parcialmente extraíble donde se instala horizontalmente el módulo durante el proceso de degradación.
- Nueve lámparas de halogenuros metálicos de 1000 W de potencia distribuidas circularmente a una altura de 50 cm sobre la horizontal del módulo.
- Doce ventiladores instalados en las partes laterales de la estructura y en la parte inferior de la mesa.
- Dos sensores de temperatura (Pt100) en contacto con la parte trasera del módulo.
- Equipo de control. Se controla individualmente el encendido-apagado de todas las lámparas de la estación (por ejemplo para degradar células solares de test tamaño pequeño (típicamente cupones de $10 \text{ cm} \times 10 \text{ cm}$) no es necesario tener todo el sistema encendido). También se controla la temperatura máxima del módulo a partir de un valor de



Figura 4.7: Fotografía de la estación de degradación de módulos expuestos a luz artificial.

consigna, si se excede este valor automáticamente se encienden los ventiladores hasta conseguir bajar la temperatura del módulo dentro del rango permitido.

De acuerdo con las normas de la Comisión Electrotécnica Internacional IEC-60904-9 e IEC-61646, el LSS debe cumplir los siguientes criterios:

- La comparación espectral de los intervalos de longitud de onda definidos por la norma deben tener un factor espectral entre 0,4 y 2,0. En la tabla 4.1 se muestran los porcentajes de energía radiante para el espectro de nuestras lámparas y para el espectro de referencia dado por la norma. Se define el factor espectral como el cociente entre estos porcentajes para cada intervalo de longitud de onda. Para el último intervalo entre 700 y 800 nm obtenemos un factor espectral justo en el límite inferior permitido.

Rango longitud de onda (nm)	Porcentaje energía radiante espectro lámpara	Porcentaje energía radiante espectro de referencia (Norma IEC 60904-3)	Factor espectral
400-500	27%	25,7%	1,1
500-600	47%	27,8%	1,7
600-700	17%	25,7%	0,7
700-800	9%	20,8%	0,4

Tabla 4.1: Tabla con los factores espectrales para los diferentes intervalos de longitud de onda.

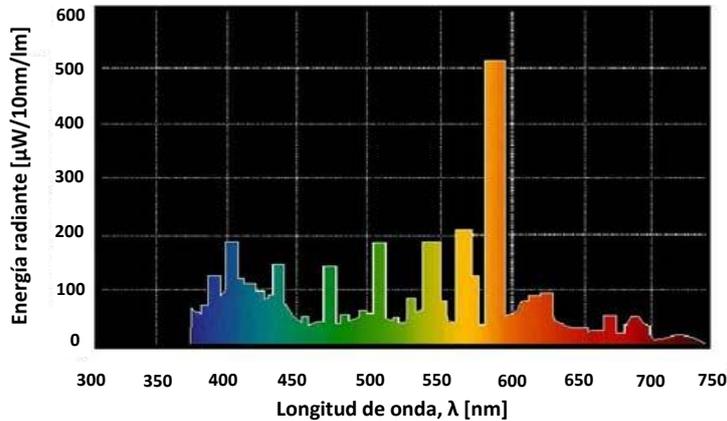


Figura 4.8: Energía emitida por longitud de onda de una lámpara utilizada en el LSS.

- Un nivel de irradiancia en el rango entre 600 y 1000 W/m^2 . En nuestro sistema tenemos un valor de irradiancia medio de 830 W/m^2 . Para medir la irradiancia se utiliza una célula solar de referencia de silicio cristalino filtrada y calibrada.
- La no-uniformidad de la irradiancia debe cumplir la siguiente condición:

$$No - Uniformidad(\%) = \frac{G_{max} - G_{min}}{G_{max} + G_{min}} \times 100 \leq 10 \quad (4.2)$$

donde G_{max} es el valor de irradiancia máxima y G_{min} el valor de irradiancia mínimo.

Se debe realizar un número mínimo de toma de datos de la irradiancia para chequear la uniformidad. La distribución de estos puntos de medida será uniforme sobre el área total del módulo. Se tomará como área de medida el mínimo entre:

- La superficie total del módulo dividido entre 64.
- 400 cm^2 .

En el caso de módulos tamaño cuarto, dividimos la superficie de la mesa en celdas de 15 x 15 cm. Obtenemos un valor de la no-uniformidad del 9,7%.

- La temperatura del módulo durante la exposición debe estar comprendida en el rango entre 40 y 60 $^{\circ}C$. Para la medida de las temperaturas sobre el módulo, se usó un sensor

de temperatura Pt100 que se fue posicionando en distintos puntos sobre el módulo. La temperatura mínima medida fue 48,8 °C y la máxima 58,9 °C.

- El módulo se encuentra conectado a una carga resistiva de forma que se polariza cerca del punto de máxima potencia durante todo el proceso de degradación.

Comparación resultados Outdoor - LSS

Las medidas de los parámetros eléctricos de los módulos degradados en el LSS se realizan periódicamente en el simulador solar de línea en condiciones STC. Igual que los paneles degradados en el exterior, consideramos que el módulo está completamente estabilizado cuando recibió una energía de 300 kWh/m². En la gráfica 4.9 se compara la curva de potencia normalizada al valor inicial de un módulo degradado en el *Outdoor test station* y de uno degradado en el LSS. Este último presenta una degradación de la potencia mayor con un coeficiente del 15% frente al 13% que tenemos en los módulos degradados en el exterior. Esta variación del 2% se debe principalmente a una mayor degradación en el *fill factor* de los módulos expuestos de forma continua a la luz. Se han realizado gran número de estudios de degradación y sistemáticamente se ha observado un LID mayor en los módulos degradados en el LSS.

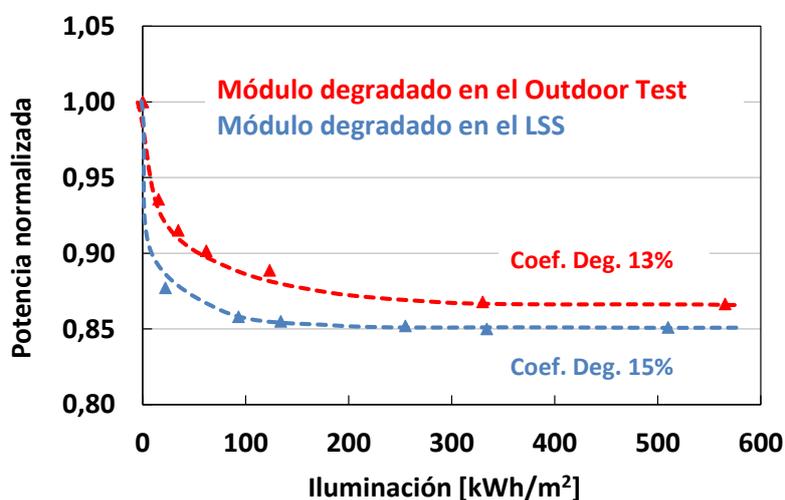


Figura 4.9: Curva de la potencia normalizada al valor inicial de un módulo degradado en el *Outdoor test station* y de uno degradado en el LSS.

4.3. Estudios de degradación

Para optimizar el proceso de deposición de las capas de silicio amorfo que forman la estructura p-i-n se han realizado decenas de experimentos comparando las características eléctricas iniciales y estabilizadas de módulos fabricados con diferentes condiciones de depósito en el PECVD. A continuación se muestran los resultados de algunos de los estudios de degradación realizados en los últimos años que nos han permitido optimizar los procesos de fabricación tanto en lo que se refiere al rendimiento de los módulos como a la productividad de la línea de fabricación.

4.3.1. Estudio del grosor de la capa intrínseca

El objetivo de este estudio es investigar la influencia del grosor de la capa intrínseca (denominada capa i) en el rendimiento de los módulos y el efecto que tiene el grosor de dicha capa i en los coeficientes de degradación de los parámetros eléctricos. Además, a nivel de proceso de deposición de las capas de la estructura p-i-n, la capa intrínseca es la que tiene un mayor grosor y por tanto la que limita el número de paneles que se pueden procesar en una hora (*throughput*) en el PECVD. Por lo tanto, el grosor de la capa intrínseca es un factor determinante para optimizar la productividad de la fábrica.

En la figura 4.10 se muestra la potencia inicial y la potencia estabilizada de módulos tamaño cuarto con diferentes grosores de capa intrínseca. Todos los módulos de este estudio se fabricaron depositando la capa intrínseca en la misma cámara del PECVD con diferentes tiempos de depósito. Los valores iniciales se midieron en el simulador solar de línea. Se seleccionaron dos módulos para cada grosor de capa i y se degradaron simultáneamente en el *Outdoor test station*. Las medidas estabilizadas se corresponden con una energía recibida por el módulo de 300 kWh/m^2 . La curva superior muestra que la variación del grosor de la capa intrínseca es uno de los factores más determinantes en la potencia inicial de los módulos. Para grosores mayores de capa intrínseca se obtienen los valores más altos de la potencia en el estado inicial. Sin embargo, al incrementar el grosor de la capa intrínseca, también se incrementa el coeficiente de degradación obteniéndose una potencia estabilizada muy similar para un amplio rango de grosores entre 140 y 260 nm [VBA10].

Para explicar el comportamiento de la potencia de los módulos en el estado inicial y en el estado estabilizado, se analizan por separado las dependencias de los principales parámetros eléctricos con el grosor de la capa intrínseca.

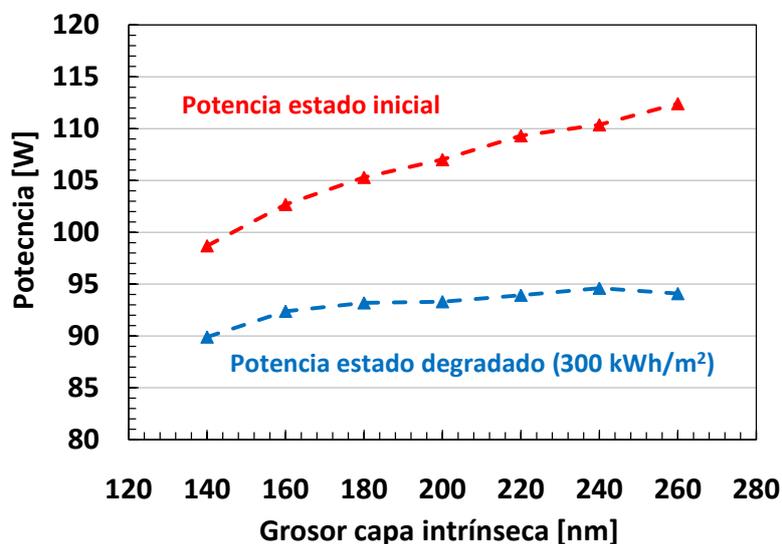


Figura 4.10: Potencia inicial y estabilizada de módulos tamaño cuarto en función del grosor de la capa intrínseca.

En la figura 4.11 se representa el *fill factor* inicial y degradado normalizado al valor degradado de 200 nm. En el estado inicial, se ve una tendencia descendente del *fill factor* según disminuimos el grosor de la capa. Sin embargo, en el estado degradado se invierte la tendencia teniendo los valores más altos de *fill factor* para las capas más finas. En el rango de grosores entre 260 y 140 nm el *fill factor* varía un 4% con respecto al valor de 200 nm.

La corriente de cortocircuito (figura 4.12) aumenta proporcionalmente con el grosor de la capa intrínseca tanto para el estado inicial como para el estado degradado. En el rango de estudio entre 260 y 140 nm tenemos una variación en la corriente de cortocircuito de aproximadamente un 10% con respecto al valor de 200 nm.

Por último la tensión en circuito abierto (figura 4.13) es el parámetro que muestra menor dependencia con el grosor de la capa intrínseca. Los valores más altos de tensión se obtienen para los módulos con el grosor de capa intrínseca más finos. En el rango de estudio entre 260 y 140 nm, la variación de la tensión en circuito abierto apenas llega al 2% con respecto al valor de 200 nm.

En la figura 4.14 se muestran los coeficientes de degradación de la potencia en función del grosor de la capa intrínseca así como la contribución de cada parámetro eléctrico a la degradación del módulo. Los factores de LID caen significativamente cuando se reduce el

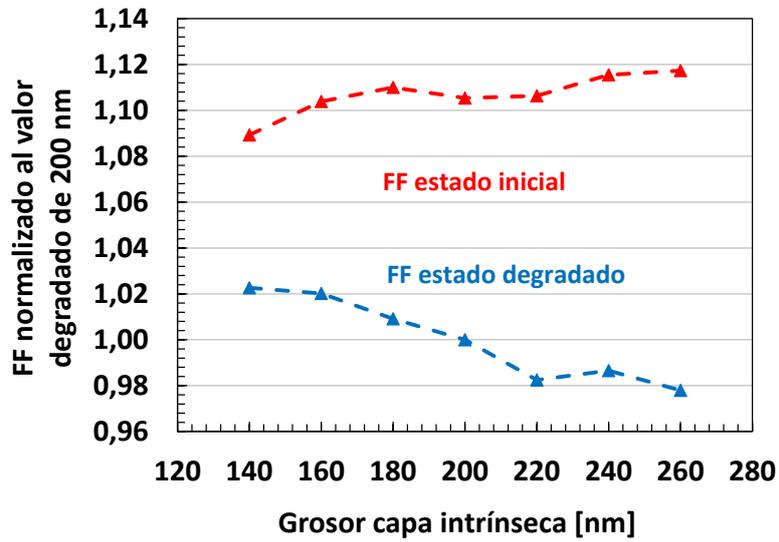


Figura 4.11: Fill factor inicial y degradado normalizados al valor degradado de 200 nm en función del grosor de la capa intrínseca.

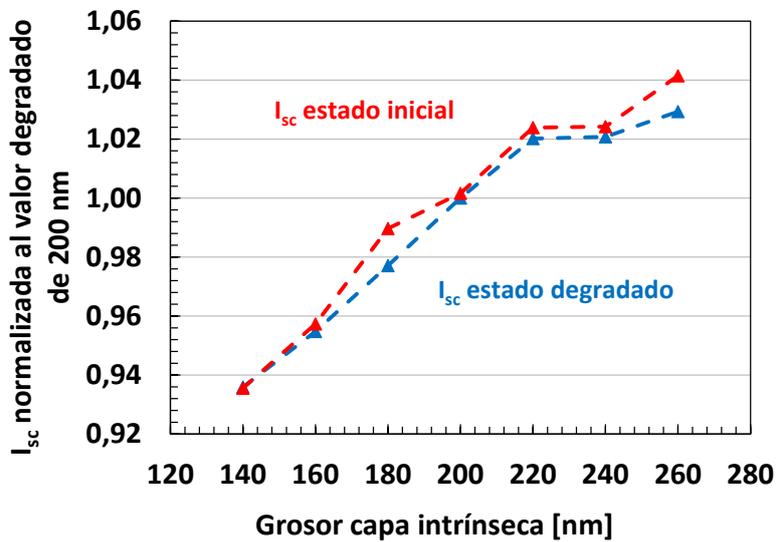


Figura 4.12: Corriente de cortocircuito inicial y degradada normalizadas al valor degradado de 200 nm en función del grosor de la capa intrínseca.

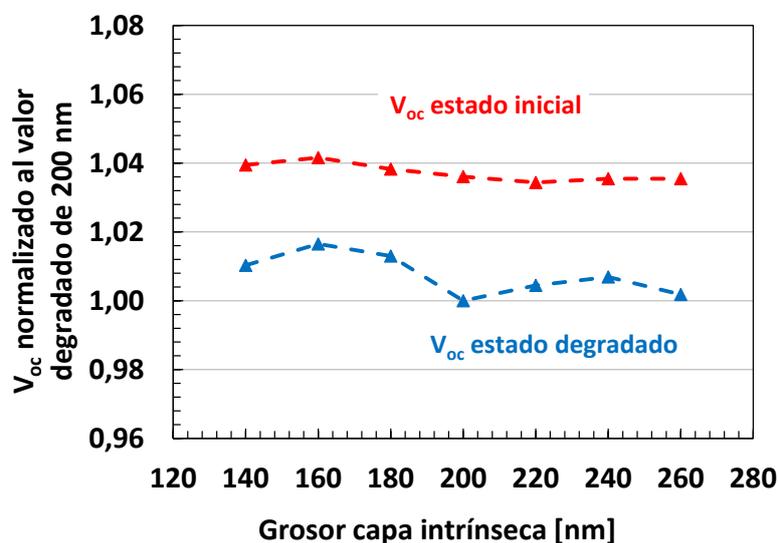


Figura 4.13: Tensión en circuito abierto inicial y degradada normalizadas al valor degradado de 200 nm en función del grosor de la capa intrínseca.

grosor de la capa intrínseca variando desde aproximadamente un 9% para un grosor de 140 nm hasta un 16,5% para 260 nm de capa intrínseca. Este cambio en el coeficiente de la potencia se debe principalmente a la variación del *fill factor* con el grosor de la capa, mientras que los coeficientes de la tensión en circuito abierto y la corriente de cortocircuito no muestran dependencias con el grosor de la capa intrínseca.

La reducción del grosor de la capa intrínseca tiene un gran impacto en el *throughput* del PECVD tal como se muestra en la figura 4.15. Reduciendo el grosor de la capa intrínseca desde 260 hasta 140 nm, el *throughput* del PECVD puede incrementarse desde 20 hasta 30 paneles/h. Esta mejora implicaría incrementar la capacidad de producción anual de la fábrica desde los 55 MW hasta los 75 MW, lo que supone un incremento del 36%.

Como conclusión de este estudio, decir que la degradación inducida por luz en función del grosor de la capa intrínseca presenta una eficiencia estabilizada muy similar para un amplio rango de grosores de capa intrínseca entre 140 y 260 nm. Esta reducción de la capa intrínseca permitiría incrementar la capacidad de producción de la fábrica hasta los 75 MW/año. Este análisis es un claro ejemplo de la importancia de realizar estudios de degradación en la tecnología del silicio amorfo, ya que el comportamiento inicial de los módulos difiere mucho de

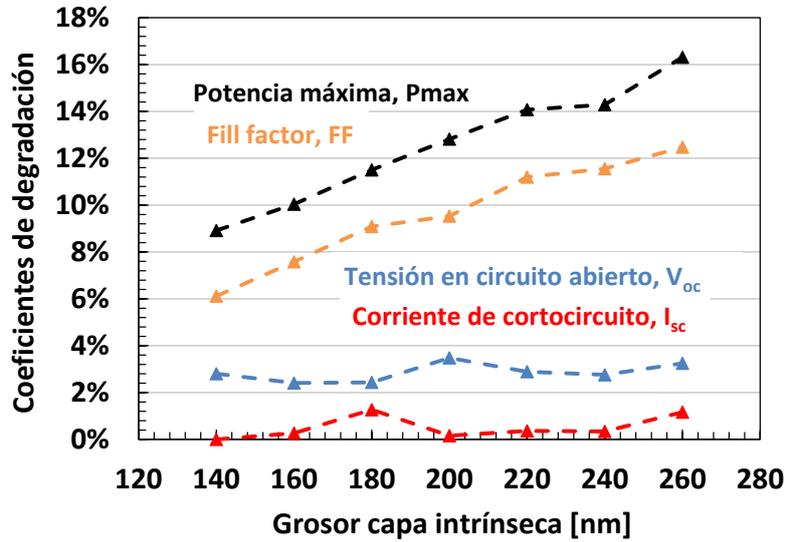


Figura 4.14: Factores de degradación de los principales parámetros eléctricos en función del grosor de la capa intrínseca.

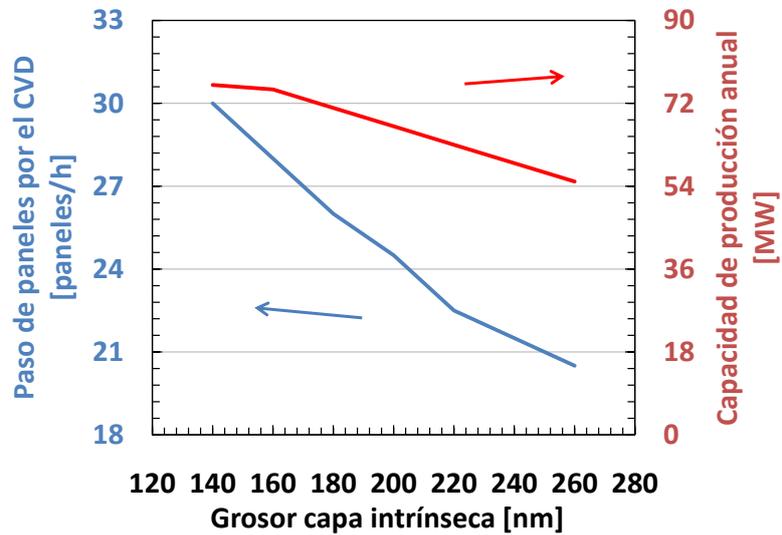


Figura 4.15: Paso de paneles por el CVD y capacidad anual de producción de la fábrica en función del grosor de la capa intrínseca.

los resultados estabilizados y fijarse solamente en los valores iniciales puede dar lugar a un análisis erróneo del comportamiento del módulo así como a una importante pérdida económica.

4.3.2. Estudio del grosor de la capa dopada n

Se optimizaron los grosores de todas las capas que forman la estructura p-i-n del dispositivo. Como ejemplo se muestran los resultados de degradación de un estudio donde se investigó el comportamiento eléctrico del módulo al cambiar el grosor de la capa dopada tipo n.

Se fabricaron módulos con grosores de capa n entre 70 y 150 Å. Para cada grosor, se degradaron dos módulos tamaño *full* en el *Outdoor test station* simultáneamente. En la figura 4.16 se representa los valores de la potencia inicial y de la potencia estabilizada normalizados al valor inicial de 130 Å. Los valores de la gráfica son el promedio de la potencia de los dos módulos de cada condición. En el estado inicial no se ve dependencia de la potencia con el grosor de la capa n. En el estado degradado existe una ligera tendencia positiva al reducir el grosor de la capa n debido a un menor coeficiente de degradación de la potencia en los módulos con las capas más finas. Entre el grosor de 150 Å y 70 Å existe una diferencia del 2% en el coeficiente de degradación de la potencia.

En el caso de la capa dopada tipo n, el grosor no tiene un impacto directo en el *throughput* del PECVD como en el caso de la capa intrínseca al tratarse de grosores mucho menores. De todas formas, nos interesa reducir lo máximo posible el grosor de la capa para minimizar el consumo de gases utilizados en el proceso de deposición como por ejemplo la fosfina utilizada para dopar la capa tipo n. Optimizando el consumo de gases reducimos el coste de fabricación de nuestros módulos y la emisión de partículas a la atmósfera.

4.3.3. Estudio del ajuste de potencia en las cámaras del PECVD

Se han ajustado individualmente los parámetros de depósito (potencia de radiofrecuencia, presión, flujo de gases, distancia entre electrodos y temperatura) de todas las cámaras del PECVD para obtener la misma potencia en todas ellas y reducir lo máximo posible la dispersión entre cámaras. La principal dificultad se encuentra en que la configuración de los parámetros que minimizan la dispersión en la potencia inicial no tiene por que ser la configuración que minimice la dispersión de la potencia estabilizada por lo que se hace necesario

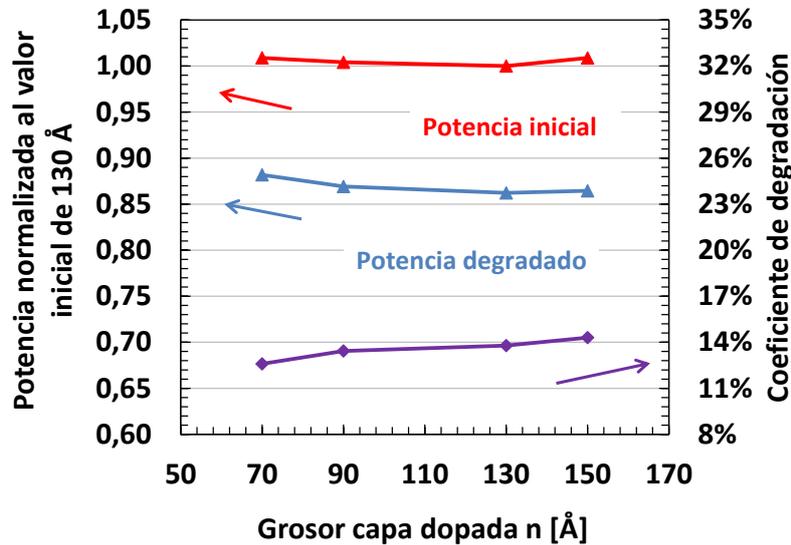


Figura 4.16: Potencia inicial y estabilizada normalizadas al valor inicial de 130 Å en función del grosor de la capa dopada n. En el eje de la derecha se muestra el coeficiente de degradación de la potencia en función del grosor de la capa n.

realizar un estudio de degradación cada vez que se cambia un parámetro de depósito de cualquier cámara.

En la figura 4.17 se muestran la potencia inicial y la potencia degradada normalizadas al valor inicial de la cámara C para todas las cámaras de proceso del PECVD. También se representa el coeficiente de degradación de la potencia que se obtiene para cada cámara. En los valores iniciales tenemos una dispersión en la potencia del 0,72% y en el estado estabilizado la dispersión se reduce hasta el 0,27% gracias a que las cámaras con mayor potencia inicial presentan una degradación ligeramente mayor.

Según la potencia medida en el simulador solar de línea, los módulos se clasifican en diferentes clases en intervalos de potencia de 20 W. Tener una dispersión tan pequeña entre las cámaras permite que prácticamente toda la producción se encuentre en una misma clase lo que facilita enormemente el tratamiento logístico de los módulos.

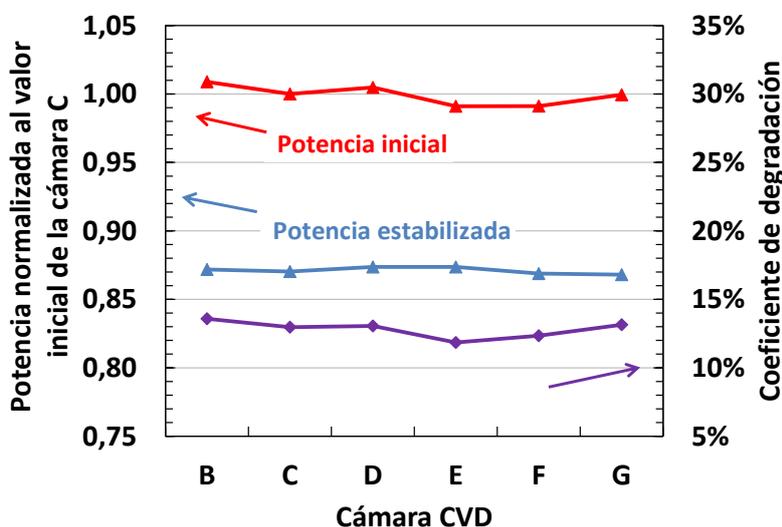


Figura 4.17: Potencia inicial y degradada de módulos fabricados en las diferentes cámaras del PECVD.

4.3.4. Estudio del tándem aSi:H-aSi:H

Además de los estudios de optimización de los módulos de unión simple, también se realizaron estudios de degradación para desarrollar nuevas tecnologías como la tándem aSi:H-aSi:H. La ventaja de esta tecnología es que se puede fabricar en el mismo equipo PECVD y con cambios mínimos en el resto de la línea de producción. A nivel de dispositivo, se depositan en serie dos células de silicio amorfo en el PECVD de forma que se obtiene el doble de tensión en el módulo y se reparte la absorción de la luz entre las dos células para que las dos generen la misma corriente. Un parámetro crítico en el diseño del dispositivo es el ajuste de grosores de las capas intrínsecas de las dos células. Se realizaron varios estudios de degradación en el *Outdoor test station* para optimizar el ratio entre grosores. En la figura 4.18 se representa la curva característica de degradación de la potencia de un módulo estándar de producción de unión simple y la curva de degradación del mejor módulo tándem obtenido después de optimizar el ratio entre grosores de las capas intrínsecas. Como hemos visto anteriormente en este capítulo, para los módulos de unión simple tenemos un coeficiente de degradación de la potencia del 13%. En el caso de los módulos tándem, la degradación inducida por la exposición a la luz es significativamente menor con un valor del 9%. Este valor más bajo del

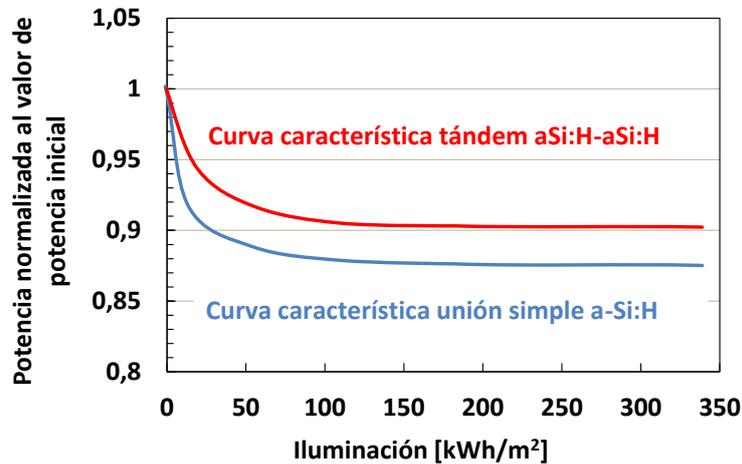


Figura 4.18: Curva degradación de la potencia de un módulo de unión simple y de un módulo tándem.

coeficiente se debe en parte a que los grosores de las capas intrínsecas utilizados en las células tándem son menores que los utilizados en los módulos de unión simple.

A continuación se comparan los principales parámetros eléctricos de los módulos de unión simple y de los módulos tándem. En la figura 4.19 se muestra la tensión en circuito abierto en función de la iluminación recibida por el módulo. Para el módulo tándem tenemos aproximadamente el doble de tensión que la obtenida para la unión simple debido a tener conectadas dos células en serie. No obtenemos exactamente el doble de tensión debido a pérdidas en la conexión entre las células realizada por unión túnel entre la capa n de la célula superior y la capa p de la célula inferior.

En la figura 4.20 se representa la corriente de cortocircuito de un módulo tándem y uno de unión simple. En este caso tenemos el doble de corriente en los módulos de unión simple ya que en el tándem se reparte la generación entre las dos células. Por último el *fill factor* también presenta un comportamiento distinto para el módulo tándem (figura 4.21) estabilizándose en valores por encima del 68% gracias a que presenta una degradación mucho menor que el módulo de unión simple.

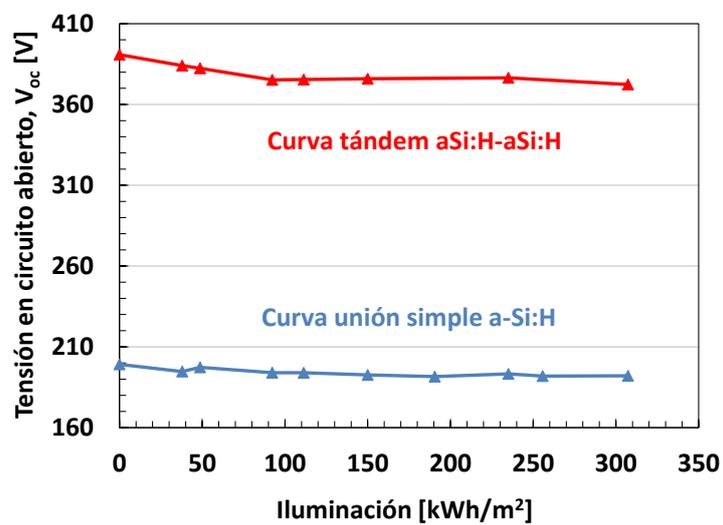


Figura 4.19: Tensión en circuito abierto en función de la iluminación para un módulo de unión simple y para un módulo tándem.

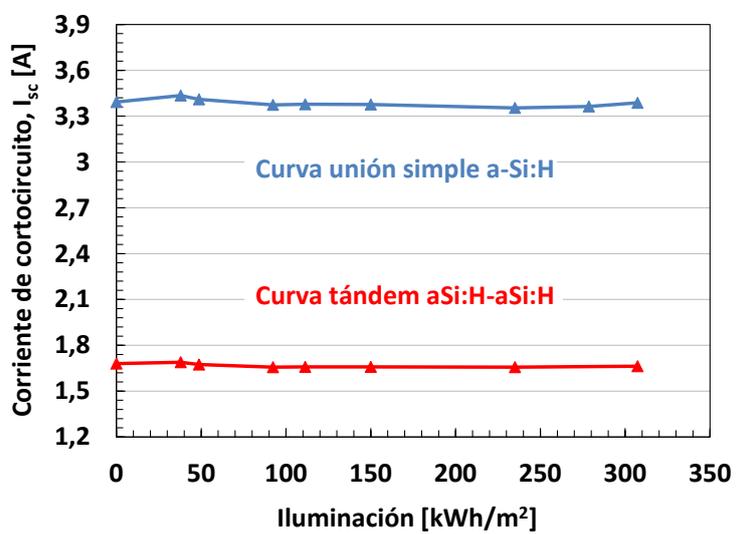


Figura 4.20: Corriente de cortocircuito en función de la iluminación para un módulo de unión simple y para un módulo tándem.

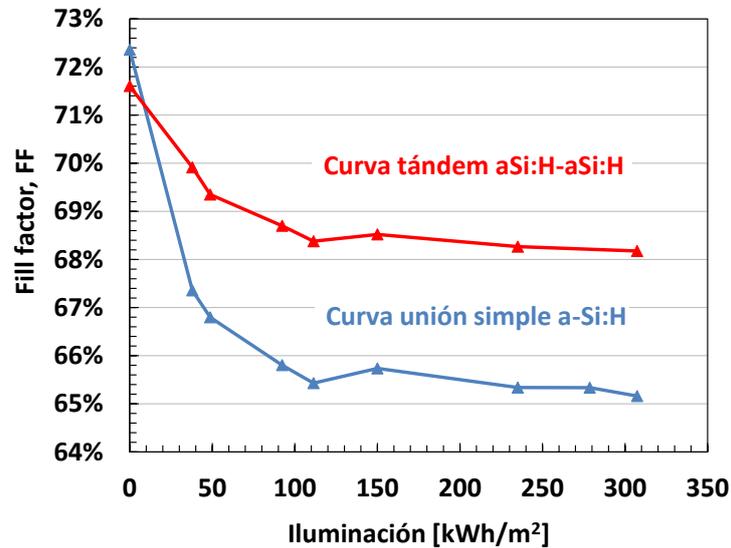


Figura 4.21: *Fill factor* en función de la iluminación para un módulo de unión simple y para un módulo tandem.

4.4. Resumen

Las capas de silicio amorfo sufren cambios en sus propiedades eléctricas al ser iluminados, este efecto es conocido como Staebler-Wronski (ESW). En este capítulo se recopilieron algunos de los modelos más utilizados para explicar este efecto así como las principales implicaciones del ESW en el comportamiento eléctrico de los módulos de silicio amorfo.

Para desarrollar y optimizar la tecnología de silicio amorfo se debe analizar el comportamiento estabilizado de los módulos por lo que es necesario realizar gran número de estudios de degradación. En este capítulo se presenta la estación de degradación bajo luz artificial de módulos tamaño cuarto en condiciones de irradiancia y temperatura controladas. Se comparan los resultados de degradación obtenidos en esta estación con los resultados que se obtienen al degradar los módulos bajo condiciones ambientales.

Por último se presentan algunos de los resultados obtenidos en los estudios de degradación realizados en los últimos años para mejorar el rendimiento de los módulos y la productividad de la línea de fabricación.

CAPÍTULO 5

MODELADO Y SIMULACIÓN DE CÉLULAS SOLARES DE A-Si:H

La posibilidad de utilizar el silicio amorfo hidrogenado en la producción de módulos fotovoltaicos a escala industrial despertó en las últimas décadas un gran interés en modelar y entender los procesos electrónicos que ocurren en los dispositivos fabricados con este material. Debido a la complejidad de los fenómenos físicos involucrados se convirtió en una necesidad utilizar la simulación numérica para resolver las ecuaciones fundamentales que describen el funcionamiento de estos dispositivos. La aplicación de modelos cada vez más realistas de las células solares de a-Si:H nos ayuda a entender los procesos que caracterizan la operación del dispositivo así como los mecanismos que limitan su rendimiento. Por lo tanto, la simulación de células solares se convierte en una herramienta indispensable en el desarrollo de la tecnología de a-Si:H, tanto para incrementar el rendimiento de los módulos como para reducir los costes de fabricación.

En este capítulo se resumen los modelos físicos que describen las propiedades de los dispositivos basados en a-Si:H. Se desarrolló un modelo con el software Sentaurus TCAD (Synopsys Inc.) que permite analizar y optimizar dispositivos semiconductores fabricados con diferentes materiales. En la segunda parte del capítulo se comparan algunos de los resultados obtenidos en la simulación de una célula solar de a-Si:H con las medidas experimentales de células y módulos fabricados en nuestra línea de producción.

5.1. Modelos físicos de dispositivos basados en a-Si:H

El modelado de las células solares de a-Si:H empezó a principios de los años 80 y desde entonces se han realizado grandes avances. Los primeros grupos de investigación realizaban análisis computacionales de las células utilizando ecuaciones simplificadas de la teoría de semiconductores y a lo largo de los años se han desarrollado modelos más sofisticados y precisos que dieron lugar a muchos programas de simulación: Swartz (1982 y 1984) [Swa82], Chen and Lee (1982) [CL82], Hack and Shur (1983) [HS83], Ikegaki (1985) [IIM⁺85], McElheny (1987) [MAF87], Tasaki (1988) [TKH⁺88], Wentinck (1988) [Wen88], Smole and Furlan (1992) [SFT93], Stiebig (1993) [SB93]. Estos programas difieren principalmente:

- En la elección de las variables independientes en las ecuaciones fundamentales de los semiconductores.
- En las técnicas de solución numérica utilizadas.
- En las funciones de probabilidades usadas para describir las propiedades del material como una función de la posición en el material.
- En la estadística de recombinación-generación (R-G) de los estados localizados en la banda prohibida (*bandgap*).
- En el tratamiento de los contactos y las condiciones de contorno que se aplican.

Algunos grupos de investigación más recientes han implementado en estos programas modelos especiales para describir el comportamiento en la interfase entre las diferentes capas que forman las células solares, como por ejemplo la interfase entre el óxido conductor transparente (TCO) y las capas de a-Si:H (Smole 1994 [STF94]) o entre las diferentes capas dopadas de a-Si:H que forman la unión túnel en las células tandem (Willems (1994) [WZM94] y Zeman (1997) [ZWV⁺97]).

Actualmente, los principales esfuerzos en el modelado eléctrico de células solares de a-Si:H se centran en dos objetivos. El primero es continuar optimizando y probando los modelos existentes para células solares con estructuras más complejas y el segundo es aprovechar el conocimiento más profundo de los materiales basados en a-Si:H y de sus procesos de fabricación para establecer de forma más fiable los parámetros que caracterizan el modelo físico del

dispositivo. Muchos de los parámetros que se utilizan para modelar el a-Si:H todavía no se conocen con precisión y esto representa una limitación considerable para simular correctamente el funcionamiento de la células solares.

5.1.1. Propiedades características del a-Si:H

La configuración atómica del a-Si:H se caracteriza por presentar una estructura ordenada a corto alcance similar al silicio cristalino y una estructura desordenada a largo alcance que determina sus propiedades eléctricas. Debido al desorden espacial en la estructura atómica del a-Si:H, se perturba la periodicidad de la energía potencial asociada a la red dando lugar a desviaciones en las bandas de conducción y de valencia. Estas desviaciones se conocen normalmente con el nombre de colas y se extienden dentro de la banda prohibida. Además, existen defectos estructurales en la red desordenada de a-Si:H que dan lugar a estados electrónicos en torno al centro de la banda prohibida. Como consecuencia, el silicio amorfo exhibe una distribución de densidad de estados (DOS) continua en la banda prohibida y no tiene unos bordes bien definidos de las bandas de conducción y de valencia.

Debido a esta distribución de la DOS continua, el transporte en el silicio amorfo es mucho más complejo que en el silicio cristalino. En semiconductores cristalinos la corriente eléctrica se produce por el movimiento de electrones entre los estados de la banda de conducción y de huecos en los estados de la banda de valencia. En a-Si:H la corriente eléctrica no solamente se produce entre los estados de las bandas de valencia y conducción, si no que los estados en la banda prohibida y la captura-emisión de electrones en estos estados también están envueltos en el transporte y deben considerarse para un correcto modelado de la célula solar.

La distribución de la DOS continua también afecta a los mecanismos de generación-recombinación (R-G) que caracterizan al a-Si:H. En los semiconductores cristalinos, la baja densidad de estados en la banda prohibida simplifican el cálculo del coeficiente R-G y de la carga espacial. El ratio R-G es calculado satisfactoriamente usando los tiempos de vida efectivos de electrones y huecos de acuerdo con la estadística de Shockley-Read-Hall (SRH) [SZ98] y la contribución de los portadores que son capturados por estados en la banda prohibida a la carga eléctrica se puede despreciar. Sin embargo, en los dispositivos de a-Si:H no pueden ignorarse los procesos de R-G y la carga espacial presentes en la banda prohibida. Se utilizan aproximaciones como la estadística de Sah-Shockley [SS58a] que supone una distribución quasi-continua de DOS en la banda prohibida. Estos modelos reflejan el comportamiento de la

célula de a-Si:H de forma más precisa pero son mucho más complejos y necesitan un número mayor de parámetros de entrada.

5.1.2. Sistema de ecuaciones fundamentales

La simulación del funcionamiento de células solares de a-Si:H requiere la solución del sistema de ecuaciones fundamentales de los semiconductores. Este sistema incluye la ecuación de Poisson (5.1), la ecuación de continuidad para electrones (5.2) y huecos (5.3). Estas ecuaciones nos dan una descripción matemática de la operación del dispositivo semiconductor bajo condiciones de no-equilibrio. En ausencia de campo magnético y para una temperatura uniforme en el dispositivo, las ecuaciones toman la siguiente forma:

$$\nabla(\epsilon \nabla \psi) = -\rho \quad (5.1)$$

$$\frac{\partial n}{\partial t} = \frac{1}{q} \nabla \cdot \vec{J}_n + G_{opt} - R_{net} \quad (5.2)$$

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{1}{q} \nabla \cdot \vec{J}_p + G_{opt} - R_{net} \quad (5.3)$$

donde se considera además:

$$\vec{J}_n = n \mu_n \nabla E_{FN} \quad (5.4)$$

$$\vec{J}_p = -p \mu_p \nabla E_{FP} \quad (5.5)$$

donde ϵ es la permitividad del semiconductor, ψ el potencial electrostático con respecto al nivel de vacío E_0 , ρ la densidad de carga espacial, J_n (J_p) la densidad de corriente de electrones (huecos), G_{opt} el coeficiente de generación óptica, R_{net} el coeficiente de generación-recombinación de electrones y huecos, n (p) la concentración de electrones (huecos) libres, μ_n (μ_p) la movilidad de electrones (huecos) y E_{FN} (E_{FP}) la energía del quasi-nivel de Fermi de electrones (huecos).

5.1.3. Diagrama de bandas de energía y concentración de portadores

La célula solar de a-Si:H es un ejemplo típico de dispositivo de heterounión ya que está formado por la unión de varios materiales semiconductores con diferentes propiedades como

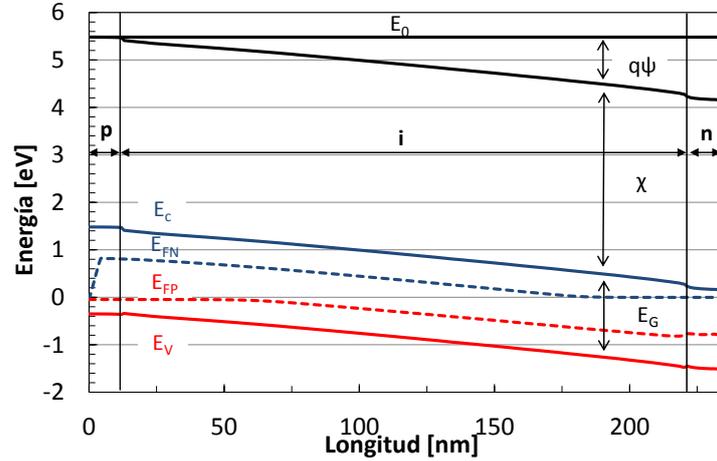


Figura 5.1: Diagrama de bandas de energía de la estructura p-i-n de una célula solar de a-Si:H en iluminación.

por ejemplo diferentes *bandgaps* (E_G): TCO (SnO_2) $E_G=3,5$ eV, a-SiC:H $E_G=2,1$ eV, a-Si:H $E_G=1,7$ eV, etc. Por lo tanto, el modelo utilizado para simular su funcionamiento debe tener en cuenta las diferentes propiedades de todas las capas que forman el dispositivo. La figura 5.1 muestra el diagrama de bandas bajo condiciones de iluminación de la estructura p-i-n de una célula solar de a-Si:H.

La energía mínima (E_C) de la banda de conducción (BC) se puede relacionar con el nivel de energía en el vacío E_0 por la ecuación:

$$E_C = E_0 - q\psi - \chi \quad (5.6)$$

donde χ es la afinidad electrónica para cada material.

El máximo nivel de energía (E_V) de la banda de valencia (BV) se relaciona con el nivel de energía en el vacío por:

$$E_V = E_0 - q\psi - \chi - E_G \quad (5.7)$$

donde E_G es la energía de la banda prohibida (*bandgap*).

La concentración de electrones y huecos libres en equilibrio termodinámico se determina por la posición del nivel de Fermi E_F en el dispositivo y se calcula a partir del principio de neutralidad de carga usando la estadística de Fermi-Dirac o Maxwell-Boltzmann [ZvdHK⁺97].

En condiciones de no-equilibrio, la concentración de portadores libres se describe por el quasi-nivel de Fermi de electrones (E_{FN}) y huecos (E_{FP}). En equilibrio termodinámico:

$$E_F = E_{FN} = E_{FP} \quad (5.8)$$

Cuando la distancia entre los quasi-niveles de Fermi y la correspondientes bandas es mayor a $3KT$, se pueden utilizar las siguientes expresiones para calcular la densidad de portadores libres [Pie96]:

$$n = N_C \exp\left(\frac{E_{FN} - E_C}{kT}\right) = N_C \exp\left(\frac{E_{FN} - E_0 + q\psi + \chi}{kT}\right) \quad (5.9)$$

$$p = N_V \exp\left(\frac{E_V - E_{FP}}{kT}\right) = N_V \exp\left(\frac{E_0 - q\psi - \chi - E_G - E_{FP}}{kT}\right) \quad (5.10)$$

donde N_C y N_V son la densidad de estados efectiva en la banda de conducción y en la banda de valencia respectivamente, k la constante de Boltzmann y T la temperatura del dispositivo.

Despejando los quasi-niveles de Fermi para electrones (E_{FN}) y huecos (E_{FP}) de las ecuaciones 5.9 y 5.10 obtenemos las siguientes expresiones:

$$E_{FN} = E_C + kT \ln\left(\frac{n}{N_C}\right) = E_0 - q\psi - \chi + kT \ln\left(\frac{n}{N_C}\right) \quad (5.11)$$

$$E_{FP} = E_V + kT \ln\left(\frac{p}{N_V}\right) = E_0 - q\psi - \chi - kT \ln\left(\frac{p}{N_V}\right) \quad (5.12)$$

5.1.4. Condiciones de contorno

Para resolver el sistema de ecuaciones 5.1 - 5.3 es necesario aplicar unas condiciones de contorno adecuadas. Normalmente se aplican dos condiciones de contorno en una célula solar, una definida en el contacto delantero y la otra en el contacto trasero. Las condiciones implícitas en los contactos fijan los valores de las variables independientes del modelo en ese punto. Las condiciones de contorno dependen de como se modelan los contactos del dispositivo. Generalmente, se distinguen dos tipos de contacto: el contacto óhmico y el contacto Schottky.

- Contacto óhmico.

En un contacto óhmico ideal se supone que circula la corriente sin provocar pérdidas de voltaje. Para calcular las concentraciones de electrones y huecos se asumen condiciones

de equilibrio termodinámico, una velocidad de recombinación de los portadores en la superficie infinita y neutralidad de carga en los contactos ($x = 0$ y $x = L$, donde L es el grosor total del dispositivo) [SZ98]:

$$\rho(x = 0) = \rho(x = L) = 0 \quad (5.13)$$

– Contacto Schottky.

La barrera de Schottky se produce en la interfase entre un metal y un semiconductor. La corriente que circula a través de una barrera Schottky es principalmente dominada por los portadores mayoritarios y se caracteriza por el mecanismo de emisión termiónica [MG56]. La densidad de corriente para una barrera de Schottky ideal (ϕ_b) se describe según la teoría termiónica como:

$$J_n = A^* T^2 \exp\left(-\frac{q\phi_b}{kT}\right) \left[\exp\left(\frac{qV_a}{kT}\right) - 1 \right] \quad (5.14)$$

donde A^* es la constante de Richardson y V_a el voltaje externo aplicado. En la ecuación se ve como la pérdida de voltaje se incrementa exponencialmente con el aumento de la corriente.

5.1.5. Distribución de la densidad de estados

Para simular de forma precisa las propiedades eléctricas y ópticas de dispositivos de a-Si:H, es de gran importancia realizar una descripción apropiada de la distribución de la densidad de estados (DOS) como función de la energía. Las figuras 5.2 y 5.3 muestran el modelo estándar de la distribución de DOS en escala lineal y logarítmica respectivamente.

El modelo estándar de la distribución DOS consiste en una banda de conducción parabólica (BC), una banda de valencia parabólica (BV), una cola en la banda de conducción que decae exponencialmente (BCT), otra cola en la banda de valencia que decae exponencialmente (BVT) y dos distribuciones de estados Gaussianas cerca del medio de la banda prohibida que están separadas una de la otra por una energía de correlación (U) y representan los defectos en la red de silicio amorfo conocidos como enlaces no saturados (*dangling bonds*, DB).

La ausencia de orden a largo alcance en el a-Si:H provoca que la distribución de la densidad de estados en el borde de las bandas descienda gradualmente dentro de la banda prohibida. Esta densidad de estados en la cola puede ser considerado como una medida del grado de desorden en la estructura atómica del silicio amorfo. Esto se debe a que cuanto mayor es el grado

de desorden de la estructura atómica, mayor será la densidad de estados electrónicos permitidos en el *gap* entre la banda de conducción y la banda de valencia. Los estados en las colas de las bandas son localizados y los portadores que caen en ellos son atrapados y no pueden contribuir al transporte electrónico en la célula solar.

La función de la densidad de estados en la cola de la banda de conducción viene dada por:

$$N_{BCT}(E) = N_{C0} \exp \left[- \left(\frac{E_C - E}{E_{C0}} \right) \right] \quad (5.15)$$

y la distribución DOS en la cola de la banda de valencia:

$$N_{BVT}(E) = N_{V0} \exp \left[- \left(\frac{E - E_V}{E_{V0}} \right) \right] \quad (5.16)$$

donde N_{V0} y N_{C0} son la densidad de estados de cola en el borde de la banda de movilidad, E_{V0} y E_{C0} son las pendientes de energía característica de la disminución exponencial de la función DOS.

Para reflejar la distribución de los estados de los *dangling bonds* (DB) observados experimentalmente en el *bandgap* del a-Si:H, se utilizan distribuciones Gaussianas. Un *dangling bond* puede encontrarse en tres estados de carga: positivo (D^+), neutro (D^0) y negativo (D^-). Un defecto con tres posibles estados de carga puede aproximarse como un grupo de dos defectos consistentes en un estado donador ($DB^{+/0}$) y en un estado aceptor ($DB^{0/-}$) y representados

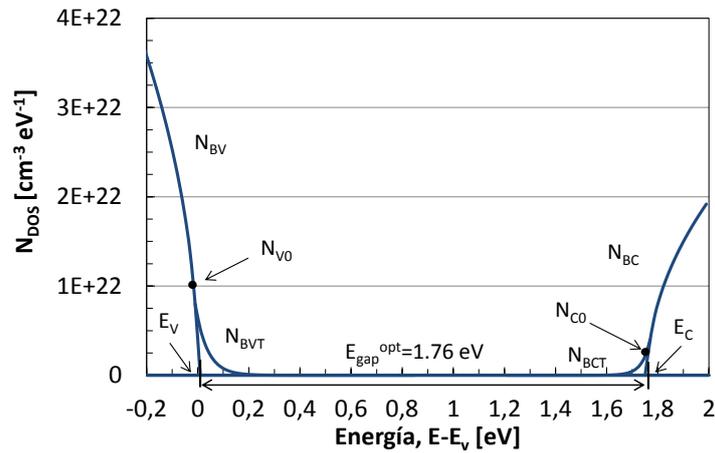


Figura 5.2: Modelo estándar de la distribución de DOS en el a-Si:H en escala lineal.

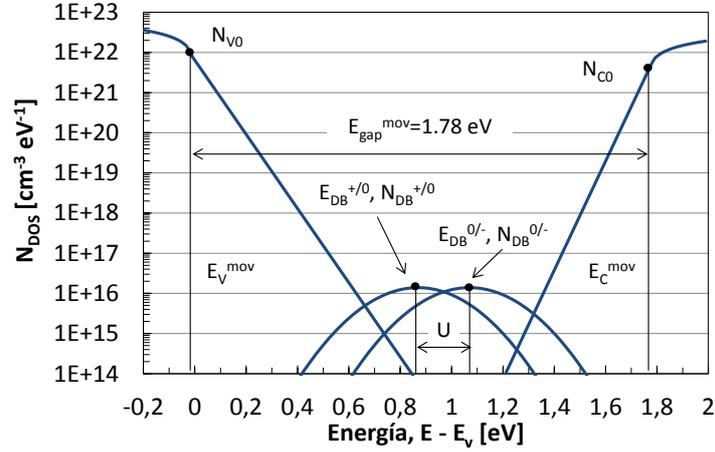


Figura 5.3: Modelo estándar de la distribución de DOS en el a-Si:H en escala logarítmica.

por dos niveles de energía $E^{+/0}$ y $E^{0/-}$ respectivamente. Estos niveles de energía de transición están separados uno del otro por una energía de correlación (U), que representa la energía que necesita un centro DB neutro para adquirir un segundo electrón. La energía de correlación se asume que es constante y positiva. Bajo estas aproximaciones, el DB es representado por dos distribuciones Gaussianas iguales en el diagrama de bandas separadas por una energía de correlación. El modelo matemático para la descripción de la densidad de DB viene dado por:

$$N_{DB}^{+/0}(E) = N_{DB} \frac{1}{\sigma_{DB} \sqrt{2\pi}} \exp \left[-\frac{(E - E_{DB0}^{+/0})^2}{2\sigma_{DB}^2} \right] \quad (5.17)$$

$$N_{DB}^{0/-}(E) = N_{DB} \frac{1}{\sigma_{DB} \sqrt{2\pi}} \exp \left[-\frac{(E - E_{DB0}^{0/-})^2}{2\sigma_{DB}^2} \right] \quad (5.18)$$

donde $N_{DB}^{+/0}(E)$ es la distribución de densidad de DB de los niveles de energía relacionados con la transición $+/0$, $N_{DB}^{0/-}(E)$ la distribución relacionada con la transición $0/-$, N_{DB} es la densidad total de *dangling bonds*, $E_{DB0}^{+/0}$ y $E_{DB0}^{0/-}$ son la posición de energía de los máximos de las dos Gaussianas y σ_{DB} es la desviación estándar de la distribución.

Este modelo estándar también puede aplicarse para capas dopadas de a-Si:H. La densidad de carga de estados DB se incrementa exponencialmente desplazando el nivel de Fermi hacia el medio del gap en los materiales dopados tipo n y p de a-Si:H [STKJ87].

5.1.6. Estadísticas de generación-recombinación

Para un semiconductor en equilibrio termodinámico, la densidad de portadores es constante. El valor de esta constante puede ser alterado por varias formas de energía (óptica, térmica, etc), las cuales pueden excitar electrones desde un estado a otro de mayor energía. Este proceso conocido como generación tiene asociado un proceso inverso, denominado recombinación, en el cual los electrones experimentan transiciones a estados de menor energía y consecuentemente se libera la diferencia de energía entre esos estados. En equilibrio termodinámico los procesos de generación-recombinación (R-G) están continuamente produciéndose, pero en media para cada electrón excitado en la banda de conducción uno recombina o cae dentro de la banda de valencia. Suponiendo que los centros de recombinación no interactúan entre ellos, el coeficiente R-G de la red atómica se puede aproximar por:

$$R_{net} = \int_{E_V^{mov}}^{E_C^{mov}} N(E) \eta_R(E) dE \quad (5.19)$$

donde $N(E)$ es la densidad de estados en función de la energía en el $bandgap$ y $\eta_R(E)$ es la eficiencia de recombinación de un estado de energía E .

En los estados en las colas de las bandas, la carga atrapada se calcula para los estados donadores y para los estados aceptores según las expresiones:

$$\rho_D = q \int_{E_V^{mov}}^{E_C^{mov}} N_D(E) [1 - f(E)] dE \quad (5.20)$$

$$\rho_A = q \int_{E_V^{mov}}^{E_C^{mov}} N_A(E) f(E) dE \quad (5.21)$$

donde $f(E)$ es la función de ocupación de un estado de energía E .

Para los estados de los *dangling bonds*, la carga espacial viene dada por:

$$\rho_{DB} = q \int_{E_V^{mov}}^{E_C^{mov}} N_{DB}(E) [F^+(E) - F^-(E)] dE \quad (5.22)$$

donde $F^+(E)$ y $F^-(E)$ son las funciones de probabilidad para los estados de DB vacío y con doble ocupación respectivamente.

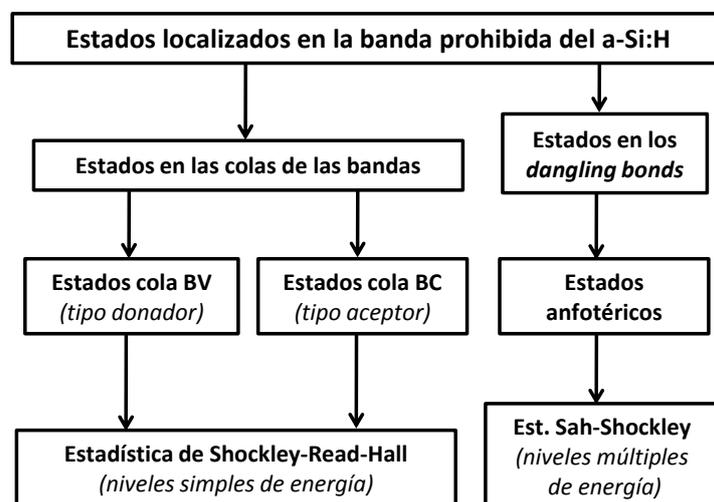


Figura 5.4: Esquema con los diferentes tipos de estados localizados presentes en el a-Si:H y estadística de R-G aplicada para cada caso.

En la figura 5.4 se muestra un esquema con los diferentes tipos de estados localizados que nos encontramos en la banda prohibida de a-Si:H y las estadísticas que usamos para calcular los ratios de generación-recombinación en cada caso.

Bajo la hipótesis de que los centros no interactúan entre sí, se puede utilizar la estadística de R-G de Shockley-Read-Hall (SRH) para modelar los procesos de recombinación a través de estados en niveles de energía únicos [SR52]. Esta estadística considera que los estados localizados de la banda prohibida solo interactúan con portadores de los estados extendidos de la banda de conducción y de valencia y que la recombinación se produce a través de la captura de un único electrón. La teoría SRH se basa en cuatro posibles transiciones (figura 5.5) entre un nivel de energía (E_T) en la banda prohibida y los estados extendidos de la banda de valencia y conducción:

- Captura de un electrón por un centro R-G (r_1).
- Emisión térmica de un electrón desde un centro R-G (r_2).
- Captura de un hueco en un centro R-G (r_3).
- Emisión térmica de un hueco desde un centro R-G (r_4).

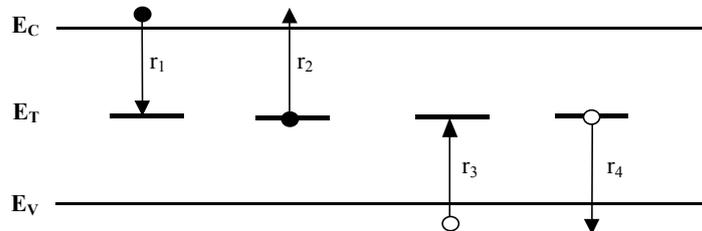


Figura 5.5: Esquema con las posibles transiciones electrónicas entre un nivel de energía en la banda prohibida y los estados extendidos de la banda de valencia y de conducción según la estadística Shockley-Read-Hall.

Los procesos R-G que caracterizan los estados DB anfotéricos se pueden describir utilizando la estadística de multinivel de Sah-Shockley [SS58b]. En la figura 5.6 se muestran las posibles transiciones electrónicas entre las bandas de energía y un centro R-G representado por dos niveles de energía dentro de la banda prohibida.

5.1.7. Fotogeneración de portadores

La célula solar es un dispositivo semiconductor optoelectrónico que está diseñado para funcionar bajo iluminación. El objetivo es definir la estructura de una célula solar en la que la absorción de la luz incidente sea máxima en la parte activa de la célula. En el caso de células solares de lámina delgada se han implementado varias técnicas de confinamiento óptico para lograr este objetivo. Estas técnicas incluyen la introducción de superficies texturizadas y el uso de capas reflectoras para mantener la luz dentro de la parte activa del dispositivo.

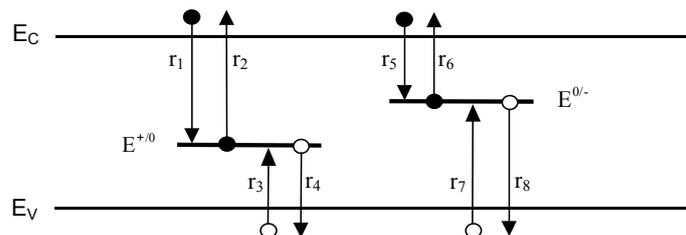


Figura 5.6: Esquema con las posibles transiciones electrónicas entre un centro R-G y los estados extendidos de la banda de valencia y de conducción según la estadística de Sah-Shockley.

Las células solares están formadas por muchas capas de diferentes materiales y con diferentes tipos de interfases entre ellas. El grosor de muchas de las capas está en el rango de longitudes de onda de la luz, por lo que se debe considerar la propagación coherente de la luz dentro de estas capas. Por otro lado, también se debe tener en cuenta la propagación incoherente de la luz en otras capas de la célula como por ejemplo el cristal del contacto delantero. Para considerar todos estos efectos, se utilizan modelos ópticos especiales para las células de lámina delgada.

Para obtener un buen modelo óptico se requiere un conocimiento preciso del perfil de generación óptica en la célula solar. El ratio de generación óptica se determina a partir del perfil de absorción de fotones en la célula. Se supone que cada fotón solo puede generar un par electrón-hueco de forma que el perfil de generación es igual al perfil de absorción. Inicialmente en los modelos ópticos de las células solares se calculaba el perfil de absorción utilizando fórmulas analíticas basadas en la ecuación de Lambert-Beer [SZ98] y actualmente se han ido reemplazando por modelos más sofisticados. Estos modelos se resuelven utilizando técnicas numéricas y tienen en cuenta la reflexión y transmisión en todas las interfases y la absorción en todas las capas del dispositivo. Para ello se necesitan conocer las propiedades ópticas de todas las capas y las interfases que forman el sistema. Las células solares pueden dividirse en dos grupos cuando se describen en términos de un sistema óptico. El primer grupo lo representan las estructuras con interfases planas y el segundo incluye estructuras que contienen una o más interfases rugosas.

5.2. Resultados de la simulación de una célula solar de a-Si:H

Se ha desarrollado un modelo en dos dimensiones de una célula solar de a-Si:H usando el software Sentaurus TCAD (Synopsys Inc.) [Syn10]. El programa de simulación usa un procedimiento estándar para materiales semiconductores que permite resolver el sistema de ecuaciones 5.1 - 5.3 incluyendo el modelo estándar de densidad de estados para el silicio amorfo y los mecanismos de recombinación de Shockley-Read-Hall y Sah-Shockley. A nivel óptico se suponen interfases lisas entre las diferentes capas que forman la célula solar. El perfil de generación de los pares electrón-hueco se obtiene a partir de medidas de parámetros ópticos (índice de refracción y coeficientes de extinción en función de la longitud de onda) de las diferentes capas que forman el dispositivo. Estas capas fueron depositadas en el equipo PECVD de la línea de producción y caracterizadas ópticamente en nuestro laboratorio.



Figura 5.7: Esquema de la estructura de una célula solar de a-Si:H usada en la simulación.

5.2.1. Estructura del dispositivo y parámetros de entrada en el modelo

La estructura de la célula solar de a-Si:H simulada está constituida por una capa de TCO en el contacto delantero, una capa dopada tipo p, una capa intrínseca y una capa tipo n de a-Si:H formando la estructura p-i-n y dos capas, AZO y Al, que definen el contacto trasero (figura 5.7)[LERH09].

Para la capa de TCO utilizamos como material un óxido de estaño dopado con flúor ($SnO_2 : F$). Para la capa p utilizamos a-Si:H dopado con boro y carbono. Se añade el carbono (a-SiC:H) al material porque aumenta el *bandgap* óptico y la conductividad de la capa [ROV⁺11]. Estas propiedades dan lugar a una mayor tensión en la célula y favorece que más cantidad de luz alcance la capa intrínseca aumentando la corriente del dispositivo. La capa tipo n se dopa con fósforo. La función de las capas dopadas p y n es establecer un campo eléctrico en la región intrínseca de la célula y proporcionar un buen contacto eléctrico con los terminales del dispositivo. El contacto trasero está fabricado con materiales con alta reflexión

como el aluminio para que actúe como un espejo óptico. También se añade en el contacto trasero una capa dieléctrica de óxido de cinc dopado con aluminio (AZO) para favorecer la reflexión y evitar la difusión de aluminio en la capa n. Para simular los contactos eléctricos, suponemos un unión túnel ideal en el contacto frontal y un contacto óhmico en el contacto trasero. Para implementar esto en la simulación, fijamos el contacto frontal en la interfase TCO/p y el contacto trasero en la interfase capa n/AZO. De esta forma en la simulación solo se consideran las propiedades ópticas del TCO que son las más relevantes.

Una de las principales dificultades para desarrollar el modelo de un dispositivo basado en a-Si:H es conocer con precisión todos los parámetros necesarios para caracterizar las diferentes capas que forman la célula solar. En la tabla 5.1 se muestran los principales parámetros utilizados en nuestro modelo para la simulación de una célula solar de a-Si:H. Se dividen los parámetros de entrada en tres grupos:

- Parámetros característicos del material: la conductividad, el grosor de las capas, el *bandgap*, la afinidad electrónica, la concentración de dopados, etc.
- Parámetros relacionados con los estados en las colas de las bandas: energía característica, coeficientes de captura y DOS en los bordes de movilidad.
- Parámetros relacionados con los estados *dangling bonds*: densidad total de estados DB, energía de correlación y coeficientes de captura.

Todos estos parámetros se obtuvieron experimentalmente caracterizando las propiedades optoelectrónicas de las diferentes capas depositadas en la línea de producción o en base a referencias bibliográficas [SZ98]. Se utilizan constantes ópticas como el índice de refracción y los coeficientes de extinción como función de la longitud de onda de todas las capas que forman la célula solar. Los datos ópticos de las capas de a-Si:H se obtuvieron de medidas de reflexión y transmisión en el laboratorio de T-Solar. El perfil de generación de pares electrón-hueco se calcula a partir de los parámetros ópticos de cada capa. Se incluye la dependencia de estos parámetros con la energía del fotón, teniendo en cuenta por ejemplo el nivel de dopado, el grosor de cada capa y otros parámetros para simular sus efectos en la eficiencia de la célula solar. La generación óptica se calcula a partir del espectro solar AM 1,5 y se utiliza para simular la respuesta espectral y la curva corriente-voltaje (I-V) bajo iluminación estándar de un sol [ORV⁺11].

Parámetros del material	Capas de a-Si:H		
	Tipo P	Intrínseca	Tipo N
Grosor (nm)	10 a 30	50 a 500	9
Dopado (cm^{-3})	3×10^{18}	1×10^{15}	8×10^{18}
Permitividad relativa, ϵ_r	7,20	11,90	11,90
Afinidad electrónica, χ (eV)	3,90	4,00	3,99
Gap movilidad, $E_{\text{gap}}^{\text{mov}}$ (eV)	1,95	1,78	1,8
Movilidad electrones, μ_n ($\text{cm}^2/(\text{Vs})$)	20	20	20
Movilidad huecos, μ_p ($\text{cm}^2/(\text{Vs})$)	5	5	5
DOS efectiva en BC, N_{BC} (cm^{-3})	1×10^{20}	1×10^{20}	1×10^{20}
DOS efectiva en BV, N_{BV} (cm^{-3})	1×10^{20}	1×10^{20}	1×10^{20}
Parámetros de los estados de las colas			
DOS en el borde de movilidad BC, N_{CO} (cm^{-3}/eV)	2×10^{21}	8×10^{21}	1×10^{21}
DOS en el borde de movilidad BV, N_{VO} (cm^{-3}/eV)	1×10^{21}	4×10^{21}	2×10^{21}
Energía característica cola BC, E_{CO} (eV)	0,18	0,032	0,07
Energía característica cola BV, E_{VO} (eV)	0,09	0,047	0,16
Coefficiente de captura estados neutros (cm^3/s)	1×10^{-10}	1×10^{-10}	1×10^{-10}
Coefficiente de captura estados cargados (cm^3/s)	1×10^{-8}	1×10^{-8}	1×10^{-8}
Parámetros de los estados dangling bonds			
Desviación estándar	0,144	0,144	0,144
Densidad de estados total, N_{DB} (cm^{-3})	Estado inicial	8×10^{18}	5×10^{15}
	Estado degradado	8×10^{18}	2×10^{16}
Posición máximo energía de la gaussiana $E_{\text{DB0}}^{+/-0}$ (eV) (desde BC)	-0,70	-0,89	-1,40
Energía de correlación, U (eV)	0,20	0,20	0,20
Coefficiente de captura estados neutros (cm^3/s)	4×10^{-9}	8×10^{-10}	4×10^{-9}
Coefficiente de captura de estados cargados (cm^3/s)	4×10^{-8}	8×10^{-9}	4×10^{-8}

Tabla 5.1: Tabla resumen con los parámetros de entrada utilizados en el modelo.

5.2.2. Resultados eléctricos simulados y experimentales

Una de las principales dificultades en el modelado de dispositivos de a-Si:H es que se requiere un gran número de parámetros para describir de forma adecuada las propiedades del material [ZK08]. Además, algunos de estos parámetros de entrada todavía no se conocen con suficiente precisión y esto supone una limitación importante para simular de forma realista las células solares de a-Si:H. Por lo tanto, el primer paso para comprobar la validez de nuestro modelo fue calibrar los resultados de la simulación con resultados experimentales conocidos. Utilizando el conjunto de parámetros listados en la tabla 5.1, se calibró el modelo a partir de las características J-V de una célula solar de 1 cm^2 preparada con un procedimiento de fabri-

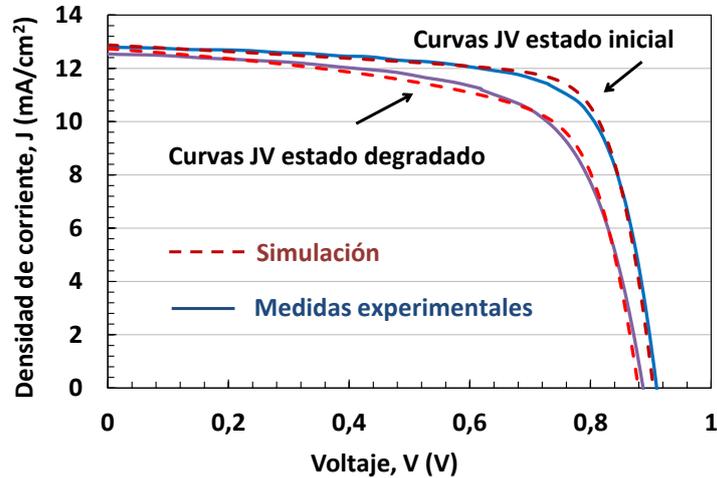


Figura 5.8: Curvas JV en el estado inicial y degradado para una célula experimental de 1 cm^2 (línea continua) y una célula simulada (línea discontinua).

cación en nuestra línea de producción. En la figura 5.8 se comparan las curvas JV obtenidas en la simulación (líneas punteadas) con las curvas medidas en el simulador solar (líneas continuas). Tanto para el estado inicial como para el estado degradado obtenemos un buen ajuste de las curvas simuladas con las curvas experimentales.

Para estudiar la degradación de las propiedades eléctricas que sufre el a-Si:H, se modifica la concentración de *dangling bonds* en la capa intrínseca de la célula. Debido a la existencia de enlaces Si-Si débiles y la relativa facilidad de difusión del hidrógeno, se crean *dangling bonds* adicionales a los presentes inicialmente en el material provocados por la rotura de los enlaces Si-Si. La creación de defectos metaestables es activada por la liberación de energía en los procesos de recombinación electrón-hueco y por la tanto favorecida por la iluminación del material. El incremento en la densidad de DB reduce el campo eléctrico en la zona intrínseca de la célula y aumenta las pérdidas por recombinación provocando una reducción del rendimiento de la célula. En el caso del modelo estándar DOS en el que se utilizan dos Gaussianas para modelar los defectos relacionados con los *dangling bonds*, se incrementa la concentración de DB en la capa intrínseca desde $5 \times 10^{15} \text{ cm}^{-3}$ en el estado inicial hasta $2 \times 10^{16} \text{ cm}^{-3}$ en el estado degradado. En la tabla 5.2 se resumen los principales parámetros eléctricos obtenidos en la simulación para el estado inicial y para el estado degradado y se comparan con los valores experimentales medidos en las células.

	η	J_{sc} (mA/cm ²)	V_{oc} (mV)	FF
Exp. estado inicial	8,47%	13,00	911,5	71,5%
Sim. estado inicial	8,67%	12,88	909,6	74,0%
Error relativo, ϵ	2,33%	-0,96%	-0,21%	3,53%
Exp. estado degradado	7,30%	12,63	890,2	64,9%
Sim. estado degradado	7,39%	12,73	886,0	65,5%
Error relativo, ϵ	1,29%	0,83%	-0,48%	0,90%

Tabla 5.2: Parámetros eléctricos de una célula solar de a-Si:H obtenidos en la simulación y experimentalmente para el estado inicial y el degradado. Se calcula el error relativo (ϵ) de cada parámetro con respecto al valor experimental.

A continuación se analizaron las principales dependencias de los parámetros eléctricos que caracterizan una célula solar con los parámetros de entrada en el modelo:

- La tensión en circuito abierto (V_{oc}) muestra gran dependencia con el *bandgap* de la capa intrínseca, con la energía de activación de la capa tipo p, con la recombinación de portadores en el dispositivo y por tanto con la densidad de estados en las colas de las bandas y con la densidad de *dangling bonds*.
- La densidad de corriente de cortocircuito (J_{sc}) es sensible a parámetros ópticos de todas las capas que determinan el perfil de absorción en la célula. La J_{sc} es proporcional a la absorción en la capa intrínseca y al nivel de irradiancia recibida por la célula.
- El fill factor (FF) de una célula solar bajo iluminación estándar AM 1,5 es sensible a aquellos parámetros que determinan la conductividad de las capas tales como la energía de activación de la capa p y de la capa intrínseca y a los parámetros que influyen en el campo eléctrico en el interior de la capa intrínseca como por ejemplo la concentración de *dangling bonds*.

Como ejemplo de aplicación de la simulación eléctrica de células solares para optimizar el rendimiento de los módulos se presenta el estudio de grosor de la capa intrínseca. El grosor de esta capa es uno de los factores más importantes que determinan la potencia inicial de los dispositivos de a-Si:H, obteniéndose para capas intrínsecas más gruesas valores iniciales de potencia mayores. Sin embargo, al aumentar el grosor también se incrementa el coeficiente de degradación de forma que la potencia estabilizada es muy similar para un amplio rango de

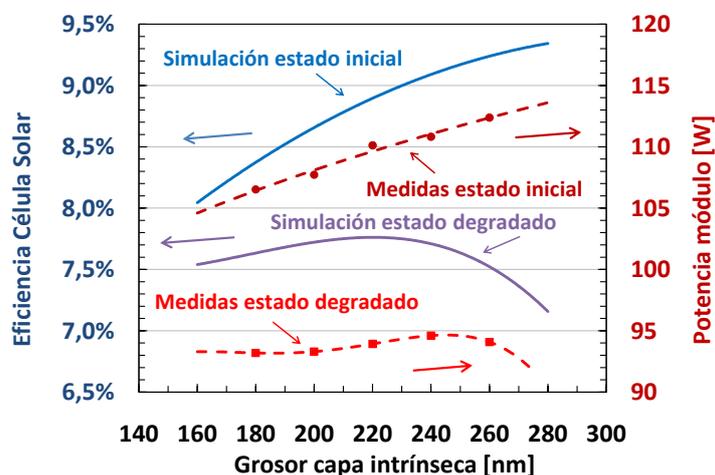


Figura 5.9: Eficiencias iniciales y estabilizadas en función del grosor de capa intrínseca obtenidas en la simulación de una célula solar de a-Si:H (líneas continuas). Potencias iniciales y estabilizadas de módulos tamaño cuarto medidas experimentalmente en función del grosor de la capa intrínseca (líneas discontinuas).

grosos de capa intrínseca. En la figura 5.9 se presenta la potencia inicial y la potencia estabilizada después de aproximadamente 300 kWh de irradiación para módulos tamaño cuartos con diferentes grosos de capa intrínseca (líneas punteadas). Se observa un ligero máximo de la potencia de los módulos para grosos de capa intrínseca alrededor de los 240 nm. Las líneas continuas presentan la eficiencia simulada inicial y degradada de una célula solar de 1 cm² para diferentes grosos de la capa intrínseca. Se obtiene un máximo en la eficiencia para células degradadas con grosos en torno a 220 nm. Los resultados de la simulación de una célula solar coincide con el comportamiento eléctrico de los módulos con diferentes grosos de capas intrínsecas tanto en el estado inicial como en el degradado. Una razón de la desviación de la posición del máximo en la eficiencia entre datos experimentales y simulados puede ser la no uniformidad del grosor de la capa intrínseca en los módulos [VMA08]. A pesar de la ligera desviación en el máximo de potencia, la simulación de la célula nos permitió acotar los grosos de interés y optimizar el diseño de experimentos de forma que se reduce el número de módulos de test necesarios y por tanto los costes asociados a su fabricación.

También se estudió la dependencia de las características eléctricas de las células solares de a-Si:H con su temperatura de operación. Se han simulado las curvas JV de las células en el rango típico de temperaturas de operación de los módulos instalados en el exterior. La figura

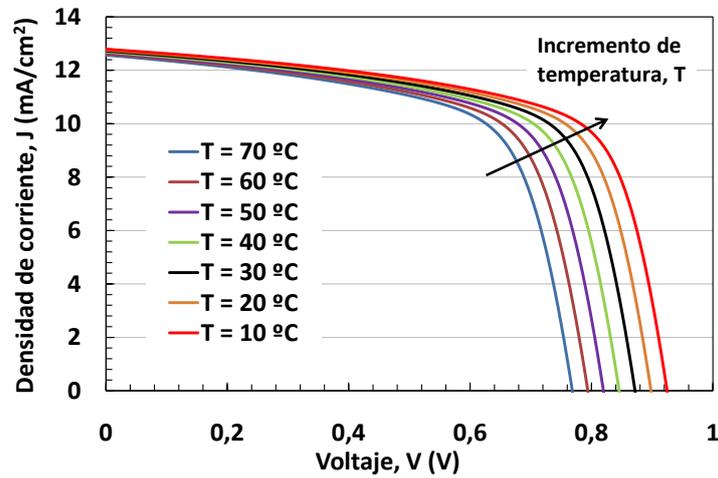


Figura 5.10: Curvas JV simuladas de una célula solar de a-Si:H para diferentes temperaturas de operación.

5.10 muestra la curva JV obtenida en la simulación para un rango de temperaturas entre 10 °C y 70 °C. Se observa que la mayor dependencia con la temperatura la obtenemos en el V_{oc} , reduciéndose la tensión según aumenta la temperatura. Este comportamiento se ajusta con los resultados que medimos experimentalmente en los módulos (ver capítulo 3.2.2).

Para analizar posibles dependencias entre el comportamiento con la temperatura y el grosor de la capa intrínseca, se calcularon los coeficientes de temperatura de V_{oc} para grosores alrededor del máximo de eficiencia. Se obtienen valores similares a los medidos experimentalmente en el *Outdoor test station*. En la figura 5.11 se presentan los resultados obtenidos en la simulación para el coeficiente de temperatura de V_{oc} de una célula solar de 1 cm² con diferentes grosores de capa intrínseca y el coeficiente de temperatura medido para un módulo de 200 nm. En la simulación no se aprecia variación en el coeficiente de temperatura para diferentes grosores de capas intrínsecas en el rango desde 160 a 280 nm. Se obtiene un coeficiente de temperatura de V_{oc} de $-0,286\% C^{-1}$ en comparación con las medidas experimentales que dan un coeficiente de $-0,274\% C^{-1}$.

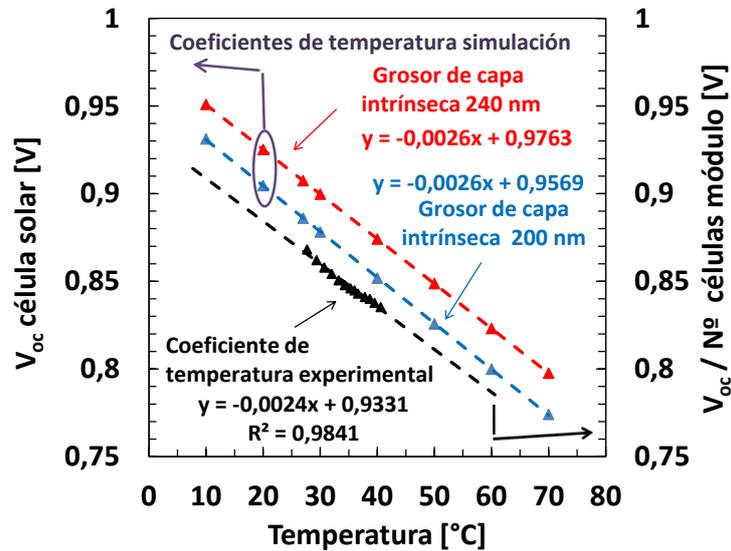


Figura 5.11: Coeficientes de temperatura de V_{oc} para diferentes grosores de capa intrínseca y comparación con el coeficiente experimental.

5.3. Resumen

En este capítulo se han introducido los principales modelos físicos que describen las células solares basadas en silicio amorfo hidrogenado y el sistema de ecuaciones fundamentales que se debe resolver para simular correctamente el funcionamiento de las células solares de a-Si:H. Las principales diferencias en el modelado del silicio amorfo vienen dadas por la distribución de densidad de estados continua en la banda prohibida (estados en las colas de las bandas de conducción y valencia así como los estados *dangling bonds*) y la combinación de estadísticas de recombinación-generación necesarias para modelar estos estados.

Se presentan los resultados de simulación de un modelo 2D usando la configuración básica del software Sentauros adaptado para células solares de a-Si:H. Se comprobó que la degradación del módulo se puede modelar cambiando la concentración de *dangling bonds* en la capa intrínseca. Los resultados obtenidos en la simulación del estudio de la variación de la potencia con el grosor de la capa intrínseca se ajustan bien con los resultados experimentales tanto para el estado inicial como para el estado degradado de una célula solar. La simulación tam-

bién predice correctamente el comportamiento de la tensión con la temperatura del módulo obteniéndose un coeficiente de temperatura de V_{oc} muy similar al medido experimentalmente.

La simulación de una estructura básica de una célula solar de a-Si:H como la mostrada en este capítulo ya permite obtener resultados que nos facilitan la optimización del diseño de experimentos y por tanto incrementar el rendimiento de los módulos con un menor coste en la fabricación de paneles de pruebas.

Conclusiones

La tecnología fotovoltaica es una de las alternativas más viables y eficaces para reducir la dependencia de los combustibles fósiles y así lo ratifica la evolución de la producción de módulos fotovoltaicos en la última década con tasas anuales de crecimiento entre el 40% y el 90%. Además de la tecnología predominante de silicio cristalino, en los últimos años despertó un gran interés a nivel industrial la tecnología de lámina delgada y en particular los módulos de silicio amorfo hidrogenado (a-Si:H) gracias a que presenta unos costes de fabricación y un retorno energético mucho menores que el resto de tecnologías fotovoltaicas. El principal inconveniente del a-Si:H es la baja eficiencia que presentan los módulos debido principalmente al proceso de degradación que sufren los parámetros eléctricos durante las primeras horas de iluminación. Reducir esta degradación y optimizar el proceso de deposición de las capas de a-Si:H son los dos campos donde se están realizando los mayores esfuerzos en investigación para incrementar el rendimiento de los módulos.

En este trabajo se ha desarrollado una estación de medida (*Outdoor test station*) de módulos fotovoltaicos en condiciones ambientales. Esta estación nos ha permitido realizar una caracterización detallada de todos los parámetros eléctricos que influyen en el rendimiento de un módulo y entender mejor su comportamiento ante diferentes condiciones climáticas. Existen varios factores que afectan en el rendimiento de los módulos fotovoltaicos de cualquier tecnología: el nivel de irradiancia, la temperatura de operación del módulo, el espectro solar, el ángulo de incidencia de la luz, etc, que se pueden clasificar como factores a corto plazo ya que tienen una afectación inmediata en la medida de rendimiento. En el caso de los módulos de a-Si:H, existen otros factores a largo plazo como por ejemplo la historia térmica del módulo que produce cambios en las propiedades del material y por tanto en sus propiedades eléctricas. La combinación de estos factores produce una fluctuación estacional de los parámetros eléctricos característica de los módulos de a-Si:H expuestos a condiciones ambientales. Para

nuestra localización en Orense, las fluctuaciones dan lugar a una variación en el rendimiento eléctrico del módulo a lo largo del año del 19% ($\pm 9,5\%$) en torno a un valor medio anual con un mínimo en enero y un máximo a mediados de julio. La principal contribución a esta oscilación del rendimiento eléctrico de los módulos de a-Si:H vienen dada por la variación espectral con una amplitud de 5,5%. El efecto térmico que sufre el material tiene una influencia ligeramente menor con una amplitud del 4%. Se ha desarrollado un modelo que nos permite realizar y analizar medidas independientes del tiempo a lo largo del año y por lo tanto podemos comparar estudios, como por ejemplo módulos con diferentes condiciones de depósito de las capas de a-Si:H, que fueron medidos en nuestra estación en diferentes épocas del año.

A continuación se presentaron los estándares y procedimientos de medida que se utilizan para evaluar el rendimiento eléctrico de los módulos tanto para unas condiciones de medida determinadas (STC, NOCT y LIP) como directamente en el campo (PR). Los resultados alcanzados en este trabajo muestran que el comportamiento eléctrico que caracteriza los módulos de a-Si:H (regeneración del material con altas temperaturas y coeficientes de temperatura pequeños en comparación con otras tecnologías) lo hacen una opción muy adecuada para huertos solares instalados en zonas con climas cálidos y con altas irradiaciones.

Además de la estación *Outdoor test station*, se desarrolló otra estación para degradar módulos bajo exposición a luz artificial con condiciones de irradiancia y temperatura controladas que permite obtener los parámetros eléctricos estabilizados en un tiempo reducido. El proceso de degradación que sufren las características eléctricas de los módulos de a-Si:H al ser iluminados se conoce como efecto Staebler-Wronski (ESW) en reconocimiento a sus descubridores. Este efecto depende fundamentalmente de la energía incidente en el módulo y de su temperatura de operación. La degradación de la potencia que puede generar el módulo es mayor durante las primeras horas de exposición y tras varios cientos de horas a aproximadamente 1.000 W/m^2 se produce una saturación de forma que las características eléctricas del módulo ya no se reducen más por este efecto. Este comportamiento del a-Si:H hace que los estudios de degradación se vuelvan un proceso crucial para desarrollar y optimizar la tecnología. Se presentaron los resultados obtenidos en algunos de los estudios de degradación realizados en los últimos años que contribuyeron a reducir el coeficiente de degradación de un 20% a un 13%, a incrementar el rendimiento de los módulos y a mejorar consecuentemente la productividad de la línea de fabricación.

La posibilidad de utilizar el silicio amorfo hidrogenado en la producción de módulos fotovoltaicos a escala industrial también despertó un gran interés en modelar y entender los procesos electrónicos que ocurren en los dispositivos fabricados con este material. Debido a la complejidad de los fenómenos físicos involucrados se convirtió en una necesidad utilizar la simulación numérica para resolver las ecuaciones fundamentales que describen el funcionamiento de estos dispositivos. La aplicación de modelos cada vez más realistas de las células solares de a-Si:H nos ayuda a entender los procesos que caracterizan la operación del dispositivo así como los mecanismos que limitan su rendimiento. Por lo tanto, la simulación de células solares se convierte en una herramienta indispensable en el desarrollo de la tecnología de a-Si:H, ya que permite incrementar el rendimiento de los módulos y también reducir los costes de fabricación. Se desarrolló un modelo con el software Sentaurus TCAD que permite analizar y optimizar dispositivos semiconductores fabricados con diferentes materiales. Se presentaron los resultados obtenidos en la simulación de una célula solar de a-Si:H y se compararon con las medidas experimentales de células y módulos fabricados en nuestra línea de producción. La simulación de una estructura básica de una célula de a-Si:H como la desarrollada en este trabajo nos ha permitido obtener unos resultados que facilitan la optimización del diseño de experimentos y por lo tanto incrementar el rendimiento de los módulos con un menor coste en la fabricación de paneles de pruebas.

Por otra parte también se optimizaron los principales procesos de fabricación de los módulos así como todos los controles de calidad dentro y fuera de línea realizados para asegurar el alto rendimiento de los módulos al final de la línea de producción. En lo que se refiere al rendimiento eléctrico del módulo, tienen gran importancia los procesos de fabricación relacionados con la formación de la estructura p-i-n de a-Si:H y en particular el proceso de deposición química en fase vapor activado por plasma (PECVD). Como prueba de la alta fiabilidad de nuestros procesos de producción y del plan de control de calidad del dispositivo, en el año 2012 solamente el 0,12% de los módulos que alcanzaron el simulador solar presentaron bajo rendimiento eléctrico. Las diferentes herramientas de control de calidad también se utilizaron para optimizar los procesos y mejorar las propiedades eléctricas y ópticas del material.

A partir del trabajo realizado en mejorar la caracterización eléctrica de los módulos, en desarrollar herramientas de simulación de células solares de a-Si:H y en optimizar el proceso PECVD hemos obtenido un incremento continuo en la eficiencia estabilizada de nuestros módulos desde aproximadamente un 6% hasta un 7,3% en los últimos años. En módulos de

I+D, hemos alcanzado eficiencias del 7,95 % lo que equivale a una potencia estabilizada de 455 W en módulos tamaño *full*. También destacar que se ha logrado incrementar el *throughput* de la línea desde los 17 paneles/hora en el año 2009 hasta los 22 paneles/hora en el 2012. Esta mejora en el *throughput* sumado a la evolución de la eficiencia de los módulos ha dado lugar a una mejora en la capacidad de producción anualizada de la fábrica desde los 33 MW hasta los 72 MW en los últimos cuatro años.

Bibliografía

- [AB04] M.C. Alonso García and J.L. Balenzategui. Estimation of photovoltaic module yearly temperature and performance based on Nominal Operation Cell Temperature calculations. *Renewable Energy*, 29(12):1997 – 2010, 2004.
- [Adl83] D. Adler. Origin of the photo-induced changes in hydrogenated amorphous silicon. *Solar Cells*, 9(1-2):133 – 148, 1983.
- [Age] International Energy Agency. Energy Technology Perspectives 2010.
- [Ass12] Global Market Outlook for Photovoltaics until 2016. Technical report, European Photovoltaic Industry Association, 2012.
- [BCM95] G. Bruno, P. Capezzuto, and A. Madan. *Plasma deposition of amorphous silicon-based materials*. Academic Press, 1995.
- [BOE12] BOE. Real Decreto-ley 1/12, 2012.
- [BVA09] J.P. Borrajo, M. Vetter, and J. Andreu. Laser scribing of very large 2,6m x 2,2 m a-Si:H thin film photovoltaic modules. In *Proceedings of 7th Spanish Conference on Electron Devices*, pages 402 – 405, Santiago de Compostela, 2009.
- [Car89] D. E. Carlson. Amorphous-silicon solar cells. *Electron Devices, IEEE Transactions on*, 36(12):2775 – 2780, 1989.
- [CL82] I. Chen and S. Lee. On the current-voltage characteristics of amorphous hydrogenated silicon Schottky diodes. *Journal of Applied Physics*, 53(2):1045 – 1052, 1982.

- [Com07] C 3/2007 - Tarifs réglementés de l'électricité en Espagne. Technical report, Official Journal of the European Communities, 2007.
- [Com09] European Commission. Promotion of the Use of Energy from Renewable Sources, 2009.
- [Com11] European Commission. Energy Roadmap 2050. Technical report, 2011.
- [DSB81] H. Dersh, J. Stuke, and J. Beichler. Light-induced dangling bonds in hydrogenated amorphous silicon. *Applied Physics Letters*, 38(6):456 – 458, 1981.
- [En12] Red Eléctrica España. La demanda de energía eléctrica desciende un 3,2% en mayo. Technical report, 2012.
- [FSM⁺10] M. Fonrodona, S. Santos, C. Mata, M. Vetter, and J. Andreu. Performance and productivity improvements in very large area amorphous silicon modules. In *Proceedings of the 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Valencia, 2010.
- [GEH⁺12] Martin A. Green, Keith Emery, Yoshihiro Hishikawa, Wilhelm Warta, and Ewan D. Dunlop. Solar cell efficiency tables (version 39). *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 20(1):12 – 20, 2012.
- [HS83] M. Hack and M. Shur. Theoretical modeling of amorphous silicon-based alloy p-i-n solar cells. *Journal of Applied Physics*, 54(10):5858 – 5864, 1983.
- [HS85] M. Hack and M. Shur. Physics of amorphous silicon alloy p-i-n solar cells. *Journal of Applied Physics*, 58(2):997 – 1020, 1985.
- [IEC08] IEC 61646. Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval, 2008.
- [IIM⁺85] T. Ikegaki, H. Itoh, S. Muramatsu, S. Matsubara, N. Nakamura, T. Shimada, J. Umeda, and M. Migitada. Numerical analysis of amorphous silicon solar cells: a detailed investigation of the effects of internal field distribution on cell characteristics. *Journal of Applied Physics*, 58(6):2352, 1985.

- [JHL⁺11] Philip Jackson, Dimitrios Hariskos, Erwin Lotter, Stefan Paetel, Roland Wuerz, Richard Menner, Wiltraud Wischmann, and Michael Powalla. New world record efficiency for Cu(In,Ga)Se₂ thin-film solar cells beyond 20%. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 19(7):894 – 897, 2011.
- [JW12] Arnulf Jäger-Waldau. PV Status Report 2012. Technical report, European Commission, 2012.
- [LERH09] Changwoo Lee, Harry Efstathiadis, James E. Reynolds, and Pradeep Haldar. Two-dimensional computer modeling of single junction a-Si:H solar cells. In *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 34th IEEE*, pages 1118 – 1122, 2009.
- [MAF87] P. J. McElheny, J. K. Arch, and S. J. Fonash. Assessment of the surface-photovoltage diffusion-length measurement. *Applied Physics Letters*, 51(20):1611 – 1614, 1987.
- [MG56] E. L. Murphy and R. H. Good. Thermionic emission, field emission, and the transition region. *Physical Review*, 102(6):1464 – 1474, 1956.
- [NSJJ93] C. E. Nebel, R. A. Street, W. B. Jackson, and N.M. Johnson. Thermodynamic equilibrium kinetics of phosphorus and boron doped a-Si:H. *Journal of Non-Crystalline Solids*, 164 - 166:203 – 206, 1993.
- [OAR⁺13] P. Otero, C. Alberte, J.A. Rodríguez, M. Vetter, and J. Andreu. Investigation of seasonal fluctuation of electrical parameters of amorphous silicon modules in ambient conditions. In *Proceedings of the 9th Spanish Conference on Electron Devices*, Valladolid, 2013.
- [OQF⁺12] P. Otero, I. Quelle, M. Fonrodona, S. Santos, J.A. Rodríguez, E. Grande, C. Mata, M. Vetter, and J. Andreu. Improvement of very large area area (5,72 m²) a-Si:H PV module manufacturing by PECVD process control. In *Proceedings of the 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, pages 2109 – 2112, Frankfurt, 2012.
- [ORV⁺11] P. Otero, J. A. Rodríguez, M. Vetter, J. Andreu, E. Comesaña, and A. J. García-Loureiro. Simulation of the temperature dependence of a-Si:H solar

- cell current-voltage characteristics. In *Proceedings of 8th Spanish Conference on Electron Devices*, 2011.
- [PB80] J. I. Pankove and J. E. Berkeyheiser. Light-induced radiative recombination centers in hydrogenated amorphous silicon. *Applied Physics Letters*, 37(8):705 – 706, 1980.
- [Pie96] Robert F. Pierret. *Semiconductor Device Fundamentals*. 1996.
- [RH90] C. Riordan and R. Hulstron. What is an air mass 1.5 spectrum? (solar cell performance calculations). In *IEEE Conference on Photovoltaic Specialists*, pages 1085 – 1088, 1990.
- [ROV⁺11] J. A. Rodríguez, P. Otero, M. Vetter, J. Andreu, E. Comesaña, and A. J. García-Loureiro. Simulation of the effect of p-layer properties on the electrical behaviour of a-Si:H thin film solar cells. In *Proceedings of 8th Spanish Conference on Electron Devices*, 2011.
- [RS12] S. Ransone and J. Sutterlueti. The sensitivity of LCOE to PV technology including degradation, seasonal annealing, spectral and other effects. In *Proceedings of 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, pages 3082 – 3087, Frankfurt, 2012.
- [SB93] H. Stiebig and M. Bohm. Optimization criteria for a-Si:H nipin color sensors. *Journal of Non-Crystalline Solids*, 166:785, 1993.
- [SFT93] F. Smole, J. Furlan, and M. Topic. Internal electric field in light-degraded p-i-n a-Si:H solar cells. In *MRS Proceedings*, page 631, 1993.
- [SJT84] M. Stutzmann, W. B. Jackson, and C. C. Tsai. Kinetics of the Staebler-Wronski effect in hydrogenated amorphous silicon. *Applied Physics Letters*, 45(10):1075 – 1077, 1984.
- [SM90] G. Sardin and J. L. Morenza. Unifying model of thermal and light-induced degradations of a-Si:H. *Solar Energy Materials*, 20(3):189 – 197, 1990.
- [Sol04] David Soler i Vilamitjana. *Amorphous silicon solar cells obtained by hot-wire chemical vapour deposition*. PhD thesis, Universidad de Barcelona (UB), 2004.

- [SR52] W. Shockley and T. W. Read. Statistics of the recombinations of holes and electrons. *Physical Review*, 87:835 – 842, 1952.
- [SS58a] C. T. Sah and W. Shockley. Electron-hole recombination statistics in semiconductors through flaws with many charge conditions. *Physical Review Letters*, 109(4):1103 – 1115, 1958.
- [SS58b] C. T. Sah and W. Shockley. Electron-hole recombination statistics in semiconductors through flaws with many charge conditions. *Physical Review*, 109(4):1103 – 1115, 1958.
- [STF94] F. Smole, M. Topic, and J. Furlan. Amorphous silicon solar cell computer model incorporating the effects of TCO/a-Si:C:H junction. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 34(1-4):385 – 392, 1994.
- [STKJ87] R. A. Street, C. C. Tsai, J. Kakaliosa, and W. B. Jackson. Hydrogen diffusion in amorphous silicon. *Philosophical Magazine*, 56(3):305 – 320, 1987.
- [SVCC11] A. Skoczek, A. Virtuani, T. Cebecauer, and D. Chianese. Energy yield prediction of amorphous silicon PV modules using full time data series of irradiance and temperature for different geographical locations. In *Proceedings of the 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, pages 3248–3252, Hamburg, 2011.
- [SW77] D. L. Staebler and C. R. Wronski. Reversible conductivity changes in discharge-produced amorphous Si. *Applied Physics Letters*, 31(4):292 – 294, 1977.
- [Swa82] G. A. Swartz. Computer model of amorphous silicon solar cell. *Journal of Applied Physics*, 53(1):712 – 720, 1982.
- [Syn10] Synopsys. *Sentaurus Device User*. 2010.
- [SZ98] Ruud E. I. Schropp and Miro Zeman. *Amorphous and microcrystalline silicon solar cells: modeling, materials and device technology*. Kluwer Academic, 1998.
- [TGA10] A. F. Truchero, J. B. García, and J. Andreu. One year operation experience on 143 MW of ground mounted PV systems. In *Proceedings of the 25th European*

- Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, pages 5043 – 5045, Valencia, 2010.
- [TKH⁺88] H. Tasaki, W. Y. Kim, M. Hallerdt, M. Konagai, and K. Takahashi. Computer simulation model of the effects of interface states on high-performance amorphous silicon solar cells. *Journal of Applied Physics*, 63(2):550 – 561, 1988.
- [VAB⁺12] M. Vetter, J. Andreu, J.P. Borrajo, M. Fonrodona, P. Otero, and J.A. Rodriguez. Optimization of the solar cell structure for the industrial implementation in very large area a-Si:H PV modules. In *Proceedings of 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, pages 2594 – 2597, Frankfurt, 2012.
- [Van82] P. E. Vanier. Reversible photoinduced changes in the low-temperature photoconductivity of hydrogenated amorphous silicon. *Applied Physics Letters*, 41(10):986 – 988, 1982.
- [VBA09] M. Vetter, J.P. Borrajo, and J. Andreu. Fabrication of very large 2,6 m x 2,2 m amorphous silicon solar modules on glass. In *Proceedings of 7th Spanish Conference on Electron Devices*, pages 406 – 409, Santiago de Compostela, 2009.
- [VBA10] M. Vetter, J. Borrajo, and J. Andreu. New developments in the fabrication of amorphous silicon photovoltaic modules on very large 2,6 m × 2,2 m glass. *Physica Status Solidi (C)*, 7(3):1101 – 1104, February 2010.
- [VF12] Alessandro Virtuani and Lorenzo Fanni. Seasonal power fluctuations of amorphous silicon thin-film solar modules: distinguishing between different contributions. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, July 2012.
- [VMA08] M. Vetter, C. Mata, and J. Andreu. Lessons learned in production optimization of 2,6 m x 2,2 m a-Si:H photovoltaic modules. In *Proceedings of 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, pages 2075 – 2078, Valencia, 2008.
- [vV76] Marieke Katherine van Veen. *Tandem solar cells deposited using hot-wire chemical vapor deposition*. PhD thesis, University Utrecht, 1976.

- [WAV⁺98] J. Wallinga, W. M. Arnoldbik, A. M. Vredenberg, R. E. I. Schropp, and W. F. van der Weg. Reduction of tin oxide by hydrogen radicals. *The Journal of Physical Chemistry B*, 102(32):6219 – 6224, 1998.
- [Wen88] H. M. Wentinck. *Carrier injection in amorphous silicon devices*. PhD thesis, 1988.
- [WZM94] J. A. Willemen, M. Zeman, and J. W. Metselaar. Computer modeling of amorphous silicon tandem cells. In *Proceedings of 1994 IEEE 1st World Conference on Photovoltaic Energy Conversion - WCPEC (A Joint Conference of PVSC, PVSEC and PSEC)*, volume 1, pages 599–602. IEEE, 1994.
- [YKK⁺85] H. Yamagishi, H. Kida, T. Kamada, H. Okamoto, and Y. Hamakawa. Analysis of light and current induced effects in hydrogenated amorphous silicon. *Applied Physics Letters*, 47(8):860 – 862, 1985.
- [ZK08] M. Zeman and J. Krc. Optical and electrical modeling of thin-film silicon solar cells. *Journal of Materials Research*, 23(4):889 – 898, 2008.
- [ZvdHK⁺97] M. Zeman, J. van den Heuvel, M. Kroon, J. Willemen, B. Pieters, J. Krc, and S. Solntsev. *Advanced Semiconductor Analysis: opto-electronic simulator for amorphous and crystalline semiconductor devices*. Delft University of Technology, 1997.
- [ZWV⁺97] M. Zeman, J.A. Willemen, L.L.A. Vosteen, G. Tao, and J.W. Metselaar. Computer modelling of current matching in a-Si : H/a-Si : H tandem solar cells on textured TCO substrates. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 46(2):81 – 99, 1997.

