

NUEVA METODOLOGÍA DE  
MONITORIZACIÓN PARA LA  
CARACTERIZACIÓN DE MÓDULOS  
FOTOVOLTAICOS INDIVIDUALES EN  
SISTEMAS DE GRAN TAMAÑO

AUTOR:

ENEKO ORTEGA MARTIN

DIRECCIÓN:

JUAN CARLOS JIMENO CUESTA

GERARDO ARANGUREN ARAMENDIA

eman ta zabal zazu



Universidad  
del País Vasco

Euskal Herriko  
Unibertsitatea

Bilbao, Enero 2021



*Dedicado a Beatriz,  
porque juntos somos más.*



## RESUMEN

La energía solar fotovoltaica (FV) cada vez está jugando un papel más importante dentro del mix energético actual, con un crecimiento prácticamente exponencial y unas estimaciones de 6000-14000 GW instalados para el año 2050. Sin embargo, los sistemas FV actuales presentan unas pérdidas en torno al 15-20 %, debidas a diferentes causas que afectan al rendimiento económico y a la vida útil de los mismos.

En este contexto, es fundamental disponer de sistemas de monitorización de los sistemas FV, a fin de minimizar las pérdidas y maximizar el rendimiento de los sistemas FV, alargando así su vida útil.

Las técnicas de monitorización actuales se distribuyen en métodos orientados a grupos de módulos y métodos de monitorización a nivel de módulo. Los métodos orientados a grupos de módulos aunque son capaces de detectar pérdidas significativas, no logran detectar fallos que afectan a uno o unos pocos módulos. Por otro lado, los métodos a nivel de módulo aunque son capaces de detectar faltas en módulos individuales, presentan limitaciones en cuanto a coste o complejidad.

Este trabajo de tesis se centra en proponer una nueva metodología de monitorización, económicamente viable, de sistemas FV orientada a módulos individuales, aplicable de manera remota. La metodología se basa en un circuito electrónico de baja potencia que es capaz de tomar medidas parciales de la curva I-V de los módulos de manera continua y sin necesidad de alterar su normal funcionamiento. A partir de estas medidas y mediante diferentes etapas de procesado, la metodología de monitorización propuesta es capaz de obtener información relevante del módulo para determinar su estado.

La información de cada módulo FV individual, obtenida mediante la metodología de monitorización propuesta en este trabajo de tesis, permitiría optimizar los procesos de mantenimiento de los sistemas FV, reducir las pérdidas de potencia y alargar la vida útil de los módulos FV.

## ABSTRACT

Photovoltaic (PV) solar energy is playing an increasingly important role in energy generation, with an almost exponential growth and an estimation of 6000-14000 GW installed PV capacity by the year 2050. However, power losses on current PV system are around 15-20 %, due to different causes that decrement PV systems performance and lifetime.

In this context, PV systems monitoring is essential, in order to minimize losses and maximize the performance of PV systems, thus extending their useful lifetime.

Current monitoring techniques are distributed in methods oriented to groups of modules and monitoring methods at module level. The methods focused at groups of modules, although are capable of detecting significant losses, are many times unable to detect failures affecting one or a few modules. On the other hand, module-level methods, are capable of detecting faults in individual modules but have limitations in terms of cost or complexity.

This thesis work proposes a new methodology for PV systems monitoring, economically affordable, oriented to individual PV modules, remotely applicable. The methodology is based on a low power electronic circuit that is capable of taking partial measurements of the I-V curve of the modules continuously and without the need to modify their normal operation. From these measurements and through different processing steps, the proposed monitoring methodology is able to obtain relevant information from the module and determine its status.

The information of each individual PV module, obtained through the monitoring methodology proposed in this thesis work, would

allow to optimize the maintenance processes of PV systems, minimizing power losses and extending PV modules lifetime.



## LABURPENA

Eguzki-energia fotovoltaikoa gero eta garrantzi handiagoa du gaur egungo energia-mixaren barruan, hazkunde ia esponentzialarekin eta 2050 urterako 6000-14000 GW instalatutako zenbatespenekin. Hala ere, gaur egungo sistemak %15-20 inguruko galerak aurkezten dituzte, etekin ekonomikoa eta bizitza erabilgarria murrizten duten hainbat arrazoiengatik.

Testuinguru honetan, funtsezkoa da sistema fotovoltaikoak monitorizatzeko sistemak edukitzea, galerak murrizteko eta sistema fotovoltaikoen errendimendua maximizatzeko, haien bizitza erabilgarria luzatuz.

Gaur egungo monitorizazio-teknikak modulu-taldeetara bideratutako metodoetan eta modulu-mailako monitorizazio-metodoetan banatzen dira. Modulu-taldeetara bideratutako metodoek, galera esanguratsuak detektatzeko gai badira ere, ez dira gai modulu bakar bati edo bakar batzuei eragiten dieten akatsak antzemateko. Modulu-mailako metodoek, bestalde, banakako moduluetan akatsak detektatzeko gai badira ere, mugak dituzte kostuari edo konplexutasunari dagokionez.

Tesi-lan honetan, sistema fotovoltaikoak monitorizatzeko metodologia berri bat proposatzen da, ekonomikoki bideragarria, modulu indibidualetara bideratua eta urrunetik aplikagarria. Monitorizazio metodologia potentzia baxuko zirkuitu elektronikok batean oinarritzen da. Zirkuitu elektronikoa moduluetakoko I-V kurbaren neurri partzialak modu jarraituan eta moduluaren funtzionamendu normala aldatu barik hartzeko gai da. Neurri horietatik abiatuta eta prozesamendu etapa desberdinen bidez, proposatutako monitorizazio metodologia moduluaren informazio garrantzitsua lortzeko gai da, haren egoera zehazteko.

Modulu fotovoltaiko bakoitzari buruzko informazioari esker, tesilan honetan proposatutako monitorizazio-metodologiaren bidez lortua, sistema fotovoltaikoen mantentze-prozesuak optimizatu, potentzia-galerak murriztu eta moduluen balio-bizitza luzatu ahal izango litzateke.

## AGRADECIMIENTOS

Esta tesis es el resultado de más de cuatro años de trabajo, que me han aportado tanto formación profesional como personal. Por ello me gustaría aprovechar estas líneas para dar las gracias a los que me han ayudado y acompañado en este proceso.

En primer lugar, me gustaría agradecer a la Universidad del País Vasco (UPV/EHU), y especialmente al Departamento de Tecnología Electrónica, su apoyo durante estos 4 años. Así mismo, agradecer al Gobierno Vasco su apoyo económico mediante el Programa Predoctoral de Formación de Personal Investigador y mediante el programa de Investigación Estratégica Etortek. Finalmente, me gustaría agradecer a la Fundación Iberdrola España la financiación de dos años de este trabajo mediante las Ayudas a la Investigación en Energía y Medio Ambiente.

A mis directores de tesis, Juan Carlos Jimeno y Gerardo Aranguren, mi más profundo agradecimiento por la oportunidad que me dieron. Gracias a ambos por vuestra implicación, apoyo, ideas y trabajo durante todo este tiempo.

Gracias también a todos los miembros del Grupo de Diseño Electrónico y del Instituto de Tecnología Microelectrónica que me han acompañado durante estos años.

A mis padres, por su cariño y apoyo para poder llegar hasta aquí. A mi familia Riojana, por su afecto y atención. Y finalmente, gracias por animarme a iniciar este camino Beatriz. Gracias por todo lo que hemos vivido juntos y por estar siempre ahí.

— *Eneko Ortega*



# ÍNDICE GENERAL

1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Energía Solar Fotovoltaica . . . . .	1
1.2. Rendimiento y monitorización . . . . .	4
1.3. Alternativas de monitorización . . . . .	6
1.4. Objetivos . . . . .	7
2. ESTADO DEL ARTE	9
2.1. Sistemas Fotovoltaicos . . . . .	9
2.1.1. Arquitectura de los módulos y sistemas FV . . . . .	10
2.1.2. Modelo de célula y módulo FV . . . . .	12
2.1.3. Curva característica de los módulos FV . . . . .	14
2.2. Defectología . . . . .	16
2.2.1. Roturas de células . . . . .	18
2.2.2. Puntos calientes o Hot-spots . . . . .	20
2.2.3. Fallos en el diodo de bypass . . . . .	21
2.2.4. Fallos de encapsulado . . . . .	23
2.2.5. Fallos de interconexiones . . . . .	26
2.2.6. Suciedad en los módulos . . . . .	26
2.2.7. Sombras parciales . . . . .	28
2.2.8. Degradación inducida por potencial . . . . .	30
2.2.9. Degradación inducida por luz . . . . .	31
2.2.10. Efectos climatológicos . . . . .	32
2.2.11. Degradación de los módulos fotovoltaicos . . . . .	33
2.3. Técnicas de monitorización . . . . .	34
2.3.1. Monitorización de grupos de módulos . . . . .	35
2.3.2. Monitorización a nivel de módulo . . . . .	37
2.3.3. Trazadores de curva I-V . . . . .	44
2.4. Discusión y limitaciones . . . . .	47
2.5. Objetivos específicos . . . . .	49
3. METODOLOGÍA DE MONITORIZACIÓN	51

3.1.	Metodología propuesta . . . . .	51
3.1.1.	Circuito de monitorización . . . . .	54
3.1.2.	Lógica de operación . . . . .	55
3.1.3.	Desarrollo de un prototipo para la validación de la metodología de monitorización . . . . .	61
3.1.4.	Prototipo de la Unidad de control . . . . .	64
3.2.	Evaluación en módulos de baja capacidad parásita . . . . .	66
3.2.1.	Sistema experimental en laboratorio . . . . .	66
3.2.2.	Obtención curva I-V dinámica . . . . .	68
3.2.3.	Error en la medida de la curva I-V . . . . .	73
3.2.4.	Efecto de la capacidad del MC en la medida . . . . .	75
3.3.	Conclusiones . . . . .	77
4.	RESPUESTA DINÁMICA DE LOS MÓDULOS FV . . . . .	79
4.1.	Evaluación de la metodología en módulo con eficiencias del estado del arte . . . . .	79
4.1.1.	Sistema experimental . . . . .	80
4.1.2.	Curva I-V dinámica . . . . .	82
4.2.	Simulación de la dinámica de los módulos FV . . . . .	86
4.2.1.	Modelo de simulación . . . . .	87
4.2.2.	Resultados . . . . .	88
4.3.	Histéresis en la medida I-V . . . . .	89
4.3.1.	Métodos para la corrección de la histéresis en medidas I-V . . . . .	90
4.3.2.	Implementación en la metodología de monito- rización . . . . .	93
4.3.3.	Resultados . . . . .	95
4.4.	Conclusiones . . . . .	99
5.	EXTRACCIÓN DE LOS PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DEL MÓDULO FV . . . . .	101
5.1.	Principio teórico . . . . .	101
5.2.	Resultados experimentales . . . . .	105
5.3.	Conclusiones . . . . .	108
6.	INTEGRACIÓN DEL SISTEMA DE MONITORIZACIÓN . . . . .	111
6.1.	Operatividad de la metodología de monitorización . . . . .	111
6.1.1.	Indicadores para la cuantificación de pérdidas en sistemas FV . . . . .	112

6.1.2. Defectología analizada . . . . .	114
6.2. Sistema de monitorización . . . . .	118
6.2.1. Sistema de comunicaciones . . . . .	118
6.2.2. Integración del MC . . . . .	124
6.2.3. Unidad de control . . . . .	124
6.3. Conclusiones . . . . .	125
7. CONCLUSIONES	127
BIBLIOGRAFÍA	135





## LISTA DE FIGURAS

1.1.	Evolución de la potencia fotovoltaica instalada (2007-2019) . . . . .	3
1.2.	Planta FV Núñez de Balboa de 500 MW . . . . .	3
2.1.	Esquema módulo FV . . . . .	10
2.2.	Esquema simplificado de sistema FV. . . . .	11
2.3.	Modelos de 1 y 2 diodos . . . . .	12
2.4.	Curva I-V de un módulo FV . . . . .	14
2.5.	Curva I-V resistencias serie y paralelo . . . . .	15
2.6.	Curva I-V en función de la iluminación y la temperatura . . . . .	16
2.7.	Causas de fallo durante la vida útil de los módulos . . . . .	17
2.8.	Tipos de roturas de células FV . . . . .	18
2.9.	Distribución de las roturas de células . . . . .	19
2.10.	Hot-spot en módulo FV . . . . .	21
2.11.	Diagrama funcionamiento del diodo de bypass . . . . .	22
2.12.	Curva I-V con diodo de bypass . . . . .	22
2.13.	Decoloración del encapsulado . . . . .	24
2.14.	Snail trails en un módulo FV . . . . .	25
2.15.	Suciedad en módulo FV . . . . .	27
2.16.	Módulo FV tras sufrir impactos severos por granizo . . . . .	32
2.17.	Detección de hot-spot mediante imagen termográfica . . . . .	39
2.18.	Detección de roturas de células mediante electroluminiscencia . . . . .	40
2.19.	Sistema típico de monitorización a nivel de módulo de medidas eléctricas . . . . .	41
2.20.	Fallo en tensión . . . . .	42
2.21.	Fallo en tensión y corriente . . . . .	43
2.22.	Carga capacitiva para un módulo FV . . . . .	46

3.1.	Propuesta de metodología de monitorización .	53
3.2.	Diagrama de bloques del MC . . . . .	54
3.3.	Diagrama de operación del MC . . . . .	56
3.4.	Esquema simplificado del MC conectado a un módulo FV . . . . .	57
3.5.	Esquema simplificado del MC durante T1 . . .	58
3.6.	Esquema simplificado del MC durante T2 . . .	59
3.7.	Esquema simplificado del MC durante T3 . . .	60
3.8.	Desplazamiento del punto de operación durante la secuencia de monitorización . . . .	61
3.9.	Propuesta de interconexión . . . . .	62
3.10.	Prototipos del MC desarrollados durante el trabajo de tesis . . . . .	64
3.11.	interfaz gráfica de la CU . . . . .	65
3.12.	Esquema del sistema de test experimental . . .	67
3.13.	Sistema experimental montado . . . . .	67
3.14.	Diagrama corrientes en el string . . . . .	69
3.15.	Evolución de la corriente y tensión durante T2	70
3.16.	Desplazamiento del punto de operación hacia corto-circuito durante el paso T2 . . . . .	70
3.17.	Evolución de la corriente y tensión durante T3	71
3.18.	Desplazamiento del punto de operación hacia circuito-abierto durante el paso T3 . . . . .	72
3.19.	Error curva I-V estática y dinámica a corriente media . . . . .	73
3.20.	Error curva I-V estática y dinámica a corriente elevada . . . . .	74
3.21.	Error curva I-V estática y dinámica a corriente reducida . . . . .	75
3.22.	Error en función del tamaño del condensador	76
4.1.	Sistema FV de 3,42 kW . . . . .	80
4.2.	12 módulos FV Jinko JKMS285M-60 . . . . .	81
4.3.	Inversor SMA . . . . .	81
4.4.	MC conectado a módulo FV . . . . .	83
4.5.	Medición con el MC en un módulo FV de 285 W sin procesado adicional . . . . .	84
4.6.	Desplazamiento hacia corto-circuito con el MC en un módulo FV de 285 W . . . . .	85

4.7.	Desplazamiento hacia circuito-abierto con el MC en un módulo FV de 285 W . . . . .	85
4.8.	Modelo de simulación sistema FV . . . . .	87
4.9.	Resultados de simulación tiempos de respuesta	89
4.10.	Circuito equivalente módulo FV con capacidad . . . . .	91
4.11.	Barridos REV y FW en función de $V_j$ . . . . .	95
4.12.	Proceso de corrección del efecto de histéresis .	96
4.13.	Puntos corregidos de ambos barridos . . . . .	96
4.14.	Repetitividad de la metodología sobre un mismo módulo FV . . . . .	98
4.15.	Método de corrección en condiciones particulares . . . . .	99
5.1.	Modelo doble diodo en dinámica . . . . .	103
5.2.	Ajuste I-V estática . . . . .	106
5.3.	Ajuste I-V dinámica . . . . .	107
6.1.	Diagrama del cálculo del desajuste y la degradación . . . . .	113
6.2.	Curva I-V en módulo sin defecto . . . . .	115
6.3.	Curva I-V en módulo con menor resistencia paralelo . . . . .	116
6.4.	Módulo de 25 W parcialmente sombreado . . .	116
6.5.	Curva I-V en módulo parcialmente sombreado	117
6.6.	Bloques comunicaciones PLC . . . . .	122
6.7.	Modulación ASK . . . . .	122
6.8.	Demodulación ASK . . . . .	122
6.9.	Simulación de modulación ASK . . . . .	123
6.10.	Simulación de demodulación ASK . . . . .	123



## LISTA DE TABLAS

1.1.	Evolución PR en sistemas FV . . . . .	5
3.1.	Desviaciones máximas para tres condensadores con un error inferior al 3 % . . . . .	76
4.1.	Características módulos Jinko JKMS285M-60 . . . . .	82
4.2.	Valores estadísticos método corrección . . . . .	98
5.1.	Estimación de parámetros del módulo . . . . .	108



## LISTA DE ACRÓNIMOS

AC	Corriente alterna
ASK	Amplitude shift keying
C1	Condensador 1 del bloque de control
C2	Condensador 2 del bloque de control
CU	Unidad de control
DC	Corriente continua
DC-DC	Continua-continua
E	Energía entregada
EL	Electroluminiscencia
EP	Expected power
FF	Factor de forma
FV	Fotovoltaica
FW	Sentido directo (Forward) de la corriente
G	Irradiación solar de referencia
GUI	Interfaz gráfica de usuario
$G_{sh}$	Conductancia paralelo
$H_t$	Irradiación solar total
I-V	Corriente-Tensión
$I_C$	Corriente dinámica o capacitiva
$I_D$	Corriente de recombinación
$I_L$	Corriente de fotogeneración
$I_m$	Corriente del módulo
$I_{MPP}$	Corriente en máxima potencia

IR	Infrarrojos
$I_{SC}$	Corriente de corto-circuito
$J_{01}$	Densidad de corriente de saturación, primera exponencial
$J_{02}$	Densidad de corriente de saturación, segunda exponencial
$J_C$	Densidad total de corriente extraída
$J_{LC}$	Densidad de corriente fotogenerada
LID	Degradación inducida por luz
MC	Circuito de monitorización
MCU	Microcontrolador ( $\mu C$ )
MSE	Error cuadrático medio
$P_0$	Potencia de salida nominal
PID	Degradación inducida por potencial
PLC	Power line communications
$P_{MPP}$	Potencia máxima
PR	Performance ratio
$P_T$	Potencia teórica
Q	Carga almacenada en el módulo
Q1	Transistor 1 del bloque de control
Q2	Transistor 2 del bloque de control
REV	sentido inverso (Reverse)de la corriente
$R_s$	Resistencia serie
$R_{sh}$	Resistencia paralelo
SW1	Switch 1 del bloque de control



SW2	Switch 2 del bloque de control
T1	Paso 1 de la secuencia de monitorización
T2	Paso 2 de la secuencia de monitorización
T3	Paso 3 de la secuencia de monitorización
$\tau$	Tiempo de vida efectiva
$V_j$	Tensión de unión
$V_{MPP}$	Tensión en máxima potencia
$V_{OC}$	Tensión de circuito-abierto
WSN	Wireless sensor network
WP	Working point
$Y_F$	Potencia extraída de la planta
$Y_R$	Potencia total disponible

# 1 | INTRODUCCIÓN

En este capítulo se hace una descripción del contexto en el que se ha desarrollado este trabajo de tesis. En la Sección 1.1 se presenta una breve introducción de la Energía Solar Fotovoltaica (FV), una de las energías que cada vez está jugando un papel más importante dentro del mix energético actual, y de los tipos de sistemas FV existentes. Las pérdidas que presentan los sistemas FV, su rendimiento, o factor de rendimiento, "performance ratio"(PR), y la monitorización, como herramienta para detectar y corregir las pérdidas de energía se exponen en la Sección 1.2. En la Sección 1.3 se describen brevemente las alternativas de monitorización existentes. En ese contexto, en la Sección 1.4 se plantean los objetivos generales de este trabajo de tesis y los desafíos a los que se pretende dar respuesta.

## 1.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La fotovoltaica (FV) es una fuente de energía eléctrica actual, desarrollada a partir de la segunda mitad del siglo XX. Inicialmente presente en sectores de bajo consumo o aplicaciones concretas como sistemas aislados, satélites artificiales o repetidores de telecomunicaciones, entre otros. Sin embargo, debido a una intensa actividad investigadora que se realiza principalmente en Europa, Estados Unidos y Japón, se consigue una aumento de la eficiencia

de los módulos, unido de una reducción de los costes. Todo ello, acompañado de una fuerte apuesta industrial, principalmente en China.

En consecuencia, en las últimas décadas se ha producido una reducción de costes muy significativa en el sector FV, de más del 75 % en la última década [1], con un coste actual en el rango de 0.04-0.07 €/kWh para plantas FV de gran tamaño [2]. Reflejo de ello es la curva de aprendizaje de los módulos FV, definida como la reducción del coste cada vez que se duplica la potencia FV instalada, la cual en los últimos 39 años ha sido de 0.24 [3]. De manera que, cada vez que se duplica la potencia instalada, los costes se reducen en un 24 %. Por consiguiente, la curva de la energía FV resulta ser una de las más rápida, siendo dos veces más rápida que la eólica con un curva de aprendizaje del 0.12 [4].

Esta reducción de costes, ha ido ligada en paralelo con el aumento de la eficiencia de los módulos fotovoltaicos. Para el caso de los módulos comerciales actuales sus niveles de eficiencia típicas, se encuentran entre el 15 y el 20 %, llegando hasta el 23 % en el caso de fabricantes como SunPower o LG. Lográndose niveles de eficiencia que incluso son superiores en laboratorio [5].

Todo ello, ha conllevado un crecimiento exponencial de la potencia FV instalada, convirtiéndose además en la fuente de energía renovable que más empleo genera [6]. La Figura 1.1 muestra la evolución de la potencia total instalada a nivel mundial, con un incremento anual del 25-30 % [6, 7], superior a 50 gigavatios (GW) anuales a partir del 2015 [8] y por encima de los 100 GW anuales en 2018 y 2019 [9, 10]. De seguir esta progresión, la potencia FV instalada para el año 2050 se situará en la horquilla de los 6.000-14.000 GW [11].

La mayor parte de la nueva capacidad FV se instala en sistemas de gran tamaño, en el orden de los cientos e incluso miles de megavatios (MW), que a su vez están formados por cientos de miles de módulos FV, tal y como se muestra en la Figura 1.2. Estas plantas, normalmente ubicadas lejos de los núcleos urbanos o puntos de consumo, coexisten con otras, ubicadas en entornos urbanos. Las plantas ubicadas en entornos urbanos, a diferencia de las plantas ubicadas fuera de los

núcleos urbanos, presentan una potencia típica inferior a los 200 kilovatios ( $kW$ ), formadas por unos pocos cientos de módulos.

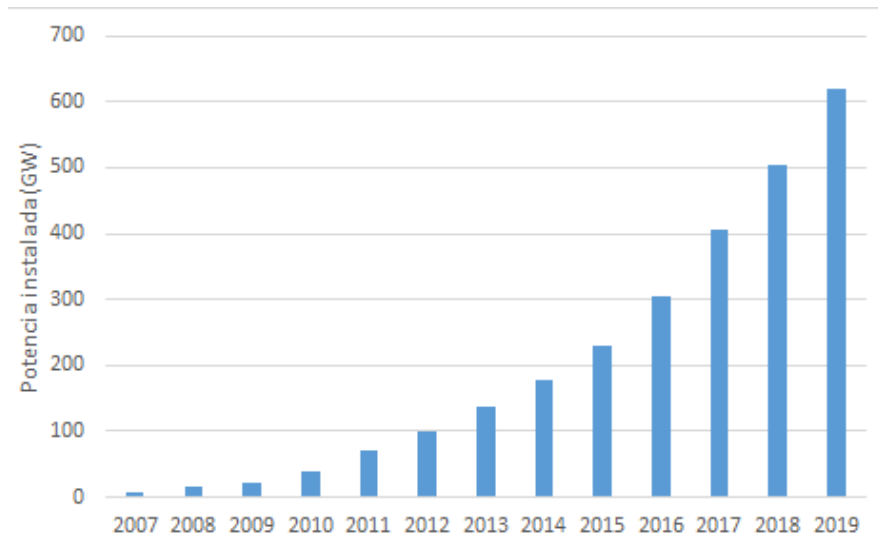


Figura 1.1. Evolución de la potencia fotovoltaica instalada (2007-2019). Adaptado de varias fuentes [6, 7, 8, 9, 10].



Figura 1.2. Planta FV Núnñez de Balboa de 500 MW operativa en Badajoz (España) desde Abril de 2020. Extraído del portal online de Iberdrola.

Conforme a el crecimiento y la evolución que ha ido mostrando el sector FV, aunque en las décadas pasadas los módulos comerciales existentes presentasen gran heterogeneidad, actualmente se ha producido una estandarización de los módulos FV. En la que la mayoría de los módulos están compuestos por 60 o 72 células, con un tamaño de  $243.4 \text{ cm}^2$ , suministrando potencias eléctricas en torno a los 300 W. Como resultado, la estandarización de los módulos, ha permitido reducir los costes de fabricación, facilitando el control de calidad de los mismos y mejorando su eficiencia.

## 1.2 RENDIMIENTO Y MONITORIZACIÓN

Con el crecimiento y el alcance que ha ido tomando la energía FV, también ha ido creciendo el interés por maximizar el rendimiento de los sistemas FV y la transcendencia de sus defectos. El rendimiento de las plantas FV se cuantifica mediante el coeficiente de rendimiento PR [12], definido como el ratio entre la potencia extraída de la planta ( $Y_F$ ) y la potencia total disponible ( $Y_R$ ). Donde  $Y_F$  mide la energía entregada ( $E$ ) dividida por la potencia de salida nominal ( $P_0$ ).  $Y_R$  representa el valor de la energía hipotéticamente disponible en la planta, la cual es medida en un período de tiempo definido. Es decir, el ratio entre la irradiación solar total ( $H_t$ ) y la de referencia ( $G$ ).

Por otro lado, el PR indica la relación entre el rendimiento real y el nominal de la planta FV, cuyo calculo es independiente del lugar en el que este instalado o de las condiciones de la misma, por lo que es un indicador de la calidad de la misma. De acuerdo a los datos registrados, a finales de siglo pasado, los sistemas FV instalados presentaban un PR del 50 %, valor que ha ido aumentando con el paso del tiempo en los últimos 30 años y que en la última década ha alcanzado un PR entre el 80 y el 85 %. La Tabla 1.1 muestra la evolución del PR en los últimos 30 años, con un PR medio del 73.21 % [13] y con una tendencia creciente a medida que la planta es más reciente.

Entre otros factores, el aumento del PR se debe a un mejor diseño e instalación de los sistemas FV, una mejor clasificación de los módulos, una mayor fiabilidad de los componentes y a una reducción en los tiempos de detección y reparación de los fallos. Donde la

**Tabla 1.1.** Evolución de los valores medios de PR para sistemas FV instalados en diferentes décadas.

Fecha	Localización	Tamaño	PR	Referencia
1990	España	200 kW	0.49	[17]
1990	Mundial	260 sistemas	0.66	[18]
1990	Alemania	235 sistemas	0.67	[19]
2000	Grecia	171 kW	0.67	[20]
2000	Taiwan	202 sistemas	0.74	[21]
2000	Francia	6868 sistemas	0.76	[22]
2000	Bélgica	993 sistemas	0.78	[23]
2000	Alemania	100 sistemas	0.84	[24]
2010	Nueva Zelanda	10 kW	0.78	[25]
2010	India	10 MW	0.86	[15]
2010	Méjico	60 kW	0.86	[26]
2010	Europa	30000 sistemas	0.81	[16]

monitorización de la operación de los sistemas FV y el análisis de los datos de monitorización han sido claves en este aumento [14]. Sin embargo, todavía se producen unas pérdidas de PR en torno al 15-20 % [15, 16] en los sistemas actuales, por lo que existe un rango de mejora en cuanto a la fiabilidad y a la eficiencia de los componentes, así como el diseño e instalación de los sistemas FV, sin olvidar su operatividad y mantenimiento.

Además, el valor de PR de los sistemas FV puede verse afectado por diferentes causas, que afectan tanto al conjunto del sistema como a los módulos de manera individual [27]. El rendimiento de los módulos y del inversor, junto con las pérdidas por cableado o las pérdidas de conversión de corriente continua (DC) a corriente alterna (AC), reducen el PR del sistema. Así mismo, el aumento de la temperatura de las células FV por encima de 25 °C reduce el rendimiento de las mismas [28, 29]. A su vez, esta temperatura

depende de la temperatura ambiente, la irradiación solar, el tipo de montaje de módulos empleado o el viento, entre otros. Igualmente, existen otros factores que afectan a cada módulo de manera individual y que se analizarán en más detalle en el Capítulo 2. Entre los factores que afectan a los módulos de manera individual, podemos encontrar: la degradación de las células solares, sombras o suciedad en los módulos o fallos en los módulos debido a diferentes causas. Siendo algunas de estas causas: la corrosión, puntos calientes (Hot-Spots), roturas de células, degradación inducida por potencial o por luz, fallos en el encapsulado o fallos en las interconexiones mecánicas o eléctricas del módulo.

Muchos de estos fallos son fácilmente solucionables si son detectados. Pero, en caso de que se prolonguen en el tiempo, pueden provocar daños permanentes o acelerar la degradación de los módulos. Además, un fallo en un único módulo pueda provocar una pérdida de potencia superior a la propia del módulo, ya que los módulos están interconectados entre sí dentro de la serie (string).

Por ello, la monitorización de la operación de los sistemas FV, resulta fundamental y de gran importancia a fin de reducir las pérdidas mediante la identificación de la causa y su reparación en la medida de lo posible. Esto permitiría maximizar el PR de los sistemas FV y alargar su vida útil.

### 1.3 ALTERNATIVAS DE MONITORIZACIÓN

Un alto grado de monitorización permite maximizar el PR, lo cual reduce las pérdidas en las plantas FV, pero es necesario tener en cuenta el coste económico que supone y la complejidad en su instalación, así como su operatividad. Así mismo, es de gran complejidad manejar el flujo de información generado por el sistema de monitorización en sistemas FV compuestos por cientos de miles de módulos, y extraer a partir de esos datos la información relevante, para así poder maximizar el PR.

Las metodologías de monitorización que se han propuesto e implementando hasta el momento y que se expondrán de manera más ampliada en el Capítulo 2, se pueden clasificar en dos categorías:

los métodos que monitorizan grupos de módulos (a nivel de inversor, por ejemplo) y los métodos que monitorizan a nivel de módulo. Los métodos orientados a conjuntos de módulos, típicamente combinan un modelo de la planta con medidas de temperatura, irradiación y potencia de salida. Donde las condiciones de operación pueden ser adquiridas mediante la implementación de sensores adicionales o mediante medidas por satélite. A través de estos métodos o mediante técnicas estadísticas se logra detectar pérdidas significativas. Sin embargo, no son capaces de detectar fallos o situaciones anormales que afecten a un único módulo o a unos pocos módulos [30]. No obstante, estos métodos son fácilmente automatizables y presentan un coste reducido.

Por otro lado, los métodos que monitorizan a nivel de módulo presentan diferentes técnicas como inspección visual, termografía, electroluminiscencia o medidas eléctricas, entre otras. Estos métodos permiten conocer el estado individual de cada módulo, lográndose una detección más precisa de las faltas y de su origen. Sin embargo, presentan importantes inconvenientes en cuanto a su coste, complejidad de implementación y manejo del volumen de información. Así mismo, muchos de estos métodos son difícilmente automatizables o no permiten medir los módulos durante su normal funcionamiento, requiriendo de su desconexión previa del resto del sistema.

## 1.4 OBJETIVOS

Teniendo en cuenta el crecimiento y la evolución que esta presentando la energía FV, así como su importancia en el sector energético, y las técnicas de monitorización existentes hasta el momento. El objetivo de esta tesis doctoral, a fin de lograr un mayor rendimiento, es establecer una metodología basada en un circuito electrónico de baja potencia, que permita determinar el correcto funcionamiento de la totalidad de un sistema FV. Donde la metodología desarrollada, sea implementable a nivel de módulo FV y competitiva en coste.

Para ello, se tratará de dar respuesta a los siguientes desafíos:



- ¿Es posible medir cada módulo sin desconectarlo?
- ¿Es posible medir cada módulo sin alimentación externa?
- ¿Es posible hacer un medidor económico y fiable?
- Si la medida se realiza en un tiempo corto, ¿es posible obtener resultados fiables con independencia del módulo a medir?
- ¿Es posible recomponer las características de interés del módulo a partir de las características obtenidas y sin introducir sensores adicionales?
- ¿Es posible, una vez identificado que existe un funcionamiento anómalo, determinar cuáles son sus causas?
- ¿Cuántos y cuáles son los datos que deberíamos obtener y cuáles deberíamos proporcionar al responsable de mantenimiento del sistema?

## 2 | ESTADO DEL ARTE

En este capítulo se hace una descripción del contexto en el que se ha desarrollado este trabajo de tesis. En la Sección 2.1 se describen brevemente conceptos en los que se hará énfasis a lo largo de este documento. En la Sección 2.2 se analizan los fallos más frecuentes en los módulos FV, describiendo sus características y su influencia en la curva I-V de los módulos, la cual refleja su comportamiento. A continuación se presentan, en la sección 2.3 algunas de las técnicas de monitorización más relevantes. En la Sección 2.4 se resumen las técnicas de monitorización actuales y se analizan las limitaciones existentes. Finalmente, esta contextualización permitirá introducir los objetivos específicos que se definen en este trabajo de tesis, los cuales se detallan en la Sección 2.5.

### 2.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

A continuación se describe de manera muy resumida la arquitectura de los módulos y sistemas FV, los modelos más utilizados para representar las células y la curva característica de corriente-tensión (I-V) de los módulos FV.

### 2.1.1 ARQUITECTURA DE LOS MÓDULOS Y SISTEMAS FV

La unidad básica de los sistemas FV son las células FV. Este dispositivo genera energía eléctrica, a partir de la irradiación solar mediante el efecto fotoeléctrico [31]. Las células solares de silicio presentan unas tensiones de circuito abierto ( $V_{OC}$ , "open-circuit voltage") de en torno a 0.6 V para silicio multicristalino y 0.7 V para monocristalino [32]. Con una densidad de corriente fotogenerada de entre 35 y 42  $mA/cm^2$ , dependiendo de la calidad de la célula. Lo que supone que para un área de célula típica de 243.4  $cm^2$  presentan unas corrientes de corto-circuito ( $I_{SC}$ , "short-circuit current") en el rango de 8.5-10 A.

Con el objetivo de aumentar la tensión de salida, tal y como se muestra en la Figura 2.1, las células se conectan en serie entre sí. Para módulos comerciales en sistemas FV, normalmente en grupos de 60 o 72, siendo los valores de tensión en torno a los 30-40 V. Logrando de esta manera, módulos con potencias entre los 250 W y los 400 W. A fin de proteger el módulo frente a sombras parciales de una o varias de sus células los módulos FV llevan integrados unos diodos de bypass. Para módulos de 60 o 72 células se suelen incluir 3 diodos de bypass, conectado cada uno de ellos en paralelo a un tercio de las células, tal y como se puede observar en la Figura 2.1. De manera que, si existen sombras parciales y una o más de las células están inactivas,

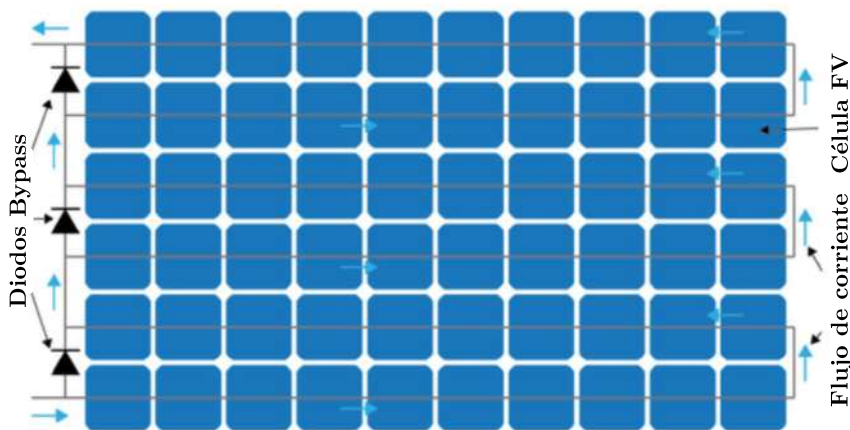


Figura 2.1. Representación esquemática de módulo FV de 60 células con 3 diodos de bypass.

el diodo de bypass correspondiente empieza a conducir, limitando la corriente que circula por ellas y evitando el sobrecalentamiento de las mismas.

Los módulos FV se conectan en serie y en paralelo entre sí para aumentar la potencia de salida del sistema. La Figura 2.2 muestra un esquema simplificado de un sistema FV. Donde, por un lado, los módulos se conectan en serie entre sí (entre 10 y 20 módulos normalmente), formando un string para lograr de este modo aumentar la tensión. Por otro lado, a fin de aumentar la corriente, los

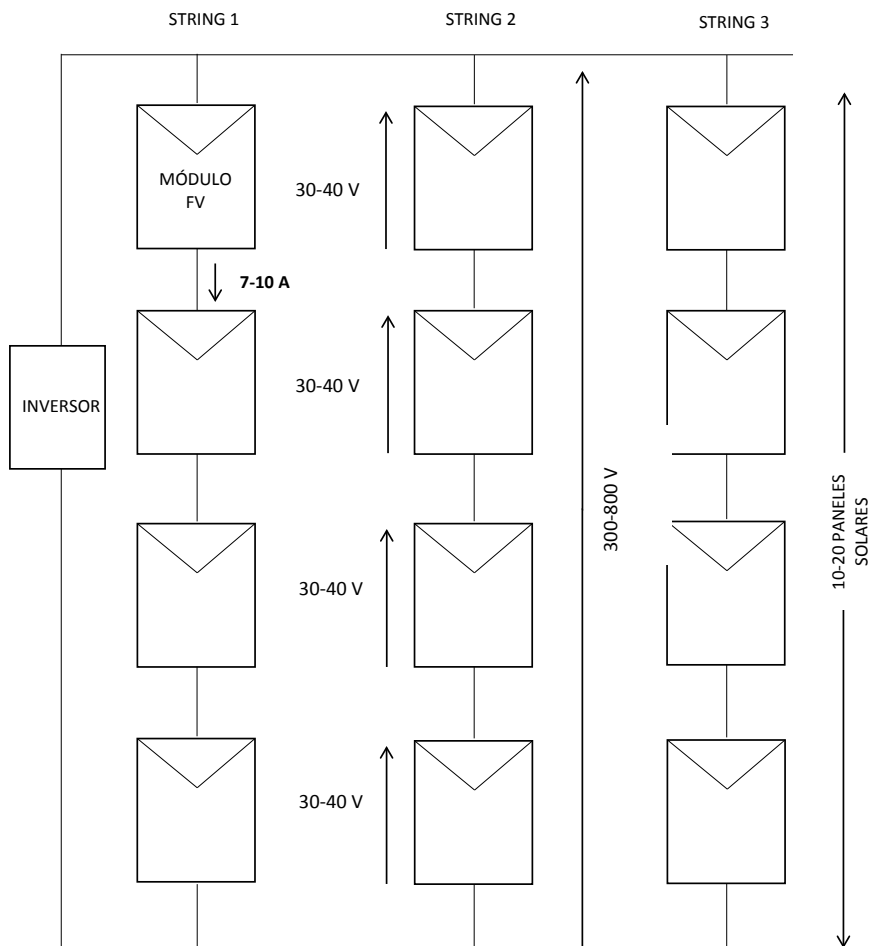


Figura 2.2. Esquema simplificado de un sistema FV.

strings se conectan en paralelo entre sí formando arrays. Finalmente, el array se conecta a un inversor que transforma la corriente continua en corriente alterna y, en caso de ser un sistema conectado a red, la inyecta en la red eléctrica.

### 2.1.2 MODELO DE CÉLULA Y MÓDULO FV

Las células FV se caracterizan mediante un modelo obtenido a partir de sus parámetros físicos. Normalmente este modelo está compuesto de un generador de corriente, 1 o 2 diodos y unas resistencias serie y paralelo. Ejemplo de ello, es la Figura 2.3, donde se muestran los modelos de un único diodo y de doble diodo, donde a partir del modelo de doble diodo se obtiene la ecuación de doble diodo clásica:

$$I_c = A_c \cdot J_c = A_c \left( J_{LC} - J_{01} \cdot \exp\left(\frac{V_c + J_c \cdot \overline{R_s}}{V_T}\right) - J_{02} \cdot \exp\left(\frac{V_c + J_c \cdot \overline{R_s}}{2V_T}\right) - \frac{V_c + J_c \cdot \overline{R_s}}{\overline{R_{sh}}}\right) \quad (2.1)$$

donde el subíndice c indica que este modelo se corresponde a nivel de célula.  $A_c$  es el área de la célula, con un valor típico de  $243.4 \text{ cm}^2$  y  $J_c$  es la densidad total de corriente extraída.  $J_{LC}$  es la densidad de corriente fotogenerada (entre  $35$  y  $42 \text{ mA/cm}^2$  tal y como se ha comentado en la Sección 2.1.1). Siguiendo con los parámetros de la ecuación,  $J_{01}$  es la densidad de corriente de saturación del término de primera exponencial, referente al primer diodo del modelo, donde a través de este término se determina la tensión  $V_{oc}$  de la célula y

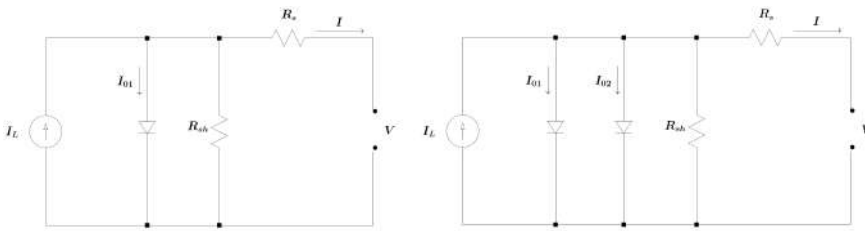


Figura 2.3. Modelos de 1 (izquierda) y 2 (derecha) diodos de una célula FV.

la eficiencia máxima posible. Por otro lado,  $J_{02}$  es la densidad de corriente de saturación del término de segunda exponencial, referente al segundo diodo del modelo, permitiendo a partir de este término modelar ciertos defectos o degradaciones en las células.

Por último,  $\overline{R_s}$  y  $\overline{R_{sh}}$  se corresponden con las resistencias serie y paralelo normalizadas respecto al área de la célula, siendo  $\overline{R_s}$  dependiente del tipo de rejilla usada y de las resistividades de las capas superficiales de la célula. De tal manera, que incrementos en  $\overline{R_s}$  generan una reducción lineal en el factor de forma (FF), que puede estimarse de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$FF = FF_0 \left( 1 - \frac{\overline{R_s} \cdot J_{LC}}{V_{oc}} \right) \quad (2.2)$$

donde  $FF_0$  puede obtenerse a través de la siguiente ecuación:

$$FF_0 = \frac{v_{oc} - \ln(v_{oc} + 0,72)}{V_{oc} + 1} ; v_{oc} = \frac{V_{oc}}{m \cdot V_T} \quad (2.3)$$

siendo  $m$  igual o muy próximo a 1. El factor  $m$  engloba el efecto de solo considerar un diodo.

Por otro lado,  $\overline{R_{sh}}$  es un parámetro dependiente de las fugas de corriente en los bordes de la célula y de los defectos superficiales. Normalmente, presenta valores elevados por encima de  $1 \text{ K}\Omega/\text{cm}^2$  aunque con algunos defectos, su valor se puede ver reducido y presentar una disminución lineal del FF:

$$FF = FF_0 \left( 1 - \frac{V_{oc}}{\overline{R_s} \cdot J_{LC}} \right) \quad (2.4)$$

Finalmente, mediante  $FF$ ,  $V_{oc}$  e  $I_{sc}$ , se obtiene la potencia máxima que puede suministrar la célula, de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$FF = \frac{P_o}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (2.5)$$

A partir del modelo para una única célula, definido en la ecuación 2.1 es posible obtener la expresión del módulo. Donde, para un módulo compuesto por  $N_s$  células idénticas de área  $A_c$  en serie, se obtiene la expresión de la ecuación 2.6, donde  $G_{sh}$  es la conductancia paralelo normalizada, es decir, la inversa de  $R_{sh}$ .

$$I_c = I_L - I_{01} \cdot \exp \frac{V + I \cdot R_s}{N_s \cdot V_T} - I_{02} \cdot \exp \frac{V + I \cdot R_s}{2N_s \cdot V_T} - G_{sh}(V + I \cdot R_s) \quad (2.6)$$

con:

$$\begin{aligned} I_L &= J_{LC} \cdot A_c; I_{01} = J_{01} \cdot A_c; I_{02} = J_{02} \cdot A_c; \\ R_s &= N_s \frac{\overline{R_s}}{A_c}; R_{sh} = N_s \frac{\overline{R_{sh}}}{A_c}; G_{sh} = \frac{1}{R_{sh}} \end{aligned} \quad (2.7)$$

### 2.1.3 CURVA CARACTERÍSTICA DE LOS MÓDULOS FV

La característica de los módulos FV puede representarse gráficamente mediante la curva corriente-voltaje (I-V) del módulo. La curva I-V, tal y como se muestra en la Figura 2.4, representa los pares de valores de tensión y corriente que puede tomar un módulo FV en sus distintos puntos de operación, para unos valores de temperatura e iluminación determinados y constantes.

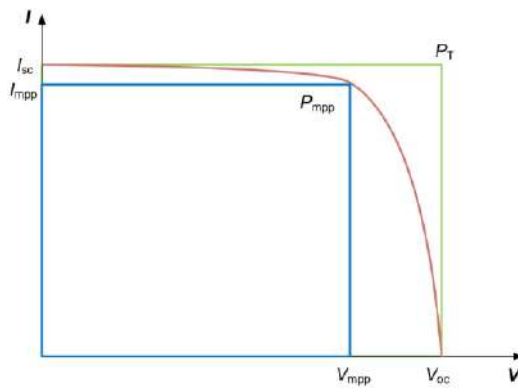


Figura 2.4. Curva I-V de un módulo FV. Extraído de Kontges et al. [33]

Los valores más representativos de la curva I-V son:  $I_{sc}$ , la corriente cuando la tensión es cero, y  $V_{oc}$ , la tensión cuando la corriente es cero. Asimismo, la potencia virtual del módulo ( $P_T$ , producto de  $I_{sc}$  y  $V_{oc}$ ) y la potencia máxima ( $P_{mpp}$ ), el punto donde el producto de  $V$  ( $V_{mpp}$ ) e  $I$  ( $I_{mpp}$ ) es máximo. El cociente entre  $P_{mpp}$  y la potencia virtual, se define como FF, de acuerdo a la ecuación 2.5. Por último, el punto de operación del módulo es el valor de tensión y corriente al que está trabajando, es decir, la potencia real que está entregando. Idealmente este punto de operación debería coincidir con el punto de máxima potencia (MPP, maximum power point), descrito anteriormente.

Así mismo, la curva I-V se ve afectada por otros dos parámetros propios del módulo:  $R_s$  y  $R_{sh}$ , de acuerdo a la Figura 2.5.  $R_s$  se aproxima por la inversa de la pendiente de la curva I-V cerca de  $V_{oc}$ , siendo idealmente cero. Incrementos en  $R_s$ , reducen la potencia de salida del módulo. Las variaciones en  $R_s$  están asociadas con el envejecimiento del módulo, la corrosión en los contactos metálicos y fallos en las interconexiones [34]. Por otro lado,  $R_{sh}$  se aproxima como la inversa de la pendiente cerca de  $I_{sc}$ , siendo idealmente infinita. Donde reducciones en  $R_{sh}$ , conllevan una reducción en la potencia de salida del módulo y variaciones de  $R_{sh}$  están asociadas con el deterioro del encapsulado, sobrecalentamiento de células y hot-spots [35].

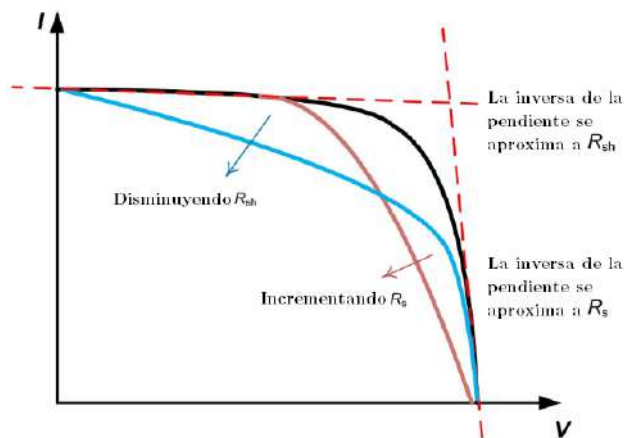


Figura 2.5. Curva I-V de un módulo FV en función de las resistencias  $R_s$  y  $R_{sh}$ . Adaptado de Kontges et al. [33]



Así mismo, la curva I-V del módulo depende además de dos variables externas, la iluminación y la temperatura. La Figura 2.6 es un ejemplo de las variaciones que afectan a la curva I-V del módulo debidas a la iluminación (izquierda) y la temperatura (derecha). La iluminación del módulo influye de manera muy significativa en  $I_{sc}$ , con corrientes mayores a medida que el nivel de iluminación aumenta. Así mismo, estos incrementos del nivel de iluminación suponen incrementos pequeños en  $V_{oc}$ . Por ello, a mayor nivel de irradiación solar, mayor será la potencia máxima del módulo. Por otro lado, tal y como se puede observar en la Figura 2.6 (derecha), incrementos en la temperatura generan reducciones significativas en  $V_{oc}$  y leves incrementos en  $I_{sc}$ . Reduciendo, en conjunto, la potencia de salida del módulo.

## 2.2 DEFECTOLOGÍA

Tal y como se ha descrito en el Capítulo 1 el PR del sistema FV se ve afectado por diferentes causas. Algunas afectan al conjunto del sistema como las pérdidas por cableado o las pérdidas de conversión DC/AC y otras afectan a los propios módulos. Entre estas causas, el rendimiento de los módulos o las pérdidas por incrementos en la temperatura de las células, dependen de la tecnología empleada, de la ubicación o del diseño e instalación del sistema. Así mismo, el propio envejecimiento de los módulos produce una degradación

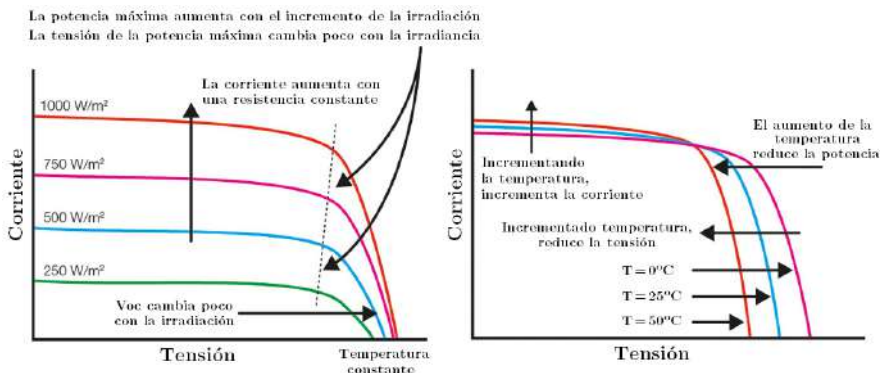


Figura 2.6. Curva I-V de un módulo FV en función del nivel de iluminación (izquierda) y de la temperatura ambiente (derecha). Adaptado de [36]

en los mismos, reduciendo su rendimiento. Efectos climatológicos adversos como granizo, nieve o viento también afectan negativamente al rendimiento de los módulos FV. Además, existen numerosas causas que provocan fallos en los módulos. En esta sección se describen las principales causas de fallo de los módulos FV y sus efectos en los mismos. Así como diferentes factores que, sin ser considerados fallos propiamente dichos, afectan negativamente al PR de los módulos.

Aunque algunos de estos factores se dan a lo largo de toda la vida útil de los módulos, muchos de estos fallos se pueden distribuir en tres etapas de la vida útil de los módulos: fallos en la infancia, en la madurez o en la vejez [33]. Un ejemplo de estas tres etapas, es la Figura 2.7. Los fallos en la etapa infantil se producen al inicio de la vida útil de los mismos, observando posibles degradaciones inducidas por luz o por potencial, fallos de encapsulado o fallos en interconexiones, entre otros. Durante la etapa adulta son frecuentes los fallos debidos a interconexiones, puntos calientes, encapsulado o roturas de células [37]. Finalmente, durante la etapa final de vida de los módulos, los fallos más frecuentes son las roturas de células y los fallos de encapsulado [38].

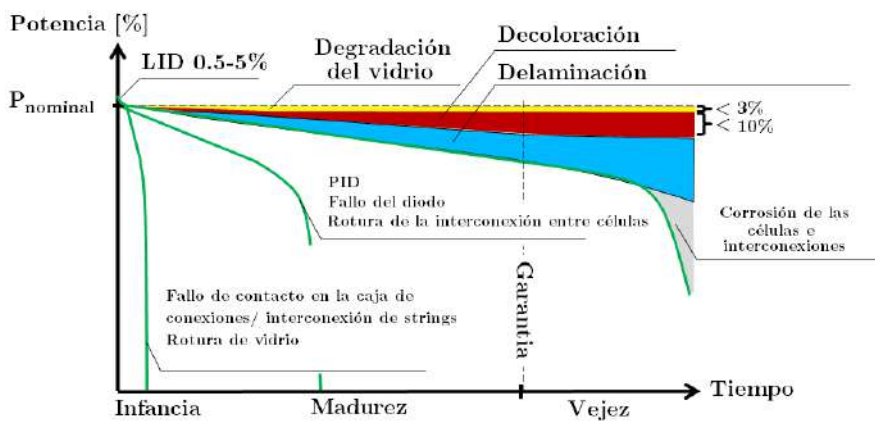


Figura 2.7. Distribución de las causas de fallo de los módulos FV a lo largo de su vida útil. Extraído de Köntges et al. [33]

### 2.2.1 ROTURAS DE CÉLULAS

Las roturas de las células FV pueden originarse a lo largo de las diferentes etapas de la vida útil de un módulo FV. Estas roturas, originadas en el sustrato de la célula, toman diferentes formas y longitudes, desde microroturas inferiores a  $30\ \mu\text{m}$  hasta macroroturas superiores a 1 cm. Estas roturas pueden darse paralelas a las bandas de interconexión, perpendiculares, diagonales o en múltiples direcciones [39], tal y como se muestra en la Figura. 2.8.

Durante el proceso de producción de las células y módulos solares FV, se dan diferentes procesos que generan riesgo de roturas en las busbars [40, 41] especialmente el estrés residual que se produce en las células durante el proceso de soldadura. Además, las roturas en células se ven incrementadas de manera notoria [42] en el transporte de las mismas, debido a las vibraciones o impactos. Lo cual, puede ocasionar que, durante la instalación de los módulos, las roturas existentes se expandan o incluso inducir nuevas roturas. Por lo que la mayoría de módulos FV, presentan roturas de diferente tipo y grado de severidad. De promedio, se estima que el 6 % las células de un módulo llegan con roturas de diferente calibre a la planta [43]. Sin embargo, no todas estas roturas generan pérdidas de potencia en los módulos, ya que dependen del tamaño y de la orientación de las mismas.

Durante la operación, el hecho de que exista una microrotura, conlleva un elevado riesgo de que esta rotura incremente su severidad [44], al aplicarle un estrés mecánico debido a impactos,

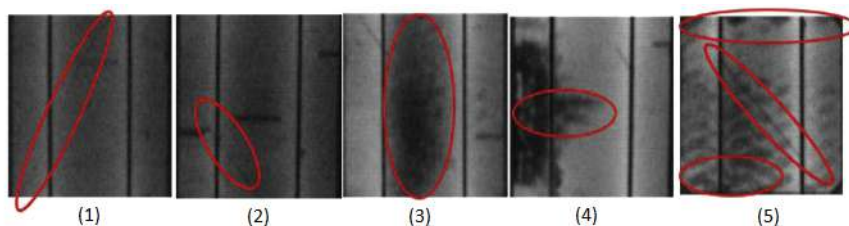
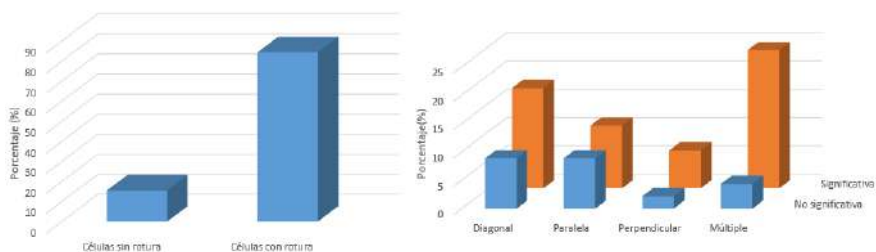


Figura 2.8. Tipos de roturas de células FV. Diagonal (1-2), paralela a la barra de conexiones (3), perpendicular (4) y con múltiples roturas (5). Extraído de Dhimish et al. [39].

efectos climatológicos adversos [45, 46, 47] o estrés térmico por variaciones de temperatura [41, 48].

Haciendo un análisis del efecto de las roturas en módulos FV, en 2017 en un estudio en Reino Unido [39] se analizaron 45 módulos, concluyendo que en el 84.4 % de ellos había presencia de roturas de células. Tal y como se muestra en la Fig. 2.9 el 84.4 % de los módulos presentaban alguna rotura de célula, aunque solo el 60 % de éstas presentaban impacto en la potencia de salida del módulo. De acuerdo a otros estudios [49] realizados sobre 27 módulos, el 50 % de las roturas son paralelas a las bandas de interconexión, siendo este tipo de roturas, las que más influencia tienen en las pérdidas de potencia. En un estudio a mayor escala [50], en el que se analizó un sistema FV compuesto de 574 módulos con 2 años de antigüedad, se concluyó que un 4.1 % de las células presentaban al menos una rotura.

Algunas de estas roturas pueden generar que partes de la célula puedan quedar aisladas y por lo tanto se vuelvan inactivas, conllevando a una pérdida de potencia de salida de la célula afectada [51]. En este estudio se encontró que para un área inactiva inferior al 8 % de todo el área de la célula, la pérdida de potencia es despreciable. Sin embargo, para áreas entre el 12 y el 15 %, la pérdida de potencia en la célula crece de manera lineal con el área, con pérdidas de hasta el 30 % de la potencia de la célula. Para áreas superiores al 50 %, la pérdida de potencia es igual a un tercio de la potencia total del módulo, ya que en este caso uno de los diodos de bypass empezaría a conducir.



**Figura 2.9.** Distribución de las roturas de células en un sistema PV de 45 módulos en el Reino Unido. Extraído de Dhimish et al. [39].

Al no afectar de forma uniforme a todas las células, las roturas hacen que las células tengan diferentes características, provocando desajustes entre ellas. Así mismo, las roturas de células aceleran la degradación a largo plazo de los módulos y aumentan el riesgo de la aparición de otras degradaciones como fallos de encapsulado (corrosión, delaminación o decoloración) o puntos calientes en las células [51, 52].

## 2.2.2 PUNTOS CALIENTES O HOT-SPOTS

Los hot-spots ocurren cuando en el módulo la capacidad de corriente de una o de unas pocas células es inferior a la del string de células. Este efecto hace que la célula se comporte de forma similar a una resistencia, generando una corriente inversa que fluye por la célula defectuosa. La potencia generada en las células que estén funcionando correctamente se disipa en la célula afectada en forma de calor, aumentando la temperatura de la misma [53, 54]. Este efecto puede darse debido a diferentes causas que afecten a la célula o células defectuosas como roturas de células o interconexiones, sombras parciales, suciedad o desajustes entre las características eléctricas de las células del módulo [55, 56].

El diodo de bypass que se integra en los módulos, tal y como se ha visto en la sección 2.1.1, se encarga de proteger a las células afectadas por este fenómeno, cortocircuitando el tercio del módulo donde estén dichas células. Esto reduce la potencia de salida del módulo, pero evita un calentamiento excesivo en un área localizada del módulo. Sin embargo, si el diodo de bypass falla o es defectuoso (sección 2.2.3), las células afectadas seguirían disipando la potencia generada en el resto del módulo y, por lo tanto, continuarán calentándose. Si este calentamiento se prolonga en el tiempo, puede generar degradaciones permanentes en el módulo e incluso la destrucción de la célula. En el caso de alcanzar temperaturas muy extremas, este fenómeno puede derivar en la combustión del módulo, siendo un factor de elevado riesgo para los incendios en sistemas FV [57].

La Figura 2.10 muestra la detección de un hot-spot mediante una cámara termográfica FLIR. Estudios recientes, muestran que la presencia de hot-spots es muy frecuente en los módulos. Dhimish

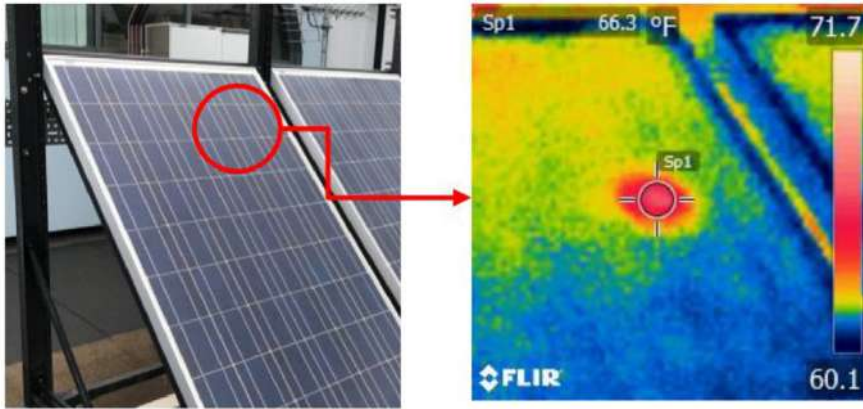


Figura 2.10. Punto caliente (hot-spot) en módulo FV detectado mediante cámara termográfica FLIR. Extraído de Dhimish et al. [60].

et al. [58] analizando 2.580 módulos instalados entre los años 2005 y 2007 observaron que el 42 % de los mismos presentaban células con hot-spots, suponiendo unas pérdidas de PR entre el 1 y el 14 %. En 2016, en un sistema de 200 MW instalado en Estados Unidos con módulos de una antigüedad de entre 1 y 3 años, analizaron las distintas causas de fallo de los módulos, concluyendo que el 22 % de los módulos defectuosos eran debidos a hot-spots [59].

### 2.2.3 FALLOS EN EL DIODO DE BYPASS

Los diodos de bypass tienen dos objetivos en los módulos FV: En primer lugar, proteger a las células de hot-spots cuando se dan sombras parciales en una o unas pocas células, y en segundo lugar limitar las pérdidas de potencia debido a dichas sombras. La Figura 2.11 muestra el funcionamiento de un diodo bypass en el caso de una célula sombreada. A fin de evitar que la potencia generada por el módulo se disipe en la célula sombreada, dando lugar a un hot-spot, el diodo entra en funcionamiento cortocircuitando un tercio de las células. Evitando de esta manera degradaciones en las células [62] y reduciendo el riesgo de incendios en los módulos debido a iluminaciones no uniformes.

La Figura 2.12 muestra los efectos de la activación del diodo de bypass en la curva I-V. Las células no sombreadas presentan una

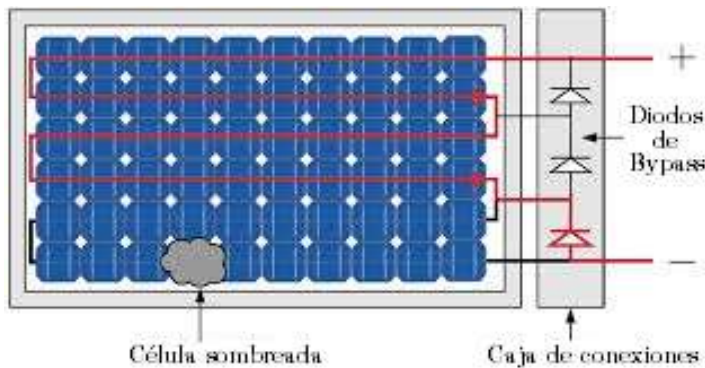


Figura 2.11. Diagrama de funcionamiento del diodo de bypass ante una sombra parcial del módulo. Adaptado de Vieira et al. [61].

curva I-V normal, mientras que la célula sombreada ve limitada su corriente. Al sumarlas produce una "chepa" en la curva que reduce la potencia de salida del módulo. Sin embargo, sin diodo la potencia perdida sería mayor, ya que el diodo limita la potencia que disipa la célula sombreada. Si el diodo está dañado y no realiza esta función se produce un desajuste entre los módulos del sistema que genera pérdidas importantes [63]. Además, en este caso, el módulo quedaría desprotegido frente a hot-spots.

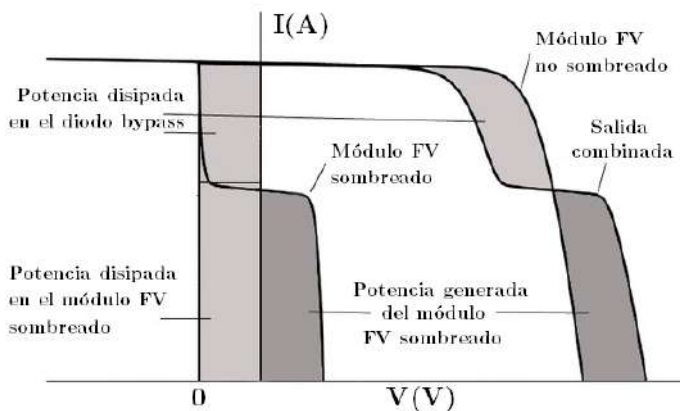


Figura 2.12. Efecto del funcionamiento del diodo de bypass en la curva I-V del módulo FV. Adaptado de Belhaouas et al. [64].



Los diodos de bypass al entrar en funcionamiento se caracterizan por importantes ciclos de calentamiento-enfriamiento por lo que su principal causa de fallo es el estrés térmico [65]. Diferentes trabajos han analizado la frecuencia de problemas en los diodos de bypass. Midiendo 1.272 módulos en Japón, detectaron que el 47 % de los módulos presentaban algún problema en los diodos de bypass. Sin embargo, solo el 3 % de ellos tenían marcas visibles de quemaduras [66].

#### 2.2.4 FALLOS DE ENCAPSULADO

Los módulos FV se componen de varias capas. La capa central se corresponde con las células, la parte posterior se compone de un encapsulante y un recubrimiento y la parte anterior de otro encapsulante y un vidrio. A fin de que la irradiación solar alcance las células FV, los elementos de la parte anterior deben de ser transparentes.

El objetivo del encapsulado de los módulos FV es proteger los componentes internos del módulo de agentes externos y de impactos mecánicos. No obstante, el encapsulado también tiene otra finalidad, como es el aislar eléctricamente a las células de otros componentes del sistema y evitar fugas de corriente. Sin embargo, las causas de fallo más frecuentes en los módulos son los fallos de encapsulado, dentro de los cuales las dos principales causas son la decoloración y la delaminación [67, 68, 56]. Estos fallos pueden darse a lo largo de toda la vida útil de los módulos, independientemente de su distribución. Sin embargo, es más frecuente que se den en entornos húmedos y cálidos.

La delaminación [69, 70] es un efecto que se da cuando la adhesión entre los cristales, el encapsulado y las distintas capas de la célula se ven comprometidas. Esto puede ser debido a distintas causas como contaminación o factores ambientales. Asimismo, la delaminación a su vez propicia la entrada de humedad en el módulo y con ello la aparición de la corrosión.

La decoloración, por otro lado, surge debido a diferentes causas. Entre las causas principales, se encuentra el simple contacto con el aire o la intensidad de la luz ultravioleta [71]. Se trata de un efecto,



que se detecta de manera visual y que inicialmente solamente ve comprometida la estética, puesto que no afecta a los parámetros del módulo. Sin embargo, es un efecto que acelera la degradación del módulo. En la Figura 2.13 se muestra un ejemplo de células FV que presentan decoloración, tras dos años de operación.

En un estudio realizado en EE.UU, en el que analizaron en torno a 1.800 estudios en los que se analizaba la degradación en módulos de Silicio [72] con una degradación media anual del 0.5-0.8 %, se concluyó que la decoloración tiene un efecto en la degradación de los módulos. Ya que, más del 60 % de los casos analizados, presentaban decoloración. Por otro lado, en un estudio realizado en Arizona (EE.UU), concluyó que la degradación debida unicamente a la decoloración, es del  $0.37 \pm 0.04$  % [73].

Dentro de los defectos debidos a la decoloración, existe un tipo de defectos muy frecuentes en los módulos, denominados "snail trails" o baba de caracol. Este defecto, suele darse en los dos primeros años de operación del módulo, siendo su origen la corrosión de la lámina superficial del encapsulado. Tal y como se aprecia en la Figura 2.14, surge en los bordes de las células y suele extenderse a lo largo de roturas invisibles. Factores ambientales como la elevada temperatura y humedad propician la aceleración de su aparición. Aunque no



Figura 2.13. Decoloración del encapsulado en un módulo FV tras dos años de operación.

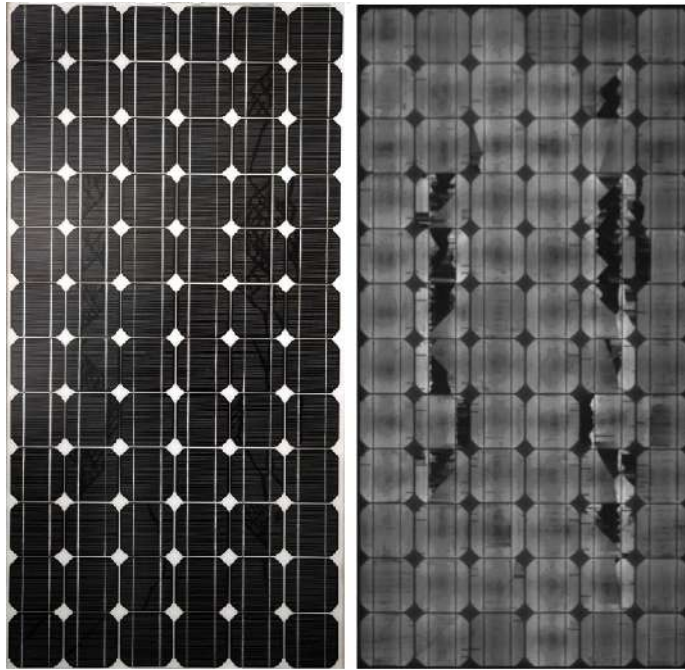


Figura 2.14. Snail trails en un módulo FV (izquierda) e imagen mediante electroluminiscencia del mismo módulo FV (derecha). La figura muestra como las snail trails presentan la misma distribución que las roturas de células. Extraído de Koentges et al. [74].

existe evidencia de que las snail trails supongan una pérdida de potencia de salida en el módulo, diferentes estudios apuntan a una relación entre la presencia de snail trails y una mayor probabilidad de rotura de células [75, 76, 77]. La Figura 2.14 muestra un ejemplo de snail trail en un módulo y una imagen del mismo mediante electroluminiscencia.

Por último, otros defectos frecuentes en el encapsulado de los módulos, son la rotura del cristal superior. El cual es originado por diferentes causas, como es el estrés térmico, efectos ambientales adversos [78] o la presencia de humedad. A pesar de que los módulos son construidos para ser impermeables, la humedad puede filtrarse al interior y condensarse en el vidrio frontal [79]. Este efecto puede generar un fallo en el encapsulado y con ello a un incremento en la resistencia  $R_s$  del módulo lo cual originaría pérdidas de potencia

(Sección 2.1). Además, esta condensación puede llevar a sombras parciales en el módulo, lo cual conllevaría a pérdidas. Estas pérdidas debidas a sombras, se explicarán de manera más extendida en la Sección 2.2.7 de este trabajo de tesis.

### 2.2.5 FALLOS DE INTERCONEXIONES

Otra fuente importante de las pérdidas de potencia, son los fallos en las interconexiones eléctricas de los módulos FV. Estas pérdidas se pueden dar principalmente en 3 contactos: los contactos de las células, los contactos externos del módulo y la caja de conexiones.

Una de las principales causas de los fallos en las interconexiones, es la propia corrosión de los contactos, la cual presenta una influencia directa en el desempeño eléctrico del módulo. La corrosión de las partes conductoras genera un incremento de la  $R_s$ , lo cual implica una reducción de la tensión del módulo, y un decremento de la  $R_{sh}$ , generando mayores pérdidas de corriente [56, 80, 81]. Esto puede ser debido a procesos propios de la fabricación de los módulos y al estrés mecánico que le es inducido a los módulos por los ciclos térmicos. Así mismo, la degradación del encapsulado también puede influir en la corrosión de los contactos [82].

Finalmente, la corrosión de los contactos en la caja de conexiones [33] es otra causa de fallo. Puesto que la caja de conexiones contiene las conexiones de los strings de células con los conectores exteriores del módulo y los diodos de bypass. Efecto que puede verse incrementado por la humedad, ya que la entrada de humedad en la caja puede dar paso a la aparición de corrosión en las conexiones.

### 2.2.6 SUCIEDAD EN LOS MÓDULOS

La suciedad en los módulos FV es un factor de gran importancia en las pérdidas de PR de los sistemas FV. Esta suciedad puede ser debida a diferentes causas como es el polvo, la arena, el polen o la contaminación originada por diferentes fuentes. La Figura 2.15 muestra un sistema FV ubicado en una región desértica con elevado grado de suciedad debido a la acumulación de arena sobre los módulos.



Figura 2.15. Suciedad en módulos FV ubicados en región desértica. La figura muestra uno de los módulos limpios, utilizado como referencia para determinar las pérdidas en el resto de módulos, en los que existe un grado de suciedad debido a la deposición de arena. Extraído de Ferretti et al. [83].

Cuando las partículas de suciedad se depositan sobre los módulos, estas interfieren en la calidad de la iluminación de los módulos [84], reduciendo el nivel de iluminación y por consiguiente decrementando la  $I_{sc}$ . Además, el hecho de que la deposición no sea homogénea por toda la superficie, hace que ciertas zonas del módulo estén más iluminadas que otras. En consecuencia, aquellas zonas en las que la iluminación sea menor, el nivel de riesgo de sufrir hot-spots, se ve incrementado.

La tasa de deposición de estas partículas y su influencia en las pérdidas de potencia en los módulos FV se ve afectada por diferentes causas como: la ubicación geográfica del módulo y las características de dicha ubicación (contaminación en el aire, vegetación cercana, presencia de tráfico o industria cercana, ...), temperatura ambiente y humedad, velocidad del viento, ángulo de inclinación y orientación de los módulos o características de las partículas de suciedad (polvo, polen, arena, contaminación ambiental ...) como forma, tamaño y peso [85, 86, 87].

Este fenómeno reduce de manera muy significativa la potencia de salida de los módulos FV, por lo que es muy recomendable la

limpieza frecuente de los módulos. Sin embargo, en la práctica eso no es viable en muchos casos, ya sea debido al tamaño del sistema o a la ubicación del mismo. O simplemente, debido al elevado coste económico que supone [88]. No obstante, la limpieza periódica de los módulos, podría no ser la mejor opción ya que la frecuencia e intensidad de la lluvia influye en la acumulación de suciedad en los módulos [89, 90]. Por ello, es de vital importancia poder relacionar la presencia de suciedad en los módulos con las pérdidas de potencia y con ello optimizar los periodos de limpieza.

En diferentes estudios propuestos en la literatura, se ha tratado de buscar una relación entre la presencia de suciedad en los módulos y sus pérdidas de potencia, obteniendo para diferentes climas y ubicaciones resultados muy relevantes. En zonas de agricultura ubicadas en California (EEUU), las pérdidas por suciedad se han estimado entre el 1 y el 11.5 % [90]. Mientras que, en regiones desérticas [91], las pérdidas por una única tormenta de arena pueden superar el 20 %. En el mismo estudio observaron que, de no limpiar los módulos con una frecuencia superior a 6 meses, la reducción de potencia podía alcanzar el 50 %. Otros estudios [92] coinciden con los resultados obtenidos, observando pérdidas de eficiencia del 11.6 % debido a la deposición del polvo.

### 2.2.7 SOMBRAS PARCIALES

Aunque las sombras parciales no pueden considerarse como un defecto de los módulos, su presencia influye de manera muy negativa en el PR de los sistemas FV, pudiendo ser el origen de otros defectos en los módulos. Si un módulo está sombreado parcialmente, tal y como se ha descrito en las secciones 2.2.2 y 2.2.3, las células sombreadas trabajan en inversa y funcionan como cargas y no como generadores. Lo cual supone que en vez de generar electricidad, se este disipando en forma de calor la potencia generada por el resto del módulo. Por ello, los módulos incluyen diodos de bypass que cortocircuitan las células sombreadas, evitando posibles hot-spots. Sin embargo, en el caso de que el diodo de bypass esté dañado, esto llevaría al calentamiento de la célula, provocando degradaciones en el módulo. En cualquier caso, cuando el diodo de bypass entra

en funcionamiento debido a una sombra parcial, las características de las células que componen el módulo se ven alteradas. Esta variación de características no es uniforme para todas las células, por lo que se produce un desajuste entre las células y la potencia de salida del módulo se ve reducida, con la subsecuente pérdida de eficiencia. Si la sombra es superior al 50 % de una célula, el diodo de bypass correspondiente entra en funcionamiento, lo cual supone un reducción de la potencia de salida del módulo en aproximadamente un tercio [93].

Las sombras parciales se pueden dar debido a diferentes causas, algunas predecibles y evitables en parte, pero otras aleatorias. Diferentes orientaciones en los módulos que componen el sistema FV pueden generar distintos niveles de iluminación en cada módulo, provocando un efecto similar al de las sombras parciales, con desajustes entre los módulos. Así mismo, sombras parciales provocadas por edificios cercanos en sistemas urbanos, sombras debidas al crecimiento de la vegetación, restos de animales o simplemente sombras debidas a la nubosidad provocan pérdidas importantes en los sistemas FV.

A fin de minimizar las pérdidas causadas por sombras parciales, se ha estudiado el efecto de las sombras parciales en el rendimiento de los módulos, tanto mediante modelado y simulación como experimentalmente [94, 65, 95, 96, 97]. A partir de estos estudios se han propuesto diferentes configuraciones, tanto entre células de un mismo módulo como entre módulos, con el objetivo de minimizar dichas pérdidas. Sin embargo, mientras que algunas pérdidas como las sombras por edificios cercanos o por nubes podrían reducirse optimizando la ubicación, configuración y orientación de los módulos, otras, como el crecimiento de la vegetación cercana o restos de animales en los módulos deberían corregirse mediante un mantenimiento adecuado de los sistemas FV.

En 2014, Hanson et al. [98] analizaron 542 sistemas distribuidos por EE.UU, para estimar las pérdidas provocadas por sombras parciales en los sistemas FV. Donde concluyeron, que las perdidas por sombras parciales son de aproximadamente el 13 % de la potencia. En su

propuesta, mediante optimizadores a nivel de módulo, consiguieron reducir esas pérdidas a un 8.3 %.

## 2.2.8 DEGRADACIÓN INDUCIDA POR POTENCIAL

La degradación inducida por potencial (PID, Potential Induced Degradation) es una causa de fallo relativamente reciente, ya que surge a raíz de elevar la tensión en los strings. El PID se debe a la presencia de corrientes parásitas generadas en los módulos, debido a las diferencias de potencial entre el módulo y tierra. Los módulos conectados en el string tiene un potencial negativo respecto a tierra [99] y por lo tanto respecto a su estructura de aluminio, que generalmente suele estar conectada a tierra. Esta diferencia de potencial produce corrientes parásitas a través del vidrio, del encapsulado y del marco de aluminio de los módulos. Este efecto puede reducir el valor de la resistencia paralelo ( $R_{sh}$ ) [100, 101], aumentando las pérdidas de corriente en las células, reduciendo su eficiencia y la potencia de salida del módulo.

Normalmente solo una fracción de los módulos dentro del string presentan PID y la probabilidad suele ser mayor a medida que la tensión del string es mayor. Sin embargo, estas pérdidas que aparecen a los 5-9 años de la instalación del sistema pueden llegar a suponer unas pérdidas del 30 % de la potencia del sistema. En una fase inicial del PID, este efecto solo resulta apreciable en condiciones de baja iluminación, volviéndose más relevante con el paso del tiempo.

Diferentes estudios [102, 103, 104, 105] han relacionado la probabilidad de aparición de PID con diversos factores como la tipología del sistema y la calidad de los módulos y células utilizados. Así mismo, las condiciones medioambientales del lugar de instalación del sistema FV influyen muy significativamente en la probabilidad de PID, con mayor probabilidad en regiones con elevada temperatura y alta humedad. En 2016 [106], se encontró una relación entre la cercanía a la costa del sistema FV y la probabilidad de aparición de PID.

Con el objetivo de minimizar la aparición de este efecto, muchos de los fabricantes de módulos actuales someten a sus módulos a unos test, previamente a su comercialización, para garantizar su



robustez ante PID. Estos test se realizan de acuerdo al estándar IEC 62804. Sin embargo, este estándar únicamente garantiza que en un test rápido en laboratorio, simulando un año de vida del módulo, la degradación debido a PID no es superior al 5 %. Por lo tanto, estos test no garantizan completamente que el módulo esté libre de PID [107] durante toda su vida útil. Así mismo, todos los módulos instalados previamente a la aplicación de este estándar han sido instalados sin cumplir dichos requisitos mínimos. Por ello, el PID sigue siendo un problema relevante en el rendimiento de los sistemas FV.

El PID es difícil de detectar a partir de los datos de monitorización [100], especialmente en fases iniciales. Para ello, existen diferentes técnicas basadas en espectroscopia [108] o en medidas de la curva I-V en oscuridad [109], por ejemplo. Aunque estas técnicas presentan gran precisión en la detección de PID, son difícilmente implementables en sistemas FV de gran tamaño. No obstante, si el PID es detectado es un efecto reversible. Puede revertirse aplicando tensiones en inversa al cristal y al marco del módulo a temperatura elevada. Si el PID es leve es posible revertir su efecto en pocas horas. Si el PID ha ocurrido a altas temperaturas, lo cual agrava las degradaciones sufridas, los efectos son menos reversibles, requiriendo incluso de meses antes de lograr revertir los efectos del PID [101].

### 2.2.9 DEGRADACIÓN INDUCIDA POR LUZ

La degradación inducida por luz (LID, Light induced degradation) es un efecto que muestran todos los módulos FV inmediatamente tras la instalación, con valores de degradación típicos del 0.5-5 % [33] tras las primeras horas de exposición solar.

Este defecto es debido a que la iluminación en las bandas superiores de la célula, degrada el tiempo de vida de los portadores minoritarios y la eficiencia de la célula solar [110, 111]. El origen de este efecto y las formas de mitigarlo han sido ampliamente estudiadas en la literatura [110, 111, 112, 113, 114], sin embargo, es un problema que sigue presente en los módulos actuales. En consecuencia, para cumplir con las especificaciones de eficiencia



indicadas en los módulos, los fabricantes sobredimensionan los módulos con el objetivo de compensar las pérdidas debidas a este fallo [33].

### 2.2.10 EFECTOS CLIMATOLÓGICOS

Los efectos climatológicos severos pueden afectar al rendimiento de los módulos, causando alguno de los efectos previamente descritos (Sección 2.2) o incluso en situaciones extremas, dando lugar a la destrucción de los mismos.

Vientos muy elevados o huracanes [115], pueden dañar la estructura de los módulos, destruyéndolos completamente. Así mismo, objetos voladores portados por el viento pueden impactar en el módulo dañando el cristal o el encapsulado, provocando roturas de células. Además, entre los efectos climatológicos adversos, el impacto debido a granizo [116, 117] puede provocar roturas de vidrios o células. La Figura 2.16 muestra un módulo FV severamente dañado tras una tormenta de granizo en Austria. De la misma manera, la acumulación de nieve [118, 116] en los módulos provoca degradaciones, ya que al aumentar la carga mecánica del módulo, se originan tanto roturas de las células como del vidrio. Así mismo, la



Figura 2.16. Módulo FV con rotura de cristal tras sufrir múltiples impactos severos por granizo en Austria. Extraído de Muehleisen et al. [117].

distribución no uniforme de la nieve por el módulo puede generar sombras parciales, con la consecuente pérdida de rendimiento y el riesgo de ocasionar hot-spots.

### 2.2.11 DEGRADACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Todos los factores descritos en la sección 2.2 reducen el PR de los sistemas FV, limitando la potencia de salida de los módulos. Entre ellos, por ejemplo, la suciedad o el crecimiento de la vegetación. Factores que son de fácil solución si son detectados y que normalmente no presentan consecuencias a largo plazo en los módulos FV. Por el contrario, otros defectos además de reducir la potencia de salida de los módulos producen daños en los mismos, en ocasiones permanentes, acelerando su degradación.

En los últimos años se han publicado numerosos estudios con el objetivo de estimar la degradación de los módulos y sistemas FV durante su vida útil. Los resultados obtenidos presentan disparidad en función a diferentes factores como la ubicación o la tecnología empleada. De este modo, analizando en Europa la degradación de 70 módulos con 20 años de operación, se obtuvo una degradación acumulada del 4.42 %, es decir, aproximadamente un 0.22 % por año [119]. En climas tropicales la degradación de los módulos presenta valores superiores, con degradaciones de entre el 0.22 % y el 2.96 % por año [120, 121]. Sin embargo, en otros estudios, los niveles de degradación presentados se encuentran entre el 0.8 % y el 6 % en función del tipo de módulo [122].

No obstante, valores de degradación mediana de 0.5-0.6 % por año [72, 123], han sido obtenidos en uno de los estudios más extenso realizado hasta la fecha. Estudio, en el que se han recopilado de 40 países más de 200 análisis, con ratios de degradación de más de 11.000 módulos. Asimismo, en dicho estudio, se observa que la degradación depende de diferentes causas como: fabricante, modelo del módulo, clima, ubicación y arquitectura del sistema. Del mismo modo, la presencia y severidad de fallos en el sistema es un factor de gran importancia en la degradación de los módulos FV.

## 2.3 TÉCNICAS DE MONITORIZACIÓN

Los factores descritos en la sección 2.2 reducen el PR de los sistemas FV, reduciendo por lo tanto el rendimiento económico de los mismos. Si embargo, muchos de estos fallos son de fácil solución si son detectados. En algunos casos basta con una limpieza de los módulos o con el control de la vegetación cercana. Sin embargo, muchos otros fallos que requieren de una intervención mínima, si no son detectados a tiempo pueden intensificarse con el tiempo, acelerando la degradación de los módulos, reduciendo su vida útil e incluso en ocasiones llegando a inutilizarlos por completo. Asimismo, debido a que los módulos están conectados en serie, un fallo en un único módulo puede generar pérdidas de potencia mayores que la potencia del módulo, al reducir el rendimiento de todo el string.

Por todo ello, el papel que juega la monitorización de los sistemas FV es fundamental y de gran importancia para poder maximizar el rendimiento de los módulos y con ello alargar su vida útil. Reflejo de ello, son los estudios [14, 16] donde se observa una relación directa entre el nivel de monitorización empleado y los valores de PR obtenidos en los sistemas FV. Así mismo, con el propósito de evitar pérdidas de potencia y degradaciones que con el tiempo resulten en permanentes, es de vital importancia detectar y solventar en el menor tiempo posible los fallos ocasionados en los módulos FV. No obstante, los sistemas FV, normalmente se encuentran ubicados en zonas remotas o de difícil acceso. Por lo que, aunque las inspecciones periódicas permitan realizar un mantenimiento del sistema, limpieza del mismo, detección y corrección de los fallos, no garantizan que los fallos se detecten lo antes posible, ni que los ciclos de mantenimiento coincidan con las necesidades de la planta. Ya que la monitorización o inspección, no se está realizando de manera continuada sino puntual.

Por ello, disponer de sistemas de monitorización de bajo coste que permitan de manera continuada y automática, detectar fallos en los módulos de manera rápida y clara es fundamental. Permitiendo, de esta manera, maximizar el rendimiento del sistema y alargar su vida útil. Por consiguiente, minimizando los periodos en los que el módulo se encuentra en situación defectiva.

Con este objetivo, se han desarrollado una gran variedad de técnicas que podrían agruparse en dos categorías: sistemas de monitorización orientados a grupos de módulos, que se desarrollarán en la sección 2.3.1, y sistemas orientados a módulos individuales, que se desarrollarán en la sección 2.3.2.

### 2.3.1 MONITORIZACIÓN DE GRUPOS DE MÓDULOS

Los métodos para la monitorización de grupos de módulos FV se basan principalmente en cuatro parámetros comunes para todos los sistemas, dos parámetros eléctricos: tensión y corriente (potencia de salida del sistema) y dos parámetros ambientales: irradiación solar y temperatura. Estos métodos, detectan las posibles desviaciones del sistema. Por lo general, en base a los datos de irradiación solar y temperatura del sistema, obtienen las desviaciones del sistema de la diferencia entre la potencia de salida esperada y la obtenida.

Aunque todos estos métodos miden la potencia obtenida por el sistema, plantean tres metodologías distintas para abordar la monitorización del sistema FV: el uso de datos obtenidos por satélite, el despliegue de sensores en el sistema FV para conocer la irradiación y temperatura y, por último, el uso de métodos estadísticos para determinar el estado del sistema.

Los métodos basados en medidas por satélite [124, 125, 126], estiman la irradiación solar del sistema FV a partir de los datos obtenidos de los satélites meteorológicos. Asimismo, a partir de los datos provenientes de las estaciones meteorológicas más cercanas, estiman la temperatura del sistema FV. Los datos obtenidos alimentan a un modelo del sistema FV que estima la potencia esperada para las condiciones de operación puntuales. Posteriormente, al comparar esta potencia esperada con la potencia real medida, la cual se mide normalmente a la entrada del inversor, se detectan los posibles fallos o funcionamientos anómalos en el sistema.

El hecho de utilizar datos públicos de satélites o de estaciones meteorológicas, sin la necesidad de incorporar sensores adicionales, hace que estos sistemas de monitorización presenten un coste muy reducido. Sin embargo, también presentan ciertas limitaciones a la hora de detectar fallos en los sistemas, debido a la resolución de las

soluciones propuestas. Ya que, los datos de estaciones meteorológicas que se utilizan para estimar la temperatura de los sistemas FV, en ocasiones pueden estar a más de 30 km de distancia [124]. Por otro lado, los valores de irradiación solar obtenidos por satélite, presentan unas resoluciones de aproximadamente 1 km<sup>2</sup>, lo cual dificulta distinguir diferentes situaciones dentro de la planta [125]. Analizando esta solución en más de 100 sistemas FV en Europa [124], se concluyó que si bien estos métodos son capaces de detectar pérdidas importantes en el sistema, no son capaces de detectar pérdidas de energía de hasta el 20 % en un string.

Otras propuestas [127, 128, 129, 130, 131] basadas en la misma metodología, sustituyen los datos obtenidos de satélites o estaciones cercanas por el despliegue de sensores de temperatura e irradiación solar en el sistema FV. A partir de estos datos, aplicando procesos similares, estiman la potencia esperable y las pérdidas del sistema FV.

Por último, existen otros muchos métodos que se basan en análisis estadístico para estimar el estado de los sistemas FV. Estos métodos normalmente reemplazan las medidas de temperatura e irradiación y el modelo del sistema FV por una comparación estadística del sistema con sus sistemas vecinos. De este modo, aplicando distintas técnicas de aprendizaje automático [132, 133, 134, 135], estiman las pérdidas del sistema.

Dentro de estos métodos, destaca el desarrollado por Leloux et al. [136, 16, 137] para la monitorización de sistemas FV en edificios, en el que únicamente obtienen la potencia de salida del sistema FV y no los datos de iluminación e irradiación solar. En dicho estudio, comparando la potencia de salida del sistema con la de sistemas similares (o pares) en ubicaciones cercanas, son capaces de estimar las pérdidas del sistema o si presenta algún fallo. Un aspecto clave de la metodología propuesta es el algoritmo que utilizan para la identificación de los sistemas más óptimos para ser considerados como pares. Para la toma de esa decisión el algoritmo incluye variables como: la arquitectura del sistema FV, tamaño, tecnología empleada (módulos, inversores...) o la distancia al sistema que se esté midiendo entre otros. Los resultados obtenidos son muy

prometedores ante diferentes tipos de fallos presentes en los sistemas FV. Sin embargo, esta metodología presenta dependencia respecto a la distancia a la que se encuentran sus pares.

Por otro lado, otros autores han presentado propuestas similares, tanto a nivel de inversor [138] como a nivel de string [139]. En una planta de 10 MW en China, comparando inversores cercanos, desarrollaron una metodología capaz de detectar variaciones de energía del 10 % en el sistema [138]. Al comparar strings gemelos en lugar de inversores [139], fueron capaces de detectar variaciones del 5 %. Sin embargo, estos métodos presentan una elevada dependencia respecto a la variación de las condiciones de operación entre los sistemas a comparar o a los distintos niveles de degradación o distancias entre sistemas, entre otras.

Los sistemas de monitorización orientados a grupos de módulos presentan importantes ventajas en lo referente al coste y complejidad de implementación en los sistemas FV, ya que requieren de pocos o ningún sensor adicional para ello. Únicamente con los datos del inversor son capaces de estimar las pérdidas del sistema. Sin embargo, tal y como se ha visto en estudios previos, presentan ciertas limitaciones a la hora de detectar pérdidas de potencia pequeñas, del orden del 5-10 %, que derivan en un impacto muy significativo en la rentabilidad de los sistemas FV. Así mismo, con estos métodos, aún en el caso de que se detecte el fallo en el sistema, es imposible conocer cuál o cuáles son los módulos causantes del fallo. Para lo que se requeriría de una inspección del sistema, con el coste añadido que supone.

Estos métodos permiten estimar la generación del sistema de manera fiable, pero dan poca información acerca de degradaciones o comportamientos anómalos que afecten a uno o unos pocos módulos [30]. Por ello, en la sección 2.3.2 se describirán brevemente las distintas metodologías de monitorización de módulos FV de manera individual.

### 2.3.2 MONITORIZACIÓN A NIVEL DE MÓDULO

Tal y como se ha mostrado en la sección 2.3.1, las técnicas de monitorización orientadas a grupos de módulos permiten

estimar la energía generada por los sistemas FV, pero dan poca información acerca de los fallos que afecten a uno o unos pocos módulos [140, 30]. Para ello, son necesarios emplear métodos de monitorización orientados a módulos individuales. Esto permite realizar una detección exacta del módulo o módulos causantes de la pérdida de energía, para su posterior corrección a fin de minimizar las pérdidas de energía y evitar las posibles degradaciones en los módulos debidas a la presencia de fallos. Sin embargo, muchos de estos métodos requieren de la presencia física de un operario y conllevan costes más elevados que los que pueden acarrear los orientados a grupos de módulos. Así mismo, a diferencia de los métodos previos, muchos de estos métodos presentan importantes dificultades para su automatización.

Las técnicas de inspección más extendidas a nivel de módulo actualmente son: inspección visual, termografía mediante imágenes infrarrojas (IR), electroluminiscencia (EL) o caracterización eléctrica mediante la medida de parámetros del módulo como la corriente, la tensión o la curva I-V del módulo. A continuación, en esta sección, se describen brevemente los primeros métodos mencionados anteriormente. Posteriormente en la Sección 2.3.3, se describen en detalle los trazadores de curva I-V. Donde los trazadores de curva I-V, son una solución más cercana a la metodología que se propone en esta tesis.

La **inspección visual** es una técnica capaz de detectar fallos como casos graves de hot-spots (con marcas de quemaduras [33]), sombras parciales o fallos en el encapsulado o caja de conexiones. Con el objetivo de facilitar la aplicación de este método y comparar los resultados obtenidos en diferentes sistemas FV se han propuesto diversos protocolos [141, 33] para estandarizar la inspección visual de los módulos FV. Esta inspección puede realizarse de manera presencial [142, 143] o mediante el uso de vehículos aéreos no tripulados [144, 145, 146]. Sin embargo, la inspección visual por sí sola no es capaz de detectar gran parte de los fallos que afectan al rendimiento de los módulos. Por ello, suele utilizarse en combinación con alguno de los otros métodos como son termografía o medida de parámetros eléctricos.



La **termografía** mediante imágenes IR permite obtener imágenes térmicas de los módulos FV sin contacto y sin alterar su operación normal. Para que la imagen obtenida sea de calidad es necesario realizarla en condiciones atmosféricas estables. Por lo que es preferible realizar la imagen en días luminosos sin nubes, con poco viento y temperatura ambiente baja [33]. En módulos sin defecto, la radiación térmica del módulo es homogénea. Sin embargo, algunos fallos generan una mayor disipación térmica en una región localizada del módulo, lo cual al ser captado por la cámara IR permite la localización del defecto. La Figura 2.17 muestra la detección de un hot-spot en un módulo FV mediante IR. Al igual que la inspección visual, estas medidas pueden realizarse de manera presencial, obteniendo imágenes de cada módulo por parte de un operario mediante una cámara IR [147, 148, 47, 149] o mediante vehículos aéreos [150, 151, 152].

La **electroluminiscencia (EL)** es una de las técnicas más precisas y utilizadas, tanto a nivel de módulo como a nivel de célula. Se realiza mediante la aplicación de una tensión constante al módulo y midiendo el nivel de luminiscencia emitido mediante una cámara. De este modo es posible detectar roturas de células o zonas aisladas eléctricamente, las cuales se ven representadas por un menor nivel de luminiscencia, tal y como se muestra en la Figura 2.18, donde se observa un módulo compuesto por 60 células con múltiples roturas. Esta técnica es ampliamente utilizada, tanto durante el proceso de

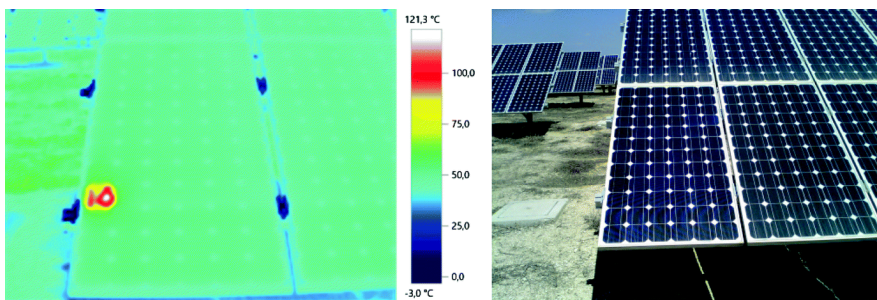


Figura 2.17. Detección de hot-spot mediante imagen termográfica y visual de un módulo durante su funcionamiento normal. La célula defectuosa muestra un sobrecalentamiento de 71.2 °C debido a un hot-spot. Extraído de Gallardo-Saavedra et al. [149]



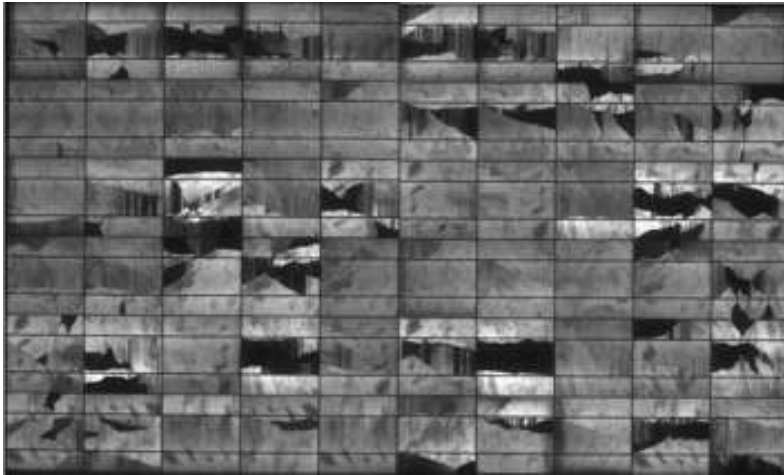


Figura 2.18. Detección de roturas de células mediante electroluminiscencia en un módulo FV. Las células defectuosas muestran un oscurecimiento debido a una menor emisión luminosa. Extraído de Spertino et al. [156]

fabricación de los módulos como en el exterior durante su periodo de operación [153, 154, 155, 156, 157, 158].

Las tres técnicas de monitorización previas presentan generalmente como inconveniente la necesidad de personal físico para la realización de sus medidas, lo cual dificulta su automatización. Además, en ocasiones, los módulos pueden estar ubicados en zonas remotas o de difícil acceso. La inspección visual y mediante IR es automatizable mediante drones, pero tal y como se ha comentado anteriormente son medidas que requieren de condiciones atmosféricas estables. Asimismo, estos métodos requieren de tiempos largos para medir la planta fotovoltaica completa y pueden no detectar todas las pérdidas de potencia.

Por último, una técnica ampliamente utilizada es la monitorización de **medidas eléctricas**. Dentro de estos métodos, no hay un claro consenso de cuantos parámetros es aconsejable medir. Algunas técnicas miden únicamente la tensión del módulo (en ocasiones junto a la temperatura o luminosidad). Otros métodos miden la tensión y la corriente, obteniendo la potencia del módulo. Finalmente, otros miden la tensión, la corriente y sus variaciones, es decir, la curva I-V del módulo.

Las medidas de tensión o tensión y corriente tienen como principal ventaja que son fácilmente automatizables, a fin de realizar una monitorización periódica, automática y remota. Normalmente consisten en añadir un sensor de tensión y otro de corriente a cada módulo, combinándolo en ocasiones con sensores de temperatura e iluminación. Estos sistemas se componen además de una electrónica adicional para cada modulo, o cada varios módulos, con el fin de adquirir los datos de los sensores y transmitirlos a una unidad de control central. La Figura 2.19 muestra un ejemplo de un sistema de monitorización a nivel de módulo. En este ejemplo se muestran los cuatro sensores, el sistema de adquisición y monitorización y la transmisión de los datos de manera inalámbrica para mostrarlos en una interfaz al operador de la planta.

**Medidas de tensión:** Algunos métodos proponen medir únicamente la tensión del módulo [160, 30] o de los substrings que lo componen [161], combinándola en ocasiones con medidas de temperatura o luminosidad. Así mismo, existen soluciones comerciales como SunSniffer [160] que únicamente con la tensión y la temperatura del módulo son capaces de detectar ciertos defectos,

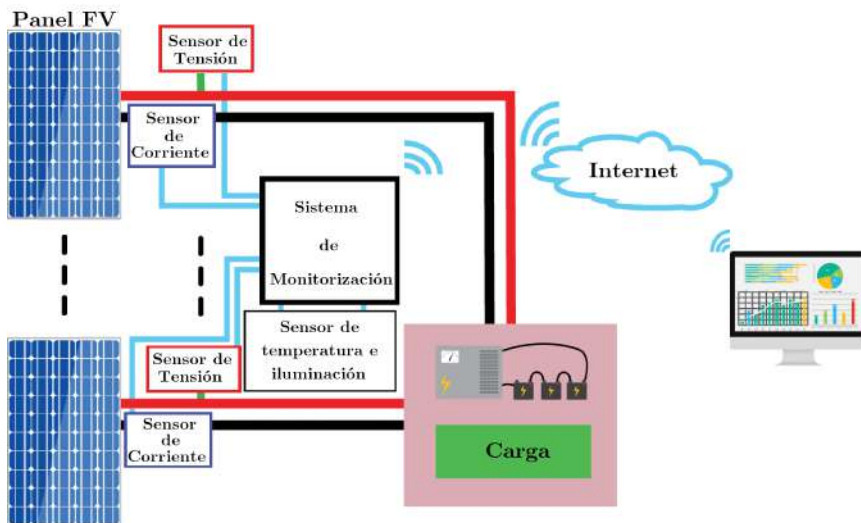


Figura 2.19. Sistema típico de monitorización de medidas eléctricas a nivel de módulo. El sistema del ejemplo consta de sensor de tensión, de corriente, de temperatura y de iluminación. Extraído de Samara et al. [159]

pudiendo utilizarse la información obtenida a partir de la tensión para mejorar la precisión de la inspección por termografía [162]. Con estos métodos, midiendo únicamente la tensión del módulo, es posible detectar pérdidas de potencia salvo cuando algún fallo está limitando la corriente del string completo.

La Figura 2.20 muestra un sistema FV en el que se está monitorizando únicamente la tensión de cada módulo. Uno de los módulos de dicho sistema tiene una sombra parcial, que hace que uno de sus tres diodos de bypass entre en funcionamiento, reduciendo así la tensión del módulo en un tercio. Al medir las tensiones, es posible detectar cual es el módulo que está fallando, por ser el que menor tensión presenta. Sin embargo, en otras situaciones como la de la Figura 2.21, el fallo no sería detectado. Ya que en este caso, además de la sombra parcial, se está dando un fallo en una interconexión, lo cual está limitando la corriente del string, reduciéndola de un 95% a un 85% de la corriente de corto-circuito ( $I_{sc}$ ). Por lo que al medir únicamente las tensiones el fallo no es detectado, debido a que todos los módulos tendrían la misma tensión.

**Medidas de tensión y corriente:** Si además de medir la tensión se mide también la corriente del módulo, es decir, su potencia de salida, en el caso de la Figura 2.20 se detectaría, como en el caso anterior,

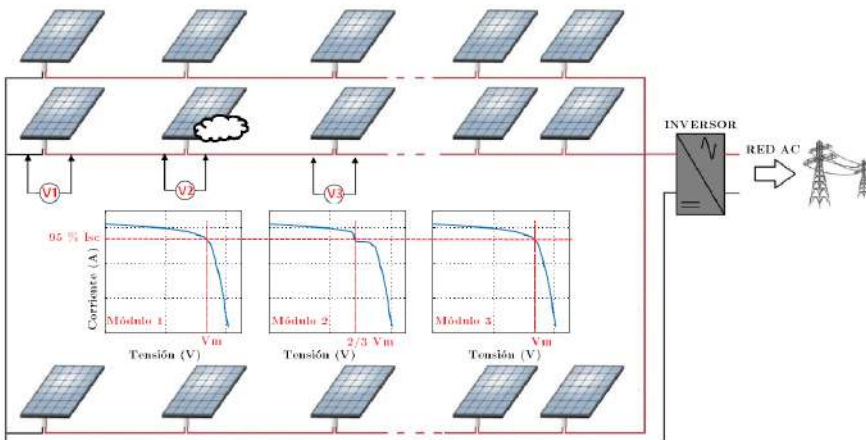


Figura 2.20. Sistema FV monitorizado a nivel de módulo, en el que uno de los módulos presenta una sombra parcial. Midiendo únicamente la tensión de módulo es posible detectar el fallo por diferencia de tensiones entre módulos.

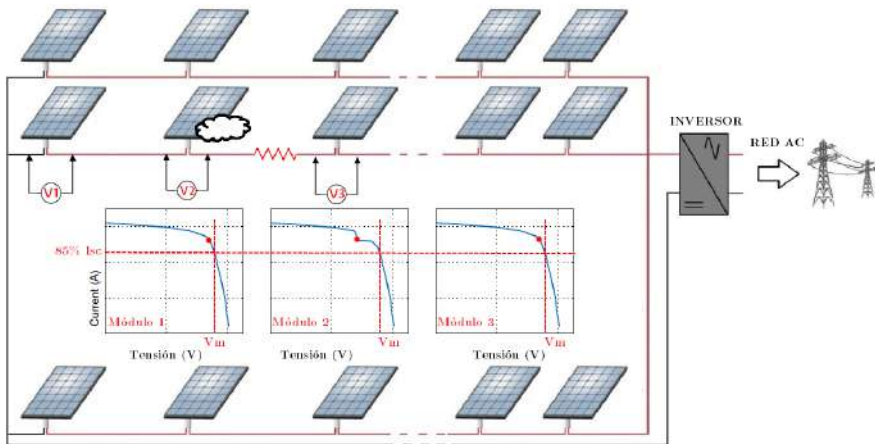


Figura 2.21. Sistema FV monitorizado a nivel de módulo, en el que uno de los módulos presenta una sombra parcial y una limitación en corriente que afecta a todo el string.

tanto el fallo como el módulo responsable del mismo. En el caso de la Figura 2.21, a diferencia del método anterior, el fallo sí que sería detectado al medir una corriente inferior a la esperada (e inferior a la del resto de strings). Sin embargo, no se podría determinar cuál es el módulo responsable dentro del string.

Esta técnica es utilizada en los optimizadores de potencia, como los fabricados por SolarEdge o Tigo, que combinan la medida de la potencia del módulo para motorización con técnicas de seguimiento del punto de máxima potencia (MPP, maximum power point). La medida de estos parámetros se ha utilizado frecuentemente [163, 164, 98, 165, 159], pero con estas medidas, aunque se pueden determinar las pérdidas de potencia, no es posible identificar la causa de ellas, si se están dando en el propio módulo o en el resto del sistema y la pérdida se debe a un desajuste en el módulo.

**Medidas de tensión, corriente y sus variaciones:** Si se añaden dos parámetros más, las variaciones de la tensión y la corriente, se obtiene la curva I-V del módulo, la cual permite caracterizar eléctricamente al módulo y determinar el origen de las pérdidas de potencia.

La curva I-V, tal y como se ha descrito en la sección 2.1, representa los pares de valores de tensión y corriente que puede tomar un módulo FV en sus distintos puntos de operación, para unos

valores de temperatura e iluminación determinados. La curva I-V, cuyo modelo se representa mediante la ecuación 2.6 y se muestra en la Figura 2.4, permite caracterizar eléctricamente al módulo. Los distintos defectos descritos en la sección 2.2 afectan a dicha característica. Viéndose los parámetros principales de la curva ( $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$ ,  $R_s$ ,  $R_{sh}$  ...) alterados ante la presencia de defectos.

La característica I-V del módulo se mide mediante los trazadores de curva I-V, midiendo un conjunto de puntos de operación del módulo desde corto-circuito a circuito-abierto y viceversa. De esta manera es posible conocer las características eléctricas del módulo y determinar el estado del mismo. En la sección 2.3.3 se desarrolla el funcionamiento de estos dispositivos.

### 2.3.3 TRAZADORES DE CURVA I-V

Los trazadores de curva I-V obtienen la característica de los módulos FV midiendo pares de valores de corriente y tensión desde corto-circuito hasta circuito-abierto y viceversa. El conocimiento de la curva I-V, de acuerdo a la sección 2.1, permite caracterizar eléctricamente a los módulos FV y determinar su estado. Para ello, se han propuesto diferentes métodos que permiten medir la característica I-V, cuya diferencia principal es el tipo de carga variable en la que se basan: cargas resistivas, convertidores continua-continua (DC-DC), cargas electrónicas basadas en transistores o cargas capacitivas. Todos estos métodos se fundamentan en conectar dicha carga variable al módulo, para lograr que la corriente del módulo varíe desde cero ( $V_{oc}$ ) hasta el valor máximo ( $I_{sc}$ ).

Los métodos basados en carga resistiva [166, 167, 168, 169], conectan un conjunto de resistencias al módulo, limitando su corriente de salida a diferentes valores y midiendo su punto correspondiente de la curva I-V. A fin de obtener múltiples puntos de la curva, estos métodos combinan resistencias en serie y paralelo mediante una serie de switches, obteniendo un punto de la curva para cada valor de resistencia. De tal forma que con 48 puntos [167], es decir, con 48 combinaciones de resistencias distintas, se logra medir la curva I-V con buenos resultados.

Estos métodos, sin embargo, están limitados por la potencia que pueda disipar dicha carga. Por ello únicamente se utilizan en módulos de baja potencia o en células FV, ya que las resistencias de alta potencia son limitadas y caras.

A fin de evitar el problema de la limitación de potencia de las cargas resistivas, otra propuesta son los métodos basados en convertidores DC-DC. En estas propuestas, el módulo se conecta a la entrada del convertidor DC-DC y la salida se conecta a una carga resistiva. Donde los convertidores DC-DC, modificando su ciclo de trabajo, permiten emular una resistencia variable y obtener distintas potencias de salida, es decir, diferentes puntos de la curva I-V del módulo.

Dentro de los convertidores DC-DC, los tres más típicos son: convertidores Buck, Boost y Buck-Boost. Los convertidores Buck no permiten emular resistencias inferiores a las de su carga, por lo que no pueden llegar a valores cercanos a corto-circuito. Por otro lado, los convertidores Boost, a su vez, no pueden emular impedancias mayores que la de carga, por lo que no pueden alcanzar valores de circuito-abierto. Por ello, todas las propuestas basadas en convertidores DC-DC implementan soluciones basadas en el convertidor Buck-Boost [170, 171, 172] o variaciones [173]. Otros autores [174] han propuesto soluciones basadas en el circuito Boost, logrando precisiones en el rango de 1-5 %, pero con la limitación de no poder medir puntos de operación cercanos a circuito-abierto, donde solo es posible realizar una estimación.

Entre el resto de alternativas propuestas en la literatura, esta la de sustituir la carga resistiva por una carga electrónica basada en diferentes transistores: MOSFET [175, 176, 177, 178], BJT [179] o IGBT [180]. Estos circuitos permiten controlar la corriente de la carga, obteniendo diferentes puntos a lo largo de la curva I-V.

Por último, los trazadores de curva I-V basados en carga capacitiva tienen un comportamiento similar. Estos dispositivos mueven el punto de operación del módulo con la carga y descarga de un número variable de condensadores, los cuales están controlados mediante múltiples switches [181, 182, 183, 184, 185, 186]. Los condensadores

empleados suelen ser de gran tamaño, en el orden de los milifaradios, combinándose entre ellos para lograr capacidades superiores.

La Figura 2.22 muestra el esquema simplificado de un trazador de curva I-V basado en carga capacitiva. Inicialmente, el condensador está descargado y el switch abierto. Cuando el switch se cierra, el módulo aplica su corriente de corto-circuito al condensador y éste empieza a cargarse. Esta carga del condensador genera que el punto de operación del módulo FV se desplace desde corto-circuito hasta circuito abierto, donde termina la carga del condensador. De manera que, midiendo la tensión y corriente del condensador es posible obtener la curva I-V del módulo.

Concluyendo, los trazadores de curva I-V, indistintamente de cuál sea la metodología empleada, son capaces de medir la curva I-V completa del módulo con bajo error. Normalmente, estas medidas se utilizan en combinación con sensores de irradiación solar y temperatura, con el propósito de caracterizar completamente el módulo. Sin embargo, la mayoría de estos métodos presentan tres limitaciones:

- Los trazadores miden la curva I-V completa. Esto implica que deben soportar tensiones en torno a los 40 V y corrientes de hasta 9 A, disipando en la zona de máxima potencia, potencias en el rango de los cientos de vatios. Por ello, los componentes electrónicos utilizados deben ser de potencia y los condensadores en el rango de los milifaradios. Esto implica

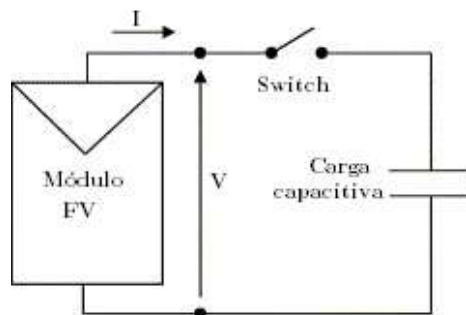


Figura 2.22. Carga capacitiva ideal para un módulo FV, basada en un condensador y un switch.

que el consumo de potencia y el coste de los trazadores de curva I-V es muy elevado.

- No es posible medir un módulo FV mediante este método mientras está conectado al resto del sistema. Estos métodos requieren que el módulo se desconecte del sistema al menos 5 minutos antes de ser medido [182] para alcanzar un régimen térmico estable, con las subsecuentes pérdidas de potencia [187].
- Por último, estas técnicas requieren de tiempos de medida largos, en el orden de los cientos de milisegundos, especialmente para módulos con tiempos de respuesta elevados. Si las condiciones de operación (temperatura e irradiación solar) no se mantienen estables durante la medida, ésta puede verse afectada.

## 2.4 DISCUSIÓN Y LIMITACIONES

De acuerdo a los estudios realizados hasta la fecha, se observa [14, 16] una relación entre el nivel de monitorización de los sistemas FV y el PR de los mismos. Los fallos que pueden afectar a los módulos y al resto del sistema provocan pérdidas de rendimiento, reduciendo la rentabilidad de los sistemas FV. Así mismo, muchos de los fallos en los módulos aceleran su degradación, reduciendo su vida útil.

Por ello, es de vital importancia monitorizar los sistemas FV, con el objetivo de optimizar los ciclos de mantenimiento y maximizar los beneficios del sistema. Para lograr un máximo beneficio, la monitorización debe aportar información útil a la hora de determinar si existe algún problema en el sistema o no. El sistema de monitorización debe cumplir con esta función con bajo coste y debe ser automatizable, facilitando una monitorización continua y automática del sistema FV. Para ello, se han propuesto numerosos sistemas de monitorización, que se pueden agrupar en técnicas orientadas a grupos de módulos y a módulos individuales.

Las técnicas orientadas a medir grupos de módulos, típicamente a nivel de inversor, son métodos de bajo coste y fácilmente automatizables. Estos métodos combinan la salida del inversor con



datos de irradiación solar y temperatura, obtenidos mediante datos de satélite o sensores en el sistema [126, 127, 130], para estimar las pérdidas. Otros autores, estiman las pérdidas mediante análisis estadístico comparando el sistema con sistemas vecinos [135, 137]. Sin embargo, estos métodos presentan limitaciones a la hora de detectar pérdidas inferiores al 10 % a nivel de inversor [138] con la consecuencia económica que ello implica. Asimismo, aún en el caso de que se detecte una falta en el sistema, estos métodos no identifican cual es el módulo causante de la misma, lo cual supondría un tiempo de inspección adicional hasta detectar el módulo causante de la pérdida. Aunque estos métodos son buenos indicadores de la potencia generada por el sistema, dan poca información del estado de los módulos o de comportamientos anómalos en los mismos [30].

Los métodos orientados a monitorizar módulos individuales presentan distintas técnicas como: inspección visual, IR o EL. Las dos primeras son automatizables mediante el uso de drones [144, 146]. EL [156, 157] es la técnica más precisa de todas, sin embargo, requiere de la presencia de operarios en el sistema, lo cual incrementa los costes. Asimismo, los sistemas FV frecuentemente están ubicados en zonas remotas o de difícil acceso, con el riesgo que ello supone. Esto implica que, aunque esta técnica es capaz de caracterizar completamente el módulo, su uso en sistemas FV de manera continuada durante su operación no sea viable.

Las medidas basadas en parámetros eléctricos como tensión [160, 161] o potencia de los módulos [164] requieren incluir un circuito electrónico en cada módulo. Son fácilmente automatizables, por lo que posibilitan la monitorización continua de los módulos individualmente. Sin embargo, presentan ciertas limitaciones a la hora de detectar algunos tipos de fallos, tal y como se ha descrito en la sección 2.3.2.

Por último, los trazadores de curva I-V [168, 171, 174, 184, 185], descritos en la sección 2.3.3, miden la curva I-V completa. Estos sistemas permiten obtener las características del módulo y detectar los diferentes faltas que pueda tener, sin embargo, presentan tres limitaciones [182]. La primera es que manejan la potencia completa del módulo, por lo que requieren componentes de electrónica de

potencia y condensadores en el orden de los milifaradios. Esto hace que los trazadores sean equipos de elevado coste. Segundo, requieren de la desconexión del módulo del string previamente a su medida. Tercero, tienen tiempos de medida en el rango de los cientos de milisegundos, necesitando condiciones de operación estables. Estas tres limitaciones dificultan su implementación para la monitorización continuada y automática de módulos FV en sistemas de gran tamaño, tanto en términos de automatización como de rentabilidad económica.

## 2.5 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

De acuerdo al análisis bibliográfico realizado y las limitaciones que presentan las metodologías de monitorización propuestas en la literatura hasta el momento, el objetivo principal de este trabajo de tesis doctoral es establecer una nueva metodología que permita determinar el correcto funcionamiento de la totalidad de un sistema FV. Dicha metodología, basada en un circuito electrónico, debe ser competitiva en coste e implementable a nivel de módulo. Para alcanzar el objetivo general propuesto en esta tesis, se definen los siguientes objetivos específicos:

- *Definición de la metodología del sistema de monitorización.* Se definirá la metodología a emplear para la medida de módulos individuales. Este sistema será capaz de realizar mediciones parciales de la curva I-V de cada módulo y estimar sus características. La metodología propuesta se basa en un circuito electrónico de baja potencia que utiliza únicamente condensadores en el rango de las decenas de los microfaradios. Dentro del desarrollo de este trabajo de tesis se incluye el diseño y la fabricación de varios prototipos de este circuito electrónico. Este objetivo se desarrolla en el Capítulo 3 de este documento de tesis.
- *Fiabilidad de los resultados y obtención de la característica I-V.* Se evaluará si a partir del circuito electrónico propuesto en el Capítulo 3 es posible obtener medidas fiables de los módulos y recomponer su característica I-V para distintos tipos de

módulos conectados en un string. Este objetivo se desarrolla en los Capítulos 4 y 5 de este documento.

- *Alternativas para las comunicaciones del sistema de monitorización.* Se realizará un análisis preliminar de las mejores alternativas propuestas en la literatura para implementar la metodología de monitorización propuesta en un sistema FV de gran tamaño. Esto se estudia en el Capítulo 6.

# 3 | METODOLOGÍA DE MONITORIZACIÓN

En este capítulo se desarrolla y evalúa la metodología planteada en la sección 2.5 para la monitorización de sistemas FV a nivel de módulo. En la Sección 3.1 se describe en más detalle la metodología, así como el funcionamiento de los distintos elementos que la componen. Dicha metodología se evaluó en un sistema experimental desarrollado en laboratorio, tal y como se indica en la Sección 3.2. A continuación, en base a los resultados obtenidos, se propone un rango de capacidades óptimas para la medida de los módulos FV. Finalmente, en la Sección 3.3 se plasman las conclusiones de este Capítulo.

## 3.1 METODOLOGÍA PROPUESTA

De acuerdo a los métodos de monitorización propuestos en la literatura y que han sido expuestos en el Capítulo 2, no existe un consenso evidente de cuál es la mejor metodología para la detección de defectos en módulos FV. Principalmente, los métodos propuestos para detección de defectos en módulos FV se dividen en métodos orientados a nivel de sistema FV y métodos orientados a nivel de módulo. Dichos métodos, a su vez, presentan ventajas e inconvenientes. Los métodos orientados a nivel de sistema FV,

aunque son métodos de bajo coste y fácil automatización, presentan una capacidad reducida para detectar defectos en uno o unos pocos módulos. Por otro lado, los métodos orientados a nivel de módulo, presentan mayor precisión a la hora de localizar los defectos en módulos individuales, pero en contrapartida no son fácilmente automatizables y su coste es elevado.

Dentro de los métodos a nivel de módulo presentes en la literatura, en la sección 2.3.3 se han descrito los trazadores de curva I-V, los cuales permiten obtener la curva I-V completa del módulo FV. Sin embargo, para ello, requieren de componentes de electrónica de potencia y condensadores en el rango de los milifaradios. Así mismo, para lograr obtener la curva I-V, precisan de la desconexión del módulo del resto del string unos minutos antes realizar la medida, la cual requiere de unos cientos de milisegundos.

La medida de la curva I-V de los módulos FV, es un método muy extendido para la caracterización de los módulos FV y para la detección de defectos. Sin embargo, tal y como se ha descrito en la sección 2.3.3, las desventajas que presentan implican que los trazadores de curva I-V no son soluciones viables para la monitorización continua y automática, especialmente en sistemas FV de gran tamaño.

Como consecuencia de ello, el objetivo principal de esta tesis es establecer una metodología de monitorización a nivel de módulo, basada en un circuito electrónico, que permita determinar el correcto funcionamiento de la totalidad de un sistema FV. El circuito electrónico deberá ser capaz de tomar medidas parciales de la curva I-V de los módulos FV, a fin de recomponer sus características, de manera continua y sin alterar su normal funcionamiento. Estas medidas parciales de la curva I-V adquiridas por el circuito electrónico, son, a su vez, el resultado de pequeñas perturbaciones originadas por el circuito electrónico en el módulo FV. Dichas perturbaciones, con duración del orden de los milisegundos, no requieren de componentes de electrónica de potencia y utiliza condensadores en el rango de las decenas de microfaradios.

El sistema de monitorización propuesto se divide en dos elementos. En primer lugar, un circuito electrónico, al que se ha denominado

Circuito de Monitorización (monitoring circuit, MC) anexionado a cada módulo FV. En segundo lugar una unidad de control (control unit, CU) para el sistema FV completo. Tal y como se muestra en la Figura 3.1, el MC se conecta en paralelo a cada módulo FV. Al estar conectado en paralelo, el sistema de monitorización no interfiere con la operación normal de los módulos FV. La CU, mediante un sistema de comunicaciones, se conecta a cada uno de los MC del sistema para controlar el sistema de monitorización completo.

Desde la CU se puede medir cada módulo de manera individual, ordenando a cada MC correspondiente que mida su propio módulo, de acuerdo a la Figura 3.1, y envíe los datos adquiridos. Seguidamente, los datos son recibidos y procesados por la CU para estimar el estado del módulo FV medido. Así mismo, desde la CU es posible visualizar los datos del módulo mediante una interfaz gráfica. Por lo que, con una única CU, tal y como se observa en la Figura 3.1, se podría monitorizar cientos o incluso miles de módulos FV.

En las siguientes secciones se describe el funcionamiento de los distintos elementos de la metodología propuesta. En la Sección 3.1.1

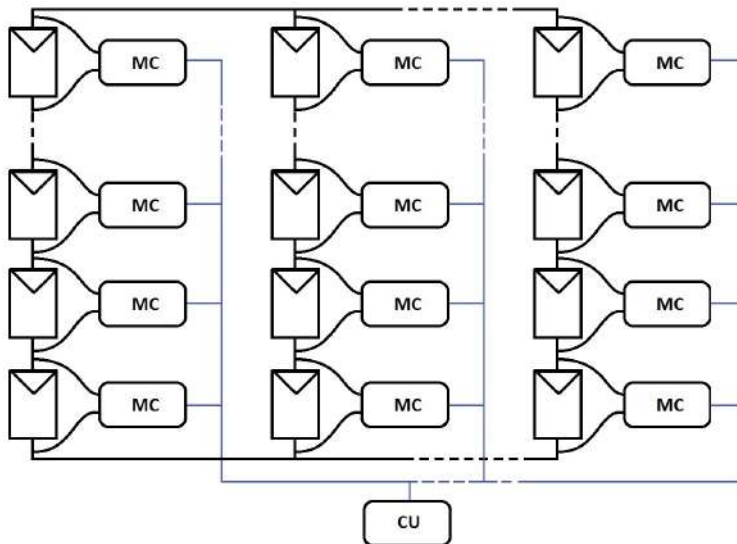


Figura 3.1. Propuesta de metodología de monitorización para un sistema FV completo. Un circuito de monitorización (MC) para cada módulo y una unidad de control (CU) para el sistema completo.

se describe el MC con sus distintos elementos y en la Sección 3.1.2 su lógica de funcionamiento. A continuación, en la Sección 3.1.3 se describe el desarrollo de los prototipos para la validación de la metodología de monitorización y la propuesta de interconexión implementada para finalizar en la Sección 3.1.4 con el funcionamiento de la CU .

### 3.1.1 CIRCUITO DE MONITORIZACIÓN

La Figura 3.2 muestra el diagrama de bloques y conexiones del MC. El MC se divide en dos partes aisladas eléctricamente, separadas por una línea vertical discontinua tal y como se muestra en la Figura 3.2. La parte izquierda del MC muestra la parte propia del sensor, el cual se alimenta a partir del propio módulo mediante un DC/DC, mientras que la parte derecha es exclusivamente para el sistema de comunicaciones, que permite controlar cada MC desde la CU y enviarle los datos obtenidos de cada módulo FV.

Los elementos principales del MC son los bloques del circuito de control y de medidas y cuatro conexiones para conectarse al sistema FV. Dichas conexiones, de abajo hacia arriba son para conectar el MC

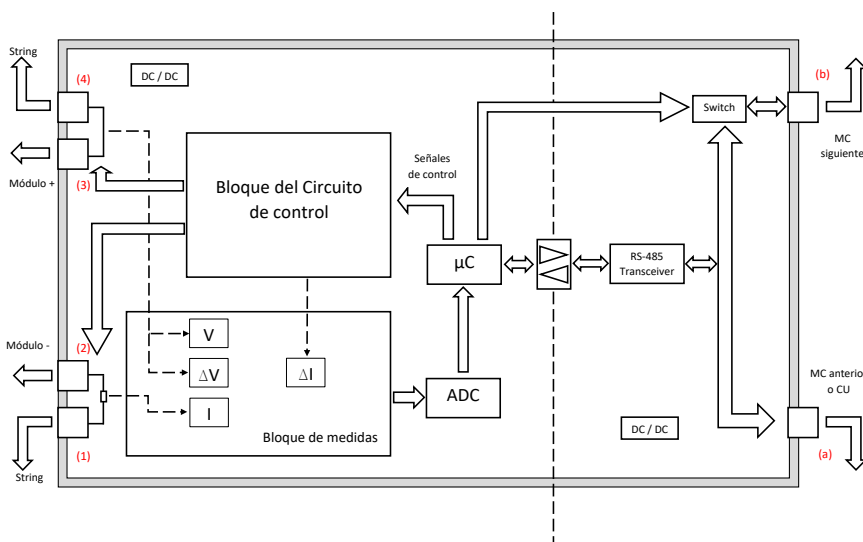


Figura 3.2. Diagrama de bloques detallado del sensor MC.

con: (1) el módulo anterior, (2) el negativo del módulo actual, (3) el positivo del módulo actual y (4) el siguiente módulo. Los conectores (1) y (2) se encuentran unidos dentro del MC, mediante un shunt de  $5\text{ m}\Omega$ , para el sensado de la corriente y los conectores (3) y (4) se encuentran corto-circuitados.

El bloque del circuito de control es controlado desde un microcontrolador y se basa en 2 condensadores y 6 switches. De los 6 switches, 4 son transistores que están controlados desde el microprocesador y 2 son diodos controlados por el sentido de la corriente. El objetivo de este bloque es producir variaciones en el punto de operación del módulo mediante la carga y descarga de los dos condensadores. Por medio de esta operación, inyecta o sustrae una pequeña corriente del módulo (0.3 A), perturbando así su punto de operación. El funcionamiento de este bloque se explica en profundidad en la Sección 3.1.2.

El siguiente bloque es el de medida, en el cual se adquieren cuatro señales distintas, dos en estática y dos en dinámica generadas a partir del bloque de control. Las medidas en estática son la tensión del módulo, medida a través de un divisor de tensión, y su corriente, medida en un shunt de  $5\text{ m}\Omega$  entre los conectores (1) y (2). Esta resistencia de sensado de corriente se encuentra en serie con el string, por lo que por la resistencia circula toda la corriente de dicho string y al ser de reducido valor su disipación es mínima. Así mismo, durante las variaciones del punto de operación provocadas por el circuito de control, se mide la dinámica de la tensión y la corriente. Esta variación de corriente, se mide en unas resistencias de elevado valor, conectadas al MC pero no al string. Posteriormente, las señales adquiridas, tras una etapa de filtrado y acondicionado, son digitalizadas con 12 bits de resolución y adquiridas por el microcontrolador. Finalmente, mediante el sistema de comunicaciones el MC envía dichas señales a la CU, a fin de reconstruir la curva I-V del módulo.

### 3.1.2 LÓGICA DE OPERACIÓN

En esta Sección se describe la metodología empleada para la monitorización de los módulos FV mediante el MC. El MC tiene cuatro modos de operación, tal y como se muestra en la



Figura 3.3. Un primer modo, reposo, que se corresponde con el estado inicial y tres modos que le suceden T1, T2 y T3, propios de la secuencia de monitorización. El objetivo principal de la secuencia de monitorización es producir y medir pequeñas y rápidas variaciones en el punto de operación del módulo FV para, a partir de los datos adquiridos, reconstruir la curva I-V del módulo. La Figura 3.3 muestra la dinámica de la tensión y la corriente del módulo debido a dicha secuencia, durante los diferentes estados.

La Figura 3.4 muestra el esquema simplificado del MC conectado a un módulo FV intermedio dentro de un string. Aunque en la Figura 3.4 solo se muestra un MC, en una aplicación real de implementación de la metodología propuesta para monitorización de los sistema FV, cada módulo FV del sistema tendría conectado un MC. Tal y como se ha descrito en la Sección 3.1.1, el MC es un circuito basado en una carga capacitiva, mediante la cual es capaz de producir y medir variaciones pequeñas y rápidas en el punto de operación del módulo. Para lo cual, únicamente precisa de componentes de baja potencia. El MC se alimenta desde el propio módulo y la carga capacitiva en la que se basa para generar y medir variaciones, se compone de dos pequeños condensadores de 22  $\mu\text{F}$  de tántalo controlados mediante 6 switches. De los cuales, dos switches (diodos) son únicamente controlados por la por la dirección de la corriente y cuatro switches (transistores SW1, SW2, Q1 y Q2) son controlados por un  $\mu\text{C}$  de 8-bits (MCU en la Figura 3.4).

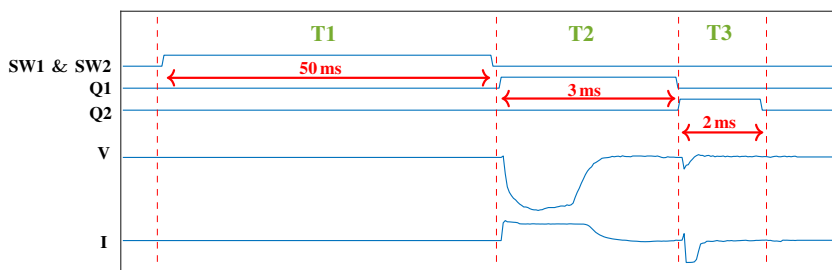


Figura 3.3. Diagrama de operación del MC. El MC tiene cuatro estados de operación: Reposo (estado inicial) y T1, T2 y T3, los tres pasos de la secuencia de monitorización. Los niveles altos en las tres primeras señales están asociados con la activación de sus correspondientes switches. Figura sin los ejes a escala.

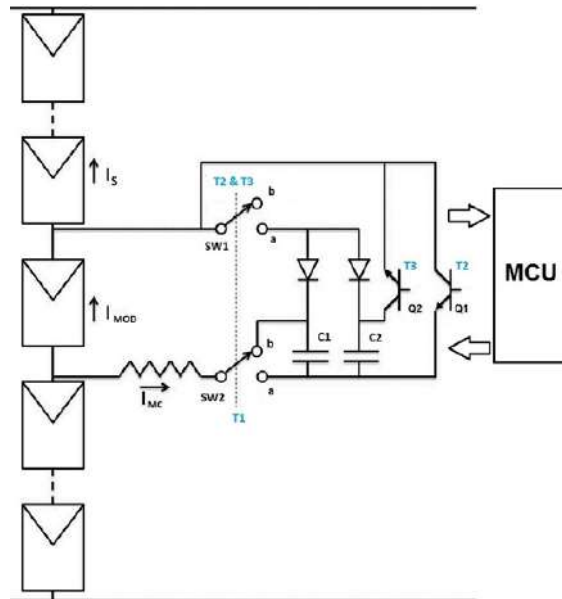


Figura 3.4. Esquema simplificado del MC conectado a un módulo en un string. El circuito se basa en dos condensadores (C1 y C2), seis switches, incluyendo: dos diodos y cuatro transistores (SW1, SW2, Q1 y Q2) y un microcontrolador (MCU). Las etiquetas azules T1, T2 y T3 indican los pasos de la secuencia en los que los switches están activados.

Durante el modo de reposo los switches SW1 y SW2 están en la posición "b", como se muestra en la Figura 3.4, y los transistores Q1 y Q2 se encuentran en corte. Mientras que no se da la orden de medir el módulo FV, el MC se mantendrá en este modo de operación, sin extraer corriente del módulo a fin de reducir el consumo al mínimo. Sin embargo, cuando la CU ordena al MC que mida el módulo, orden que puede darse de manera periódica a lo largo del día, el MC inicia la secuencia de monitorización (T1, T2 y T3) que se describe en la Figura 3.3.

En el primer paso de la secuencia de monitorización, T1, SW1 y SW2 conmutan a la posición "a", permaneciendo Q1 y Q2 en corte. De acuerdo a la Figura 3.5, durante esta transición C1 y C2, se cargan a la tensión de operación del módulo a través de los diodos. Las flechas rojas que se muestran en la figura indican el sentido de la corriente. Por otro lado, mediante circuitería adicional que no se muestra en la Figura 3.5, este proceso se realiza lentamente,

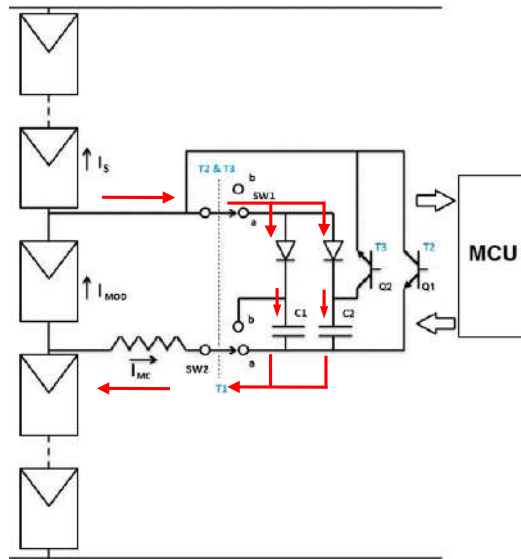


Figura 3.5. Esquema simplificado del MC conectado a un módulo en un string durante el paso T1 de la secuencia de monitorización. Las flechas rojas indican el sentido de la corriente.

sustrayendo solo una pequeña corriente del módulo. De este modo, de acuerdo al diagrama de la Figura 3.3, el proceso de carga de los condensadores se realiza en 50 ms.

Durante el segundo paso, T2, SW1 y SW2 son conmutados nuevamente a la posición "b", cambiando Q1 a activa y permaneciendo Q2 en corte, tal y como se muestra en la Figura 3.6. Durante este paso, el circuito procede a la descarga del condensador C1 hacia el módulo, teniendo en cuenta la dirección de las flechas rojas. Donde, mediante la circuitería adicional no plasmada en la Figura 3.6, la corriente se ve limitada a 0.3 A. Una vez que el condensador C1 se ha descargado por completo, este vuelve a cargarse de nuevo a la tensión inversa del módulo FV. De tal forma, que el MC tiende a una nueva situación de equilibrio. La Figura 3.3 muestra la evolución de la corriente y la tensión del módulo durante el paso T2, con una duración de aproximadamente 3 ms. La corriente presenta un incremento en forma de escalón que hace que la tensión

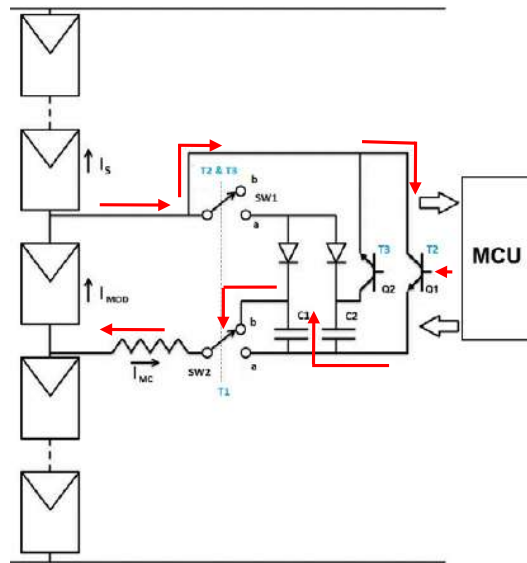


Figura 3.6. Esquema simplificado del MC conectado a un módulo en un string durante el paso T2 de la secuencia de monitorización. Las flechas rojas indican el sentido de la corriente.

del módulo disminuya, desplazando el punto de operación del módulo hacia corto-circuito.

Durante el último paso, T3, tanto el SW1 como el SW2 permanecen en la posición "b". De manera que, Q1 vuelve al modo de corte y Q2 cambia a activa, lográndose la configuración de la Figura 3.7. En este paso, los condensadores C1 y C2 se conectan en serie y se suman sus tensiones. Mediante la inyección de corriente, limitada a 0.3 A debido nuevamente a la circuitería adicional, se desplaza el punto de operación a tensiones mayores que la tensión de operación, es decir, hacia circuito-abierto.

El proceso completo de monitorización se completa en el orden de las decenas de milisegundos. Con un tiempo inferior a 50 ms para la carga de los condensadores, etapa durante la cual el punto de operación permanece inalterado, y un tiempo inferior a los 5 ms para el desplazamiento del punto de operación en ambos sentidos. Los bajos tiempos necesarios para la metodología de monitorización permiten usar únicamente componentes de baja

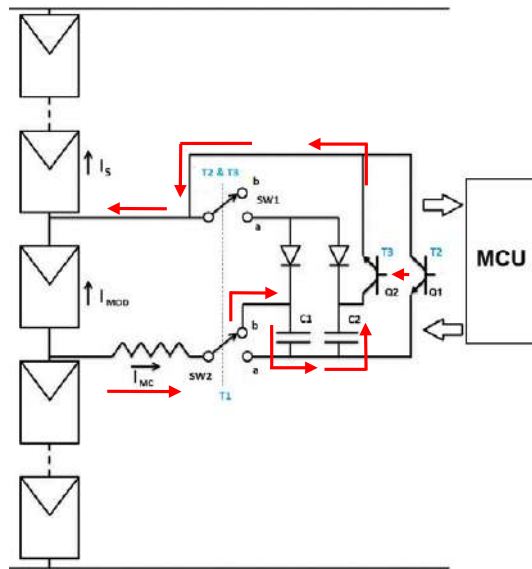
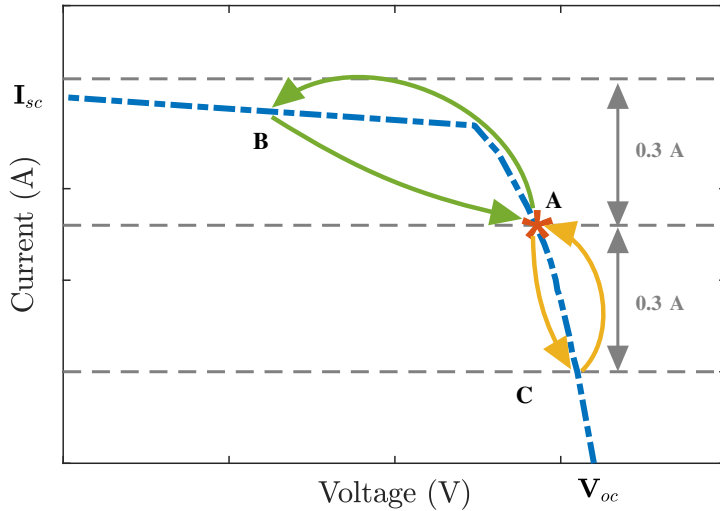


Figura 3.7. Esquema simplificado del MC conectado a un módulo en un string durante el paso T3 de la secuencia de monitorización. Las flechas rojas indican el sentido de la corriente.

potencia, sin electrónica de potencia, y cables de pequeña sección, evitando disipaciones térmicas. Así mismo, los tiempos cortos de medida, garantizan que las condiciones de operación (irradiación solar y temperatura) permanecen constantes durante la medida del módulo FV.

Mientras se desplaza el punto de operación del módulo en ambas direcciones, durante los pasos T2 y T3 de la secuencia de monitorización, el MC adquiere pares de valores de corriente y tensión tal y como se ha descrito en la Sección 3.1.1. El MC adquiere estas medidas con una resolución de 12 bits y un período de muestreo de  $35 \mu s$ , frecuencia máxima de adquisición del microcontrolador empleado. Tras la adquisición, el MC envía los datos a la CU y esta estima la curva I-V del módulo a partir de ellos. La Figura 3.8 muestra la evolución del punto de operación del módulo FV durante los pasos T2 (verde) y T3 (amarillo). Durante T2, la conexión del condensador C1 al módulo fuerza al punto de operación a seguir la curva verde superior del punto A al punto B. Una vez que el condensador se



**Figura 3.8.** Desplazamiento del punto de operación del módulo FV hacia corto-circuito y hacia circuito-abierto durante los pasos T2 y T3 de la secuencia de monitorización del MC.

ha descargado, el punto de operación retorna al punto A. Durante el paso T3, con la descarga de los dos condensadores, el punto de operación se desplaza de A a C, retornando finalmente al punto A de nuevo.

### 3.1.3 DESARROLLO DE UN PROTOTIPO PARA LA VALIDACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE MONITORIZACIÓN

Con el objetivo de validar la metodología de monitorización propuesta en un sistema FV se ha planteado un prototipo de dicha metodología, la cual incluye un prototipo del MC, otro de la CU y una propuesta para la configuración de la interconexión entre los distintos elementos del sistema de monitorización. La Figura 3.9 muestra la configuración de interconexión planteada durante este trabajo de tesis para los MC y la CU dentro de un sistema FV. En la figura se muestra un sistema FV con un MC para cada módulo y una CU para el sistema completo. Durante esta fase de validación, la CU se ha implementado en un ordenador personal, tal y como se describe en la sección 3.1.4.

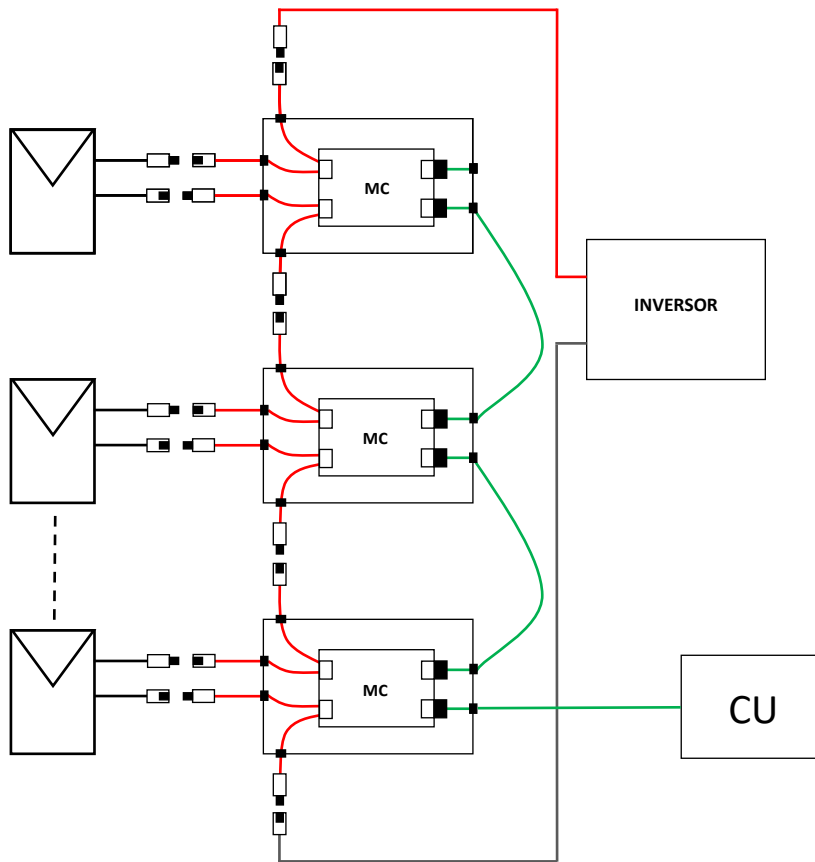


Figura 3.9. Propuesta de interconexión para la implementación de la metodología de monitorización dentro de un sistema FV.

Los 4 conectores descritos en la Sección 3.1.1, permiten conectar cada MC con su módulo correspondiente y con los módulos anteriores y siguientes, tal y como muestra el cableado rojo en la Figura 3.9. El MC a su vez, está conectado en paralelo al módulo. De este modo, el MC no influye en el normal funcionamiento del módulo. Durante el estado de reposo del MC, en el que no se está realizando ninguna medida, tanto el SW1 como el SW2 de la Figura 3.4 están abiertos, por lo que el MC no extrae corriente del módulo, siendo su consumo mínimo.

De cara a implementar el sistema de comunicaciones, cada MC consta de 2 conectores más que permiten interconectar en un bus de comunicaciones la CU y todos los MC, representado en color verde. La CU se conecta directamente al primer MC y el bus se extiende a los módulos superiores en el string. Durante este trabajo de tesis, debido a que el objetivo principal es validar la metodología de monitorización, se ha implementado un sistema de comunicaciones basado en el estándar de comunicación RS-485. Sin embargo, este sistema de comunicaciones no es viable para sistemas FV de gran tamaño, ya que esta solución para las comunicaciones requiere de cableado adicional. Lo cual, requeriría cablear nuevamente el sistema, con la consecuente inversión. Por ello, en el Capítulo 6 se analizarán diferentes alternativas para implementar las comunicaciones de este sistema de una forma más viable, tanto desde el punto de vista funcional como económico.

De acuerdo a la Figura 3.9, el bus de comunicaciones es compartido por todos los módulos del string. Por tanto, al alimentarse el sensor del módulo FV, cada MC tiene una referencia de tensión distinta. De manera que, el primer MC del string puede trabajar a unas tensiones entre 0 y 40 V respecto al punto más negativo del string. El segundo MC, que se alimenta del segundo módulo, respecto a la misma referencia trabajaría a unas tensiones de entre 40 y 80 V y así sucesivamente. Por ello, es necesario aislar cada MC y tener una alimentación común para todos los MC en el bloque de comunicaciones. La comunicación entre ambas regiones del MC se realiza mediante unos optoacopladores, que permiten la comunicación en ambas direcciones.

Finalmente, con el objetivo de validar la metodología propuesta para la monitorización de sistemas FV, así como el módulo MC, se desarrollaron diferentes prototipos. Para el desarrollo de los prototipos del MC se ha empleado un microprocesador de 8 bits de la familia PIC 16 de Microchip Technology (Chandler, Arizona, EEUU). La actualización de cada uno de estos prototipos, ha supuesto, tanto la incorporación de nuevas funcionalidades como la optimización de su diseño. Por ello, a fin de lograr una metodología más competitiva tanto en funcionalidad como en coste, la selección de los componentes y el diseño del mismo, han sido analizados en profundidad en cada



una de las actualizaciones. De manera que cada diseño, a su vez, a servido para aprender y mejorar hacia la solución propuesta.

La Figura 3.10 muestra los cuatro prototipos del MC realizados, ordenados cronológicamente de izquierda a derecha y de arriba a abajo. El primer prototipo fue realizado con el objetivo de realizar una prueba de concepto de la metodología propuesta. El segundo, por otro lado, presenta una estructura modular, la cual permitió definir claramente el cometido de cada uno de los bloques del MC, optimizando su diseño. El tercer prototipo, el primero fabricado fuera del laboratorio, presenta una serie de funcionalidades adicionales y la capacidad de integrarse en el bus de comunicaciones, a fin de monitorizar varios módulos de manera simultanea. Finalmente, el último prototipo es una optimización del previo en terminos de funcionalidad, tamaño y componentes.

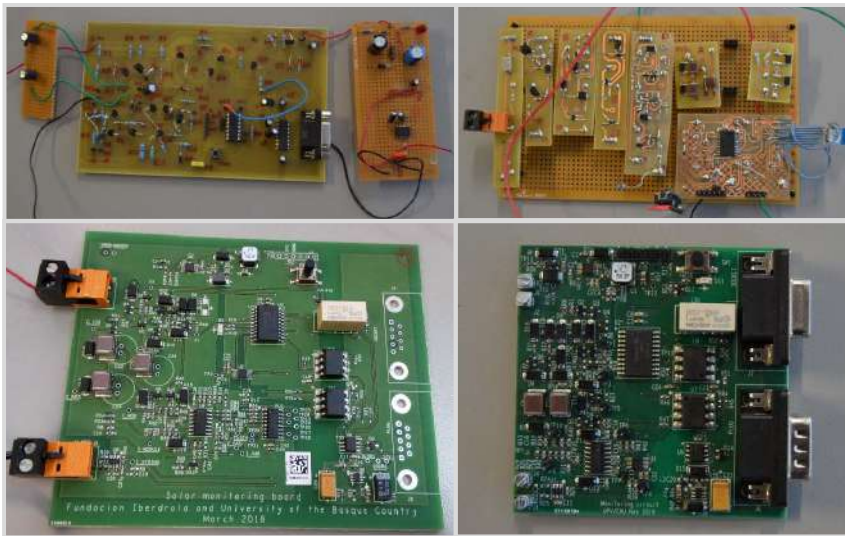


Figura 3.10. Prototipos del MC desarrollados durante el trabajo de tesis, de izquierda a derecha y de arriba a abajo, ordenados cronológicamente.

### 3.1.4 PROTOTIPO DE LA UNIDAD DE CONTROL

Tal y como se ha descrito previamente, en la sección 3.1.2, de los pasos T2 y T3 de la secuencia de monitorización de cada MC se

obtienen unos valores de tensión y corriente del módulo. Dichos valores son transmitidos a la CU, donde a partir de estos datos se obtiene la curva I-V para cada módulo FV.

Para ello, durante este trabajo de tesis se ha desarrollado una interfaz gráfica de usuario (GUI) en un ordenador personal. Dicha GUI permite controlar el sistema de monitorización y visualizar los resultados obtenidos. La Figura 3.11 muestra la GUI desarrollada en MATLAB (MathWorks Inc., Natick, MA, EEUU).

La GUI se encuentra dividida en varios bloques, encontrándose en la parte superior las funciones relativas a la configuración y realización de los ensayos y en la parte inferior la representación gráfica de los ensayos obtenidos. Las cuatro figuras de la izquierda muestran los valores de tensión y corriente obtenidos durante las

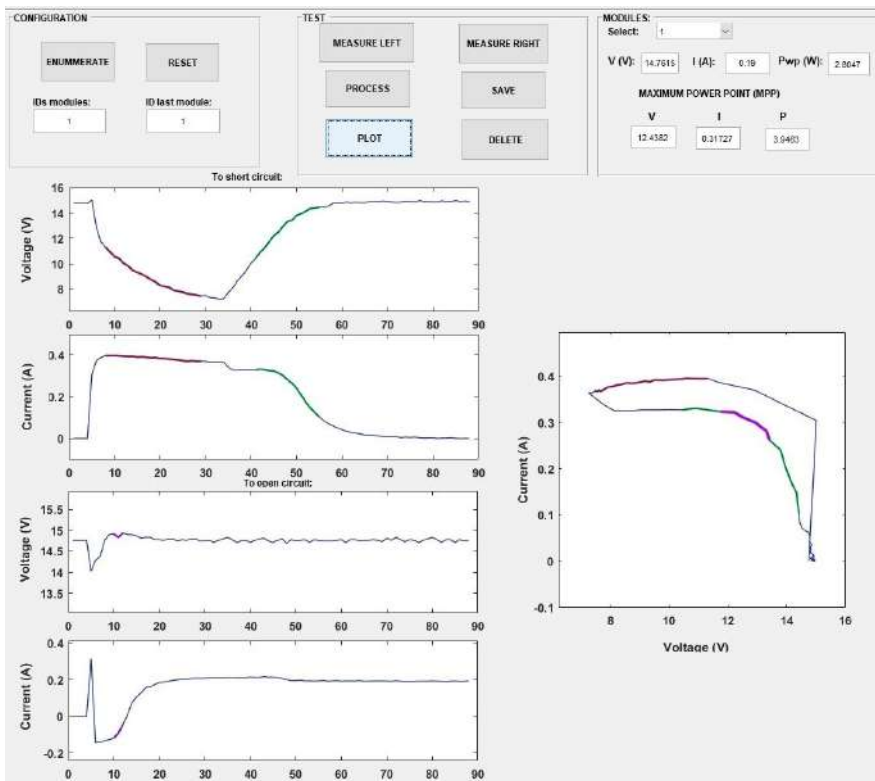


Figura 3.11. Interfaz gráfica de la CU desarrollada en MATLAB.

secuencias T2 (hacia corto-circuito) y T3 (hacia circuito-abierto). La figura central muestra la curva I-V obtenida, resaltándose en morado la región de máxima potencia.

Por último, los indicadores de la parte superior derecha muestran, para cada módulo FV, el punto de operación y el punto de máxima potencia del mismo. Parámetros que han sido calculados a partir de la derivada de la potencia respecto a la tensión.

## 3.2 EVALUACIÓN EN MÓDULOS DE BAJA CAPACIDAD PARÁSITA

A fin de evaluar la capacidad de la metodología propuesta para estimar la característica I-V del módulo, a partir de las medidas obtenidas mediante la secuencia descrita en la Sección 3.1.2, se evaluó el MC en un sistema experimental en el laboratorio.

La Sección 3.2.1 describe el sistema experimental desarrollado, seguidamente la Sección 3.2.2 detalla el proceso para obtener la curva I-V a partir de los datos obtenidos por el MC, denominada curva I-V dinámica. Posteriormente, en la Sección 3.2.3 se determina el error de medida obtenido para los diferentes puntos de operación respecto a una curva I-V de referencia, medida con largos tiempos de medida, denominada curva I-V estática. Finalmente, en la Sección 3.2.4 se determina el rango de capacidades óptimas para la medida.

### 3.2.1 SISTEMA EXPERIMENTAL EN LABORATORIO

Para evaluar el MC en el laboratorio se utilizó un módulo bifacial de 25 W de Isotón iluminado mediante 18 lámparas, cuyo nivel de iluminación podía ser ajustado. De manera que, poder modificar el nivel de iluminación del módulo permitió evaluar la metodología de monitorización propuesta bajo diferentes condiciones de iluminación y en diferentes estados.

La Figura 3.12 representa un esquema simplificado del sistema de test utilizado para evaluar la metodología. En la Figura 3.13 inferior se muestra el módulo de 25 W y el sistema de iluminación. De acuerdo a la Figura 3.12, el módulo se conecta en serie a una fuente de alimentación (Figura 3.13, superior) actuando de este modo como una fuente de corriente. La cual puede variar entre 0 y 5 amperios y

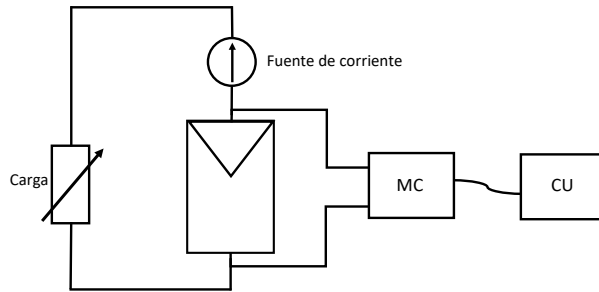


Figura 3.12. Esquema del sistema de test experimental. Módulo FV conectado a una fuente de alimentación y una carga electrónica. El MC se conecta en paralelo al módulo y, a su vez, a la CU a través de una red aislada eléctricamente.

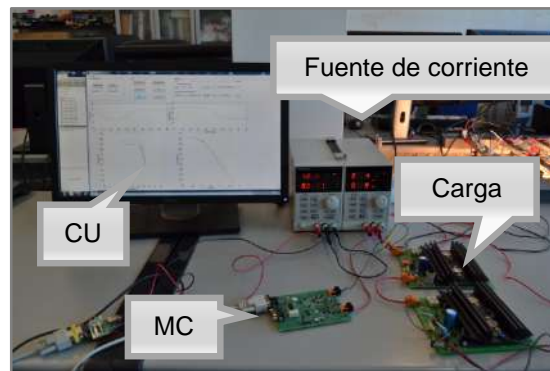


Figura 3.13. Sistema experimental montado. MC, CU, cargas electrónicas y fuente de corriente (arriba) y módulo FV e iluminación (abajo).

entre 0 y 30 voltios. Dicha fuente y el módulo se conectan en serie a

una carga electrónica. Esta carga electrónica, formada por dos cargas, de acuerdo a la Figura 3.13 superior, presenta una tensión total de 26 V (13 V cada una). Una vez implementado el sistema de test, es posible ajustar el punto de operación del módulo, modificando la limitación de corriente de la fuente de corriente.

Finalmente, el MC es conectado en paralelo al módulo (Figura 3.13) utilizando los mismos puntos en los que se ha conectado la fuente de corriente y la carga electrónica. El MC es conectado a la CU mediante el protocolo de comunicaciones RS-485. En este caso, tal y como se ha descrito en la sección 3.1.4, la CU consiste en un ordenador personal con una GUI desarrollada en MATLAB para monitorizar el módulo FV. Por tanto, desde la GUI se ordena al MC realizar las perturbaciones en el punto de operación, adquirir los datos medidos originados por dicha perturbación y procesarlos para obtener la curva I-V característica del módulo FV alrededor del punto de operación. Por lo que, los resultados mostrados en este capítulo, se corresponden a datos reales extraídos de la GUI.

### 3.2.2 OBTENCIÓN CURVA I-V DINÁMICA

A fin de evaluar la concordancia entre la característica I-V estática del módulo y los datos dinámicos obtenidos por el MC mediante la secuencia explicada en la sección 3.1.2, primeramente se midió la característica I-V estática del módulo sin conectar el MC. Para este experimento, la curva I-V estática del módulo presentó unos valores de  $V_{oc} = 15.5 \text{ V}$  e  $I_{sc} = 0.45 \text{ A}$ . A continuación, mediante la fuente de corriente, se ajustó el punto de operación a  $I_m = 0.19 \text{ A}$  y  $V_m = 14.9 \text{ V}$ , conectando posteriormente el MC al módulo, tal y como se ha descrito en la sección 3.2.1.

Una vez conectado todos los elementos, se inicia el proceso de medida de acuerdo a lo descrito en la Sección 3.1.2. Por consiguiente, se inicia con la carga de los condensadores durante el paso T1 de la secuencia de monitorización. A continuación, en el paso T2, el punto de operación del módulo es desplazado hacia corto-circuito. La Figura 3.14 muestra la ubicación del módulo bajo medida en el string. En este experimento, el string es emulado por la fuente de corriente. Donde  $I_{mod}$  es la corriente del módulo,  $I_s$  la corriente del string e

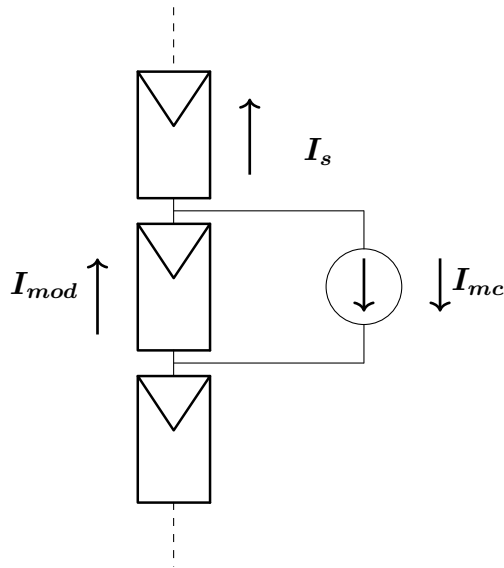


Figura 3.14. Ubicación del módulo FV bajo medida en el string.  $I_{mod}$  es la corriente del módulo,  $I_s$  la corriente del string e  $I_{mc}$  la corriente del circuito de monitorización.

$I_{mc}$  la corriente del circuito de monitorización. Cualquier corriente transitoria en  $I_{mc}$  tiene un efecto muy pequeño en la corriente del string, debido a la dinámica que presenta el sistema FV. De manera que fuerza a la corriente del módulo a moverse de acuerdo a la ecuación 3.1, lo cual facilita la medida de la corriente del módulo.

$$I_{mod} = I_s + I_{mc} \quad (3.1)$$

Tal y como se muestra en la Figura 3.15,  $I_{mc}$  es una función de tipo escalón de aproximadamente 0.3 A que desplaza el punto de operación 5 V hacia corto-circuito en aproximadamente 0.25 ms (sección 1 en la Figura 3.15). El MC, mediante la circuitería adicional, limita la corriente inyectada en el módulo, manteniéndola a 0.3 A hasta que el condensador C1 se descarga (sección 2). Finalmente, la corriente de salida del módulo comienza a decrecer (sección 3) y la tensión del módulo comienza a recuperarse hasta retornar al punto de operación inicial. La secuencia completa dura menos de 3 ms.

Conforme a los valores obtenidos en la Figura 3.15, la Figura 3.16 muestra la representación de dichos valores frente a la característica

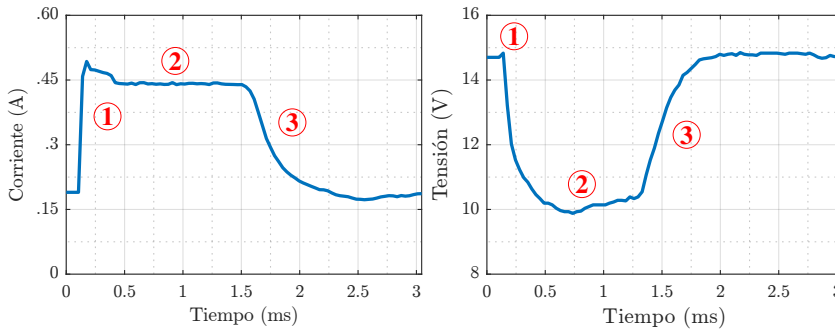


Figura 3.15. Evolución de la corriente y tensión del módulo durante el paso T2 de la secuencia de monitorización, desplazando el punto de operación del módulo hacia corto-circuito. La figura muestra la corriente (izquierda) y tensión (derecha) del módulo. Se identifican tres secciones: sección 1 (movimiento del punto de operación hacia corto-circuito), sección 2 (descarga del condensador C1) y sección 3 (retorno a equilibrio).

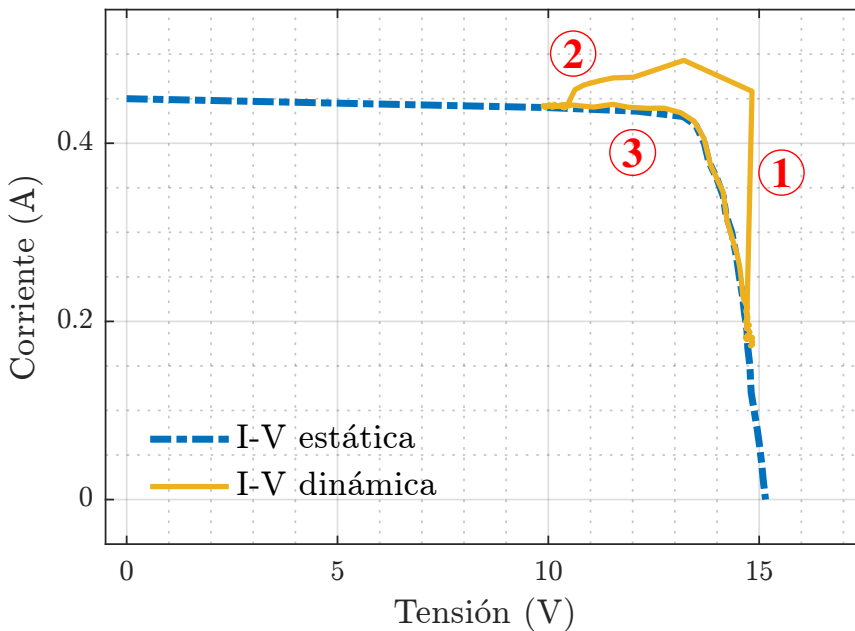
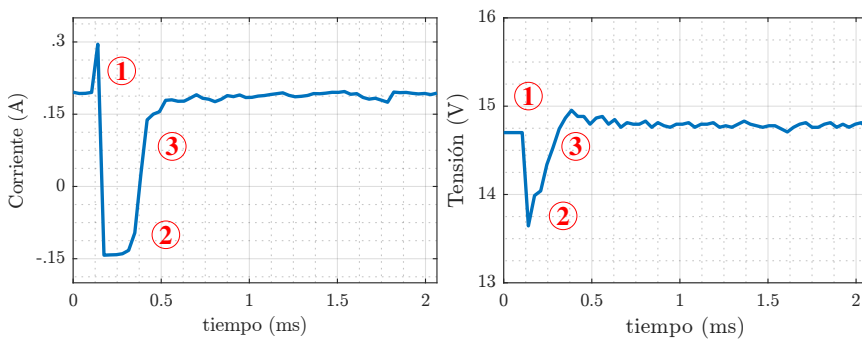


Figura 3.16. Desplazamiento del punto de operación del módulo hacia corto-circuito durante el paso T2 de la secuencia de monitorización.

I-V estática. En la sección 1, debido a que la variación de corriente es muy rápida, los valores dinámicos I-V no son capaces de seguir a la característica I-V del módulo. Efecto que es debido a la capacidad intrínseca de los módulos FV. Seguidamente, cuando el punto de operación alcanza su desviación máxima, tiende a la característica I-V, alcanzando un valor cercano a  $I_{sc}$  (sección 2). El punto de operación se mantiene en ese punto durante aproximadamente 1 ms, hasta que el condensador se descarga. A continuación, en la sección 3, retorna de nuevo al punto de operación inicial. Este camino de retorno lo realiza por una curva muy cercana a la característica I-V estática del módulo.

El tercer paso en la secuencia de monitorización, T3, desplaza el punto de operación del módulo FV hacia circuito-abierto. Para ello, los condensadores C1 y C2, de acuerdo a la lógica desarrollada en la sección 3.1.2, reducen la corriente de salida del módulo, tal y como se muestra en la Figura 3.17. Así mismo, muestra la corriente y tensión del módulo durante este paso de la secuencia. En la sección 1, mediante la disminución de 0.3 A en la corriente del módulo, el MC desplaza el punto de operación hasta su máxima desviación. Posteriormente, en la sección 2, durante aproximadamente 0.2 ms la corriente permanece constante hasta que los condensadores C1 y C2 se descargan. A continuación, en la sección 3 el punto de operación



**Figura 3.17.** Evolución de la corriente y tensión del módulo durante el paso T3 de la secuencia de monitorización, desplazando el punto de operación del módulo hacia circuito-abierto. La figura muestra la corriente (izquierda) y tensión (derecha) del módulo. Se identifican tres secciones: sección 1 (movimiento del punto de operación hacia circuito-abierto), sección 2 (descarga de los condensadores C1 y C2) y sección 3 (retorno a equilibrio).



retorna al punto inicial. Así mismo, únicamente en esta sección 3, de manera similar al paso T2 de la secuencia de monitorización, la característica I-V dinámica se ajusta con la característica I-V estática, debido a la capacitancia intrínseca de los módulos FV, tal y como se muestra en la Figura 3.18.

Las Figuras 3.16 y 3.18 muestran la evolución dinámica del punto de operación durante los pasos T2 y T3 de la secuencia de monitorización. En ambos casos, durante la sección 1 se observa una rápida evolución de la corriente. Sin embargo, durante la sección 2 el valor de corriente es prácticamente constante hasta que el condensador se descarga. Estas dos secciones, tal y como se puede observar en ambas figuras, no se corresponden con la curva I-V estática del módulo. Sin embargo, para ambos casos, en la sección 3 se produce un retorno lento hacia el punto de operación inicial. A partir de la sección 3, de ambos pasos de la secuencia, es posible reconstruir la curva I-V del módulo.

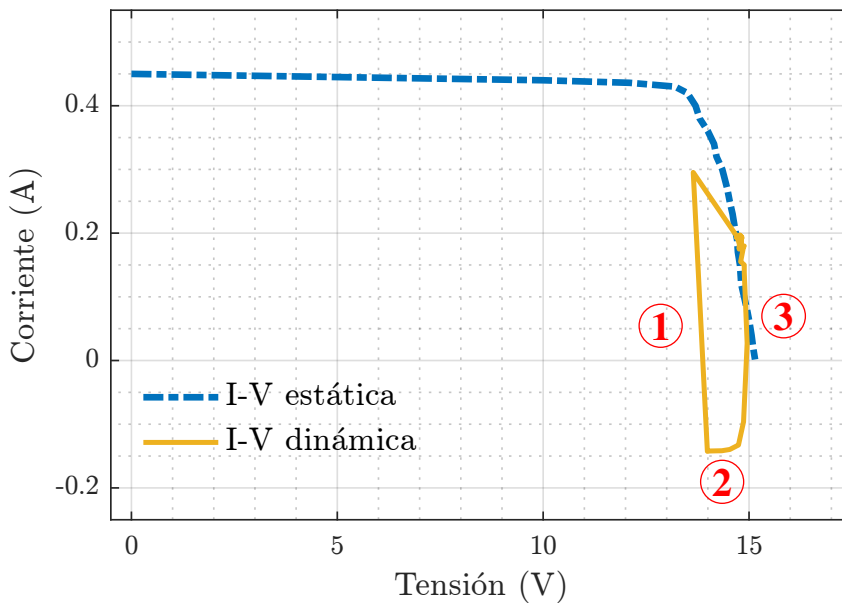


Figura 3.18. Desplazamiento del punto de operación del módulo hacia circuito-abierto durante el paso T3 de la secuencia de monitorización.

### 3.2.3 ERROR EN LA MEDIDA DE LA CURVA I-V

A partir de la sección 3 de los pasos T2 y T3 de la secuencia de monitorización, es posible obtener la curva I-V dinámica del módulo alrededor del punto de operación. Con el objetivo de comprobar la capacidad del MC para estimar la característica I-V del módulo a partir de las medidas dinámicas, se analizaron tres casos. Un primer caso con el punto de trabajo a una corriente de 0.19 A, corriente intermedia entre  $I_{sc}$  y 0, y dos casos más extremos, con valores de corriente inferiores (cercano a  $V_{oc}$ ) y superiores (cercano a  $I_{sc}$ ). Para los tres casos, se calculó el ratio de error entre las curvas I-V estáticas y dinámicas a partir de las medidas brutas, sin filtrado ni procesado adicional.

Las Figuras 3.16 y 3.18 obtenidas del proceso descrito en la sección 3.2.2, en las que se observa la evolución dinámica del punto de operación, se corresponden con el caso de corrientes intermedias ( $I_m = 0.19$  A). En la Figura 3.19 se muestra, la característica I-V dinámica del módulo FV, obtenida de la unión de la sección 3 de ambos pasos de la secuencia de monitorización. Además, en la figura se muestra la característica dinámica frente a la estática y el ratio de error entre ambas medidas.

A partir de las medidas obtenidas por el MC es posible estimar  $I_{sc}$  con un error por debajo del 3 %. En el área alrededor de MPP

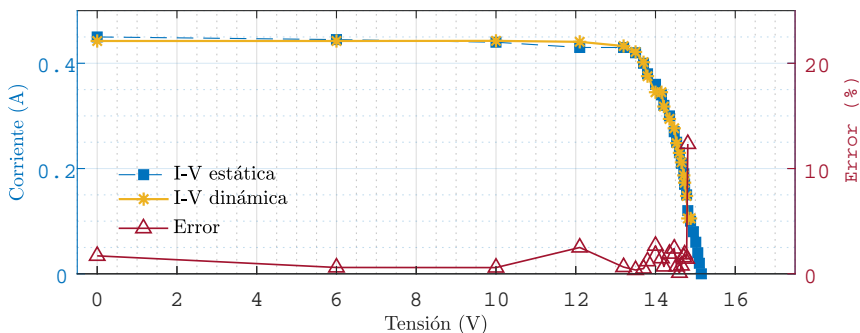
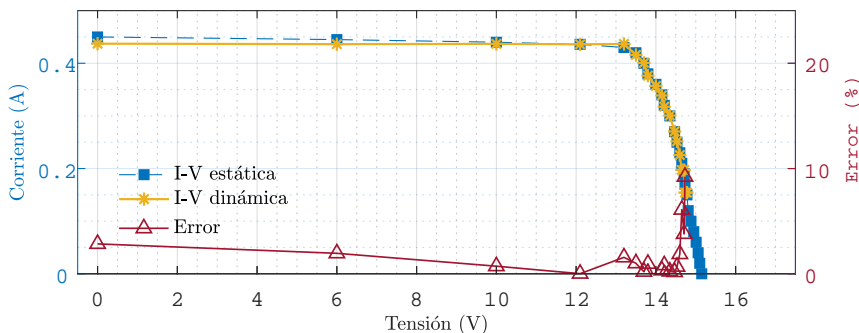


Figura 3.19. Característica I-V estática (azul discontinua) y dinámica (amarilla) y ratio de error (rojo) entre ambas para el punto de operación con corriente intermedia,  $I_m = 0,19$  A.

el error permaneció por debajo del 3 %, no obstante, para puntos cercanos a circuito-abierto, el error aumenta por encima del 10 %. El error entre el MPP estático (5.7 W) y dinámico (5.8 W) fue de 1.8 %.

Para el caso de operación con un valor de corriente elevada, el punto de operación del módulo se ajustó a  $I_m = 0.28 \text{ A}$  y se obtuvo la curva I-V dinámica. La Figura 3.20 muestra las características I-V estáticas y dinámicas y el error entre ellas. En este caso, de manera similar al anterior,  $I_{sc}$  pudo ser estimado con un error inferior al 3 %. En valores cercanos a circuito-abierto el error superó el 10 %. En torno a MPP el error entre ambas curvas se redujo respecto al caso anterior, siendo este inferior al 2.5 %. Por otro lado, el error al estimar el MPP del módulo, 5.6 W en dinámica frente a 5.7 W en estática, fue de 1.8 %.

Finalmente, la Figura 3.21 muestra la medida realizada cerca de circuito-abierto, con valores de corriente reducidos ( $I_m = 0.09 \text{ A}$ ). En valores cercanos a circuito-abierto el error en este caso fue inferior al 5 %. Sin embargo, el error para estimar  $I_{sc}$  fue superior al 15 % y permanecía en ese rango en la región cercana a MPP. No obstante, aun trabajando en un punto de operación tan bajo, el MC fue capaz de estimar el MPP del módulo (5.2 W en dinámica) con un error de solo el 8.8 %. Resultado muy relevante, ya que la estimación se realizó con el módulo trabajando únicamente al 24 % de la potencia nominal del módulo.



**Figura 3.20.** Característica I-V estática (azul discontinua) y dinámica (amarilla) y ratio de error (rojo) entre ambas para el punto de operación con corriente elevada,  $I_m = 0,28 \text{ A}$ .

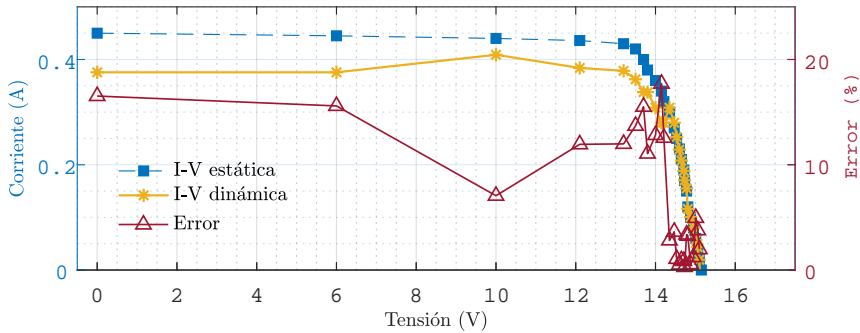


Figura 3.21. Característica I-V estática (azul discontinua) y dinámica (amarilla) y ratio de error (rojo) entre ambas para el punto de operación con corriente reducida,  $I_m = 0,09$  A.

Por tanto, la metodología propuesta para la monitorización de sistemas FV, es capaz de estimar la característica I-V del módulo con dos condensadores en el rango de las decenas de microfaradios, durante la perturbación del punto de operación menos de 5 ms. De estos 5 ms, solo 0.875 ms (hacia corto-circuito) y 0.35 ms (hacia circuito-abierto) están cerca de la característica I-V del módulo. Tal y como se muestra en la Figura 3.19, el error permanece por debajo del 3 % para prácticamente toda la curva I-V. Teniendo en cuenta que el error solo aumenta en función del punto de operación del módulo al iniciar las medidas. Es decir, el error se ve incrementado en corto-circuito cuando el punto de operación está en la zona vertical de la curva y en circuito-abierto cuando el punto de operación está en la zona horizontal de la curva.

### 3.2.4 EFECTO DE LA CAPACIDAD DEL MC EN LA MEDIDA

Con el objetivo de evaluar cómo varía el error en función del tamaño de los condensadores incluidos en el MC, se repitió el mismo experimento con otros dos condensadores, de diferentes rangos de magnitud. El primero con condensadores de  $11 \mu F$  y el segundo de  $242 \mu F$ .

La Tabla 3.1 muestra los desplazamientos máximos posibles manteniendo el error por debajo del 3 % para los tres condensadores

y el tiempo requerido para cada secuencia. Por otro lado, la Figura 3.22 muestra el error para cada condensador a lo largo de los niveles de tensión de la curva I-V. Los condensadores en el orden de las decenas o centenas de microfaradios presentaron un error reducido entre la característica I-V estática y dinámica, permitiendo obtener  $I_{sc}$  con un error inferior al 6 %. Sin embargo, los condensadores en el rango de los cientos de microfaradios fueron descartados para evitar el uso de condensadores electrolíticos, con menor fiabilidad. Con condensadores de  $22 \mu F$ , el error entre la curva I-V estática y dinámica es lo suficientemente pequeño como para

Tabla 3.1. Valores de tensión y corriente máximos, con las variaciones entre paréntesis, durante el experimento con un error inferior al 3 %, en función del tamaño del condensador. Todos los experimentos fueron realizados con el punto de operación a  $I_m = 0,19 A$  y  $V_m = 14,9 V$ .

	Desviación del punto de operación					
	Desviación hacia corto-circuito			Desviación hacia circuito-abierto		
	$V_{min}$ (V)	$I_{max}$ (A)	tiempo (ms)	$V_{max}$ (V)	$I_{min}$ (A)	tiempo (ms)
$242 \mu F$	10 (-5)	0.39 (+0.21)	11.3	14.9 (+0.3)	0.13 (-0.06)	4.2
$22 \mu F$	10 (-5)	0.39 (+0.21)	3.15	14.8 (+0.2)	0.16 (-0.03)	2.6
$11 \mu F$	12.0 (-3)	0.36 (+0.18)	2.9	14.7 (+0.1)	0.165 (-0.025)	1.9

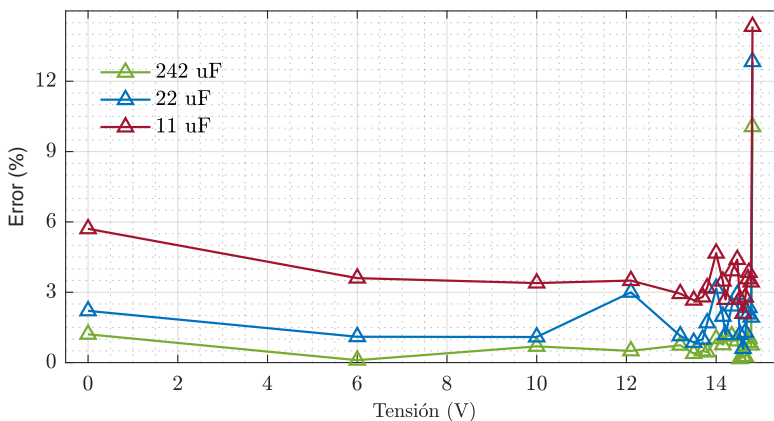


Figura 3.22. Ratio de error (%) entre la característica I-V estática y dinámica para los tres tamaños de condensadores.

poder estimar la característica I-V del módulo y la potencia máxima posible para las condiciones de operación actuales.

### 3.3 CONCLUSIONES

En este capítulo se ha desarrollado el primer objetivo descrito en la sección 2.5: *Definición de la metodología del sistema de monitorización*. Se ha definido la metodología a emplear para la medida de módulos FV individuales y se ha desarrollado el funcionamiento de los distintos elementos de la metodología como la CU, el MC y el sistema de comunicaciones. Así mismo, durante el trabajo realizado en este capítulo se han diseñado cuatro versiones del prototipo MC en las que con cada versión se ha mejorado tanto su funcionalidad como su diseño.

La metodología propuesta para la monitorización de sistemas FV es capaz de evaluar de manera individual cada módulo FV, sin alterar ni modificar la operación normal del string o el circuito de interconexión eléctrica entre los módulos FV.

El sistema de monitorización emplea condensadores de pequeño tamaño, en el rango de las decenas de microfaradios, y componentes de baja potencia. El sistema presenta un bajo coste y una alta fiabilidad ya que no se incluyen condensadores electrolíticos en el circuito.

Las variaciones del punto de operación se ven limitadas a corrientes de  $\pm 0.3\text{A}$  en torno al punto de operación. Para estas corrientes se obtienen perturbaciones en tensión de aproximadamente 5 V en un intervalo inferior a los 5 ms.

A partir de la característica I-V dinámica es posible estimar la característica I-V del módulo FV con precisiones entre el 1 y el 3 % para la región cercana a máxima potencia y mayores al 10 % para el resto de la curva. Aunque el uso de condensadores de mayor tamaño reduce el error, su uso no es aconsejable porque presentan un mayor coste y una menor fiabilidad. A partir de los datos medidos, es posible estimar el MPP de los módulos FV trabajando a corrientes medias o elevadas con un error inferior al 2 %. Dicho

error, únicamente se ve incrementado en un 8.8 % cuando el módulo esta trabajando a valores bajos de corriente.

En el presente capítulo, la metodología propuesta se ha evaluado en un módulo de 25 W aislado, de baja eficiencia. Sin embargo, los resultados presentados en este capítulo no clarifican si con la metodología propuesta es posible medir módulos FV con eficiencias del estado del arte, en torno al 20 %, conectados en un string. Debido al mayor tiempo de vida de los portadores minoritarios, dichos módulos presentan una dinámica más lenta, con mayores tiempos de respuesta, lo cual dificulta su medida con un sistema de caracterización rápida como el propuesto. En el Capítulo 4 se analizarán dichas cuestiones.

## 4 | RESPUESTA DINÁMICA DE LOS MÓDULOS FV

En este capítulo se analiza la respuesta dinámica de módulos con eficiencias cercanas al 20 % al ser medidos mediante la metodología propuesta. En la sección 4.1 se presenta el sistema experimental desarrollado y los primeros resultados obtenidos. A continuación, en la sección 4.2 se confirma, en un entorno de simulación, que las medidas obtenidas en el MC coinciden con la dinámica de los módulos. Finalmente, en la sección 4.3 se propone una metodología para corregir el efecto de histéresis de las medidas obtenidas.

### 4.1 EVALUACIÓN DE LA METODOLOGÍA EN MÓDULO CON EFICIENCIAS DEL ESTADO DEL ARTE

En el Capítulo 3 se evaluó la metodología propuesta en un módulo de 25 W con baja capacitancia parásita, logrando unas precisiones de entre el 1 y el 3 % para recomponer la característica I-V del módulo en torno a MPP. Sin embargo, la estimación de la característica I-V en módulos con eficiencias cercanas al 20 %, con mayores tiempos de vida de los portadores minoritarios, no es tan inmediata. Debido a la respuesta dinámica de los módulos FV y a la interacción con el resto del sistema, se requiere de procesamiento adicional para estimar la característica I-V de los módulos.



En este capítulo se analiza la respuesta dinámica de los módulos FV al ser evaluados mediante la metodología propuesta y, en base a diferentes técnicas propuestas en la literatura, se propone una metodología para la corrección del efecto de histéresis en las medidas realizadas por el MC. Para ello, la sección 4.1.1 describe el sistema experimental utilizado y la sección 4.1.2 los resultados obtenidos con el mismo método que en el Capítulo 3, sin ningún procesamiento adicional.

#### 4.1.1 SISTEMA EXPERIMENTAL

El objetivo principal de este capítulo es analizar la respuesta dinámica de módulos FV con eficiencias cercanas al 20 %, al ser medidas mediante la metodología propuesta. Para ello, se ha instalado en el tejado de la Escuela de Ingeniería de Bilbao el sistema FV cuyo esquema se muestra en la Figura 4.1. El sistema FV de 3.42 kW está compuesto de 12 módulos monocristalinos Jinko JKMS285M-60 (Jinko Solar, Shanghai, China) que se muestran en la Figura 4.2 conectados en serie. Los módulos, a su vez, están

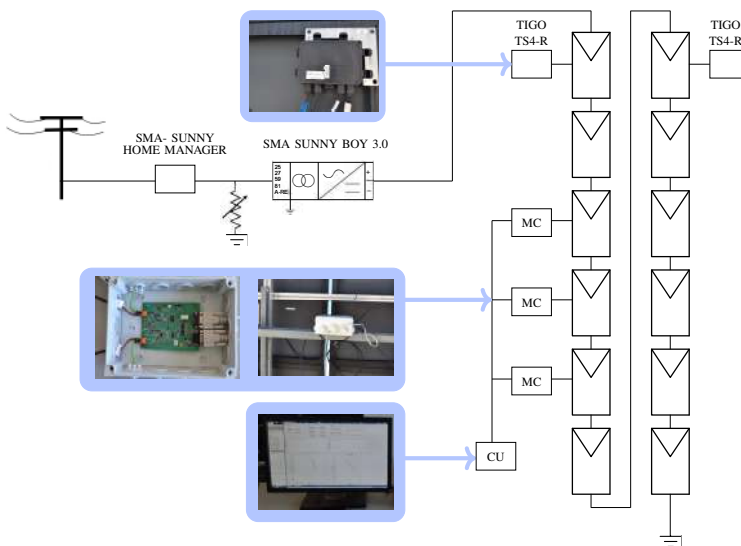


Figura 4.1. Esquema del sistema FV de 3,42 kW. La figura muestra el MC conectado a tres de los módulos y la CU conectada a ellos.

conectados a un inversor SMA-Sunny Boy 3000TL-21 (SMA, Niestetal, Alemania), que se muestra en la Figura 4.3.

El inversor está conectado a una carga variable y a un SMA-Sunny Home Manager. Esto permite controlar la potencia inyectada a la red y, de este modo, ajustar el punto de operación del sistema, pudiendo



Figura 4.2. Sistema FV de 3,42 kW formado por 12 módulos FV Jinko JKMS285M-60.



Figura 4.3. Inversor SMA Sunny Boy 3.0, SMA Sunny Home Manager, voltímetro y amperímetro.

evaluar la metodología de monitorización en diferentes puntos de operación. A fin de verificar el punto de operación del sistema, se le añadió un voltímetro y un amperímetro a la entrada del inversor (Figura 4.3).

Los módulos Jinko de 285 W presentan en condiciones de prueba estándares, (STC, standard test conditions) los valores que se muestran en la Tabla 4.1. Tal y como se muestra en el esquema de la Figura 4.1, dos de los módulos disponen de un optimizador Tigo TS4-R-O CC, aunque durante los ensayos realizados en este capítulo fueren desconectados. Otros tres de los módulos tienen conectado un MC en paralelo y sujetado en la parte trasera del módulo, tal y como se muestra en la Figura 4.4. Los tres MC están conectados mediante la red de comunicaciones aislada RS-485 a la CU, desde la cual se pueden medir los módulos del sistema y representar los datos adquiridos.

Tabla 4.1. Características STC para los módulos monocristalinos Jinko JKMS285M-60 (Jinko Solar, Shanghai, China).

Parámetro	Valor
$V_{oc}$	38.7 V
$I_{sc}$	9.51 A
$V_{mpp}$	32.0 V
$I_{mpp}$	8.90 A
Eficiencia	17.41 % (19.5 % en célula)

#### 4.1.2 CURVA I-V DINÁMICA

En esta apartado se procederá a la validación de la metodología de monitorización propuesta en el Capítulo 3 en un módulo con una eficiencia cercana al 20 %. Para ello, en primer lugar se obtendrá la curva I-V estática, puesto que esta actúa como medida de referencia para determinar la exactitud de la curva I-V dinámica. Seguidamente, se obtendrá la curva I-V dinámica, de acuerdo a la metodología descrita en la sección 3.1.2.

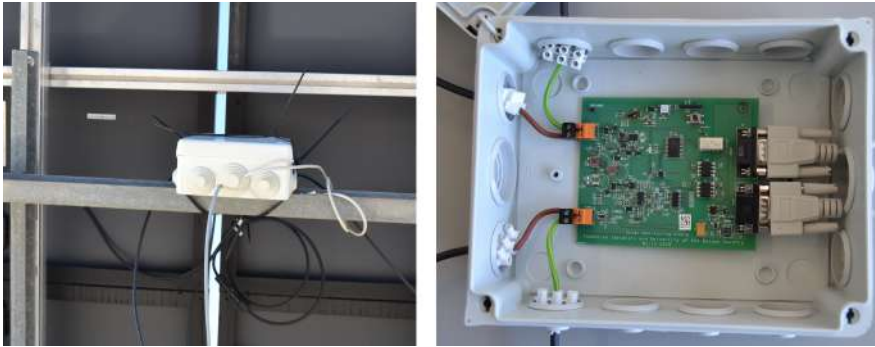


Figura 4.4. MC conectado a un módulo FV, sujeto en la parte trasera del mismo.

La curva estática I-V se obtiene a partir de los valores de corriente y tensión medidos en el módulo FV, utilizando un número reducido de cargas variables de acuerdo a la Figura 4.1. Posteriormente estos puntos de medida son ajustados a un modelo de módulo FV, cuyo esquema se ajusta al modelo típico de un diodo, utilizando el software Multiv desarrollado por Martínez y Jimeno [188].

De acuerdo con la metodología propuesta en la Sección 3.1.2 y realizando las medidas durante la operación normal de los módulos FV, con el MC conectado en paralelo con el módulo FV, se obtiene la curva I-V dinámica de los módulos FV.

La Figura 4.5 muestra la característica dinámica I-V, obtenida mediante el MC, en un módulo de 285 W durante su operación normal, sin necesidad de desconectar el módulo del resto del sistema FV. Así mismo, se muestra la curva estática I-V, obtenida a partir del procedimiento explicado anteriormente y un zoom del área del punto de operación con los puntos de muestreo de los datos adquiridos. Estos puntos, tal y como se observa en la figura, muestran cómo la tasa de cambio del punto de operación no es constante durante la medición. Las muestras adquiridas, presentan una alta densidad cerca del punto de operación y de los puntos de máxima desviación y una menor densidad de muestras en las áreas intermedias.

En esta prueba de concepto, el MC fue capaz de mover el punto de operación, para las condiciones concretas de ese instante ( $V = 27.6 \text{ V}$  e  $I = 7.75 \text{ A}$ ), 3 V hacia corto-circuito y 2 V hacia circuito-abierto. Teniendo en cuenta que, debido a la circuitería adicional tal y como

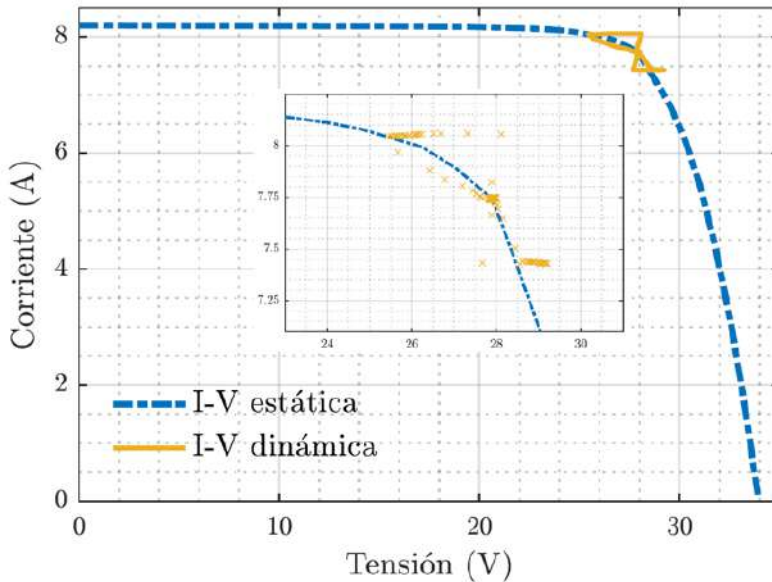
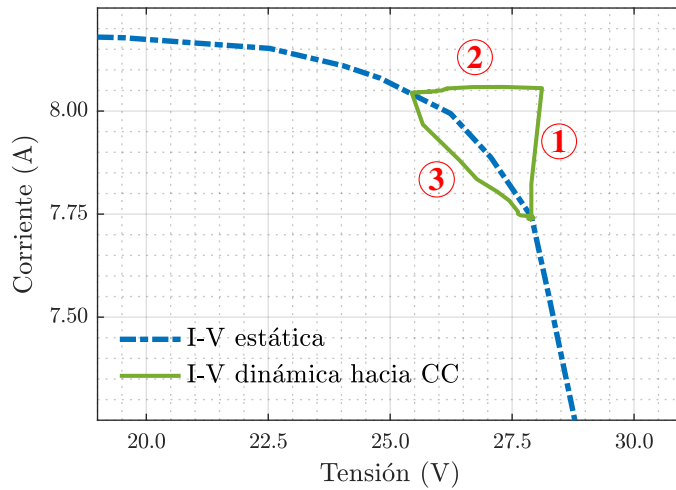


Figura 4.5. Medición con el MC en un módulo FV de 285 W sin procesado adicional. Característica estática I-V (línea azul discontinua) y características dinámicas I-V (línea amarilla)

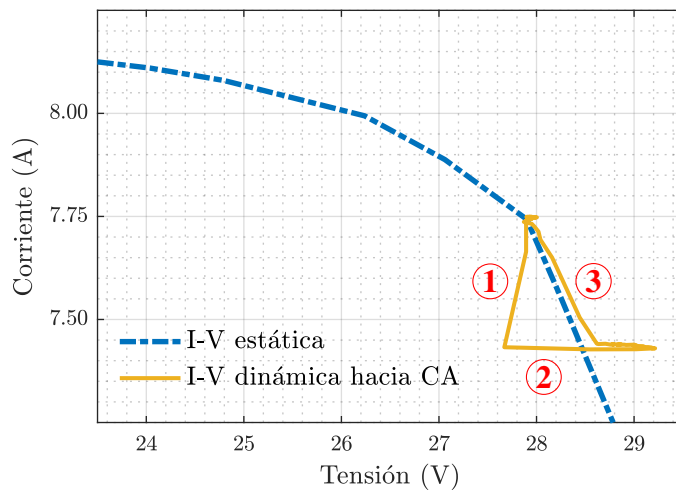
se ha descrito en la sección 3.1.2, el barrido de tensión está siempre limitado por el escalón de corriente de 0.3 A.

Las Figuras 4.6 y 4.7 muestran un zoom detallado del desplazamiento del punto de operación hacia corto-circuito y circuitoabierto respectivamente. En línea con los resultados obtenidos con el módulo de 25 W en el Capítulo 3, se identifican tres secciones para ambas medidas. Una primera sección, en la que se muestra el desplazamiento del punto de operación con un incremento o decremento repentino de la corriente en función de la dirección del desplazamiento. Una segunda sección correspondiente con la descarga del condensador y finalmente en una tercera sección, el retorno al punto de operación.

Sin embargo, existen ciertas diferencias con el módulo de 25 W. En el caso del módulo FV de 285 W, la trayectoria de retorno al punto de operación inicial, identificada como sección 3, no es cercana a la característica estática I-V del módulo FV. Lo cual es debido al mayor tiempo de vida efectivo de los portadores minoritarios que presentan



**Figura 4.6.** Desplazamiento hacia corto-circuito (CC) con el MC en un módulo FV de 285 W. Características estáticas I-V (línea azul discontinua) y dinámicas I-V (línea verde). Se identifican tres secciones: uno, desplazamiento del punto de operación; dos, descarga del condensador; y tres, retorno al punto de inicio.



**Figura 4.7.** Desplazamiento hacia circuito-abierto (CA) con el MC en un módulo FV de 285 W. Características I-V estáticas (línea azul discontinua) y características I-V dinámicas (línea amarilla). Se identifican tres secciones: uno, desplazamiento del punto de operación; dos, descarga del condensador; y 3, retorno al punto de inicio.

los módulos con eficiencias cercanas al 20 % (en este experimento, el módulo de 285 W), frente a los módulos FV de menor eficiencia (módulo FV bifacial de 25 W, Isofotón, Capítulo 3). A medida que la eficiencia del módulo aumenta, el tiempo de vida efectivo de los portadores minoritarios aumenta, con una mayor capacidad interna asociada y un tiempo de respuesta mayor. Por lo que, un cambio abrupto en la iluminación o corriente aplicadas, implica un cambio retardado en el voltaje del módulo. Este efecto es observado en cualquier módulo FV, pero es más apreciable a medida que aumenta el tiempo de respuesta de la célula. Al realizar una medición con la metodología propuesta para la monitorización de un sistema FV, esta capacidad asociada genera artefactos transitorios en los valores obtenidos.

En el sentido inverso (REV, reverse) (movimiento hacia cortocircuito, sección 1 y 2 de la Figura 4.6 y sección 3 de la Figura 4.7), la corriente medida es mayor que la corriente estática, ya que la capacitancia interna se está cargando. Por el contrario, en el sentido directo (FW, forward) (movimiento hacia circuito-abierto, sección 3 de la Figura 4.6 y secciones 1 y 2 de la Figura 4.7), los valores de corriente son menores que los de la corriente estática, ya que la capacidad interna se está descargando [189, 190].

## 4.2 SIMULACIÓN DE LA DINÁMICA DE LOS MÓDULOS FV

Tal y como se ha visto en el capítulo anterior, el MC es un circuito electrónico complejo, cuyo comportamiento dinámico y la forma en la que interactúa con el módulo FV y con el resto del sistema, resulta en parte difícil de predecir. Por ello, a fin de confirmar si los resultados experimentales presentados en la sección anterior, se deben únicamente al comportamiento dinámico de los módulos FV o si existe una interacción con la dinámica del MC o con el resto del sistema, se procedió a su verificación simulando el proceso en un modelo del sistema FV.

### 4.2.1 MODELO DE SIMULACIÓN

Para llevar a cabo la simulación del proceso propuesto para la monitorización de un sistema FV, se desarrolló el modelo del sistema de 3.42 kW en LTspice IV (Linear Technology, California, Estados Unidos) que se muestra en la Figura 4.8.

Cada célula FV es modelada de acuerdo al modelo de doble diodo y mediante el entorno de simulación es posible modificar sus parámetros. Uno de los dos diodos es dinámico, mediante el cual es posible simular diferentes tiempos de vida de portadores minoritarios, a través del parámetro interno tiempo de transición. El modelo de simulación del sistema FV está compuesto por doce módulos FV, uno de ellos con una fuente de corriente conectada en paralelo. Tal y como se ha venido diciendo, el MC es un circuito complejo. Sin embargo, en este modelo de simulación, su interacción con el sistema FV puede simularse mediante una inyección de

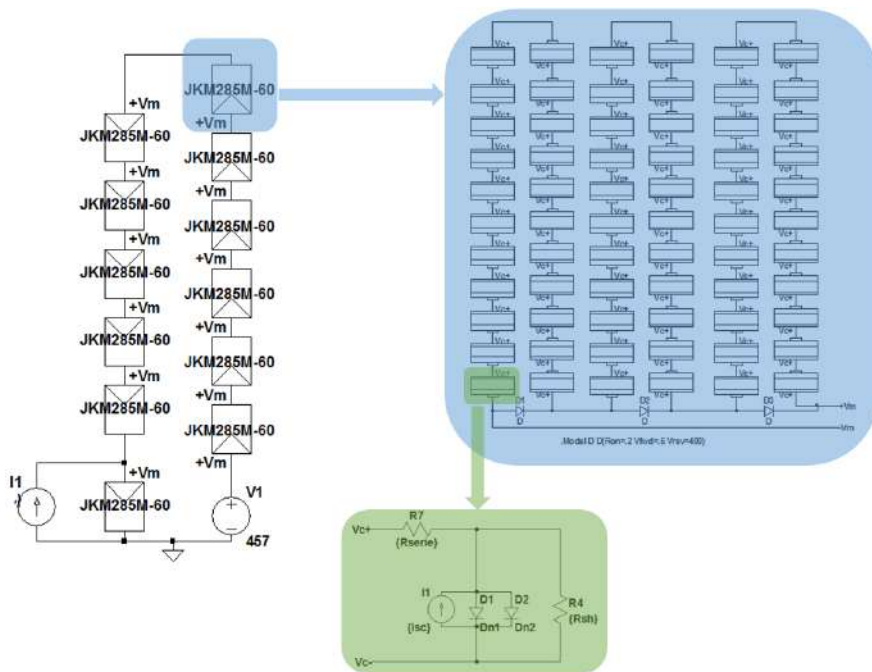


Figura 4.8. Modelo de simulación del sistema FV de 3.42 kW PV con 12 módulos FV Jinko JKMS285M-60 desarrollado con LTspice IV.



corriente en forma de escalón de  $-0.3\text{ A}$ , durante  $2\text{ ms}$ . Lo cual genera un aumento de la corriente de salida del módulo FV de  $0.3\text{ A}$ , desplazando así su punto de operación hacia corto-circuito. Este comportamiento del módulo FV, fue analizado para varios tiempos de respuesta entre  $5\text{ }\mu\text{s}$  y  $500\text{ }\mu\text{s}$ . Para coincidir con las condiciones reales del módulo bajo medida en la Figura 4.5, el modelo del sistema FV se simuló a  $0.9$  soles y una temperatura de célula de  $43^\circ\text{ C}$ .

#### 4.2.2 RESULTADOS

En este apartado se presentan los resultados de simulación obtenidos, de acuerdo al modelo descrito en la sección 4.2.1 al inyectarle un escalón de corriente de  $-0.3\text{ A}$  a un módulo FV. Los resultados se muestran con distintos tiempos de vida de portadores minoritarios y, así mismo, se muestra su correlación con los resultados experimentales previos.

La Figura 4.9 muestra la curva I-V estática y los resultados para el movimiento hacia corto-circuito en cuatro situaciones. En primer lugar, los resultados experimentales en el módulo de  $285\text{ W}$  y, así mismo, los resultados de simulación para tres tiempos de respuesta distintos. De acuerdo a las curvas de simulación que se muestran en la figura, a medida que el tiempo de respuesta de la célula aumenta, la corriente de salida del módulo FV disminuye en dirección FW. Volviendo al punto de operación a lo largo de una trayectoria más distante a la curva I-V estática. En línea con los resultados obtenidos para el módulo de  $25\text{ W}$  (Capítulo 3), para el caso de módulos FV con un tiempo de respuesta rápida en torno a  $5\text{ }\mu\text{s}$ , la simulación presenta una trayectoria de retorno muy cercana a la característica I-V estática. En este caso, es posible estimar la característica I-V estática, a partir de la curva I-V dinámica obtenida, con un error inferior al  $3\%$ .

Por otro lado, para tiempos de respuesta más largos, de  $180\text{ }\mu\text{s}$ , se observa un efecto de histéresis más severo debido a las mayores capacitancias internas asociadas. Observación, que está en línea con los resultados experimentales obtenidos en los módulos FV de  $285\text{ W}$  (en verde). Para estos tiempos de respuesta, no es posible estimar directamente la característica I-V estática, debido a que la trayectoria FW está lejos de la curva estática I-V. Dicho efecto de histéresis es

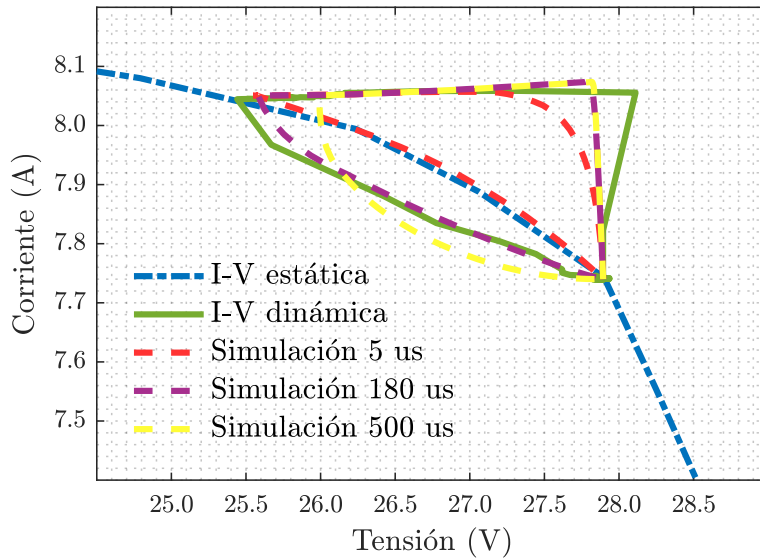


Figura 4.9. Simulación de estados transitorios para tres diferentes tiempos de respuesta de células FV: 5  $\mu$ s (rojo), 180  $\mu$ s (morado) y 500  $\mu$ s (amarillo). Donde, la curva I-V estática (azul) coincide con el tiempo de respuesta de 5  $\mu$ s, y la curva I-V dinámica del módulo FV de 285W (verde) coincide con el tiempo de respuesta de 180  $\mu$ s.

aún más notorio para tiempos de respuesta más largos, en torno a los 500  $\mu$ s. Efecto que también ha sido confirmado en los resultados experimentales, en los cuales se obtuvo un bucle de histéresis mayor al añadir una capacitancia externa al módulo FV de 25 W [191].

Por tanto, estos resultados confirman que el efecto de histéresis observado durante la medición rápida de los módulos FV con el MC, depende de los tiempos de respuesta de la célula FV, no viéndose afectado de manera significativa por el comportamiento dinámico del MC o por su interacción con el resto del sistema FV.

### 4.3 HISTÉRESIS EN LA MEDIDA I-V

Los resultados obtenidos en la simulación (sección 4.2.2), confirman que el efecto de histéresis observado en las medidas del MC no se ve afectado, de manera significativa, ni por el comportamiento dinámico del MC ni por su interacción con el resto de los módulos que

componen el sistema FV. Dicho efecto de histéresis es consecuencia de la propia dinámica de los módulos FV. En línea con lo propuesto en la literatura, es bien sabido que dicho efecto de histéresis puede verse intensificado durante la medición rápida de la curva I-V de los módulos FV. Así mismo, el efecto histéresis puede originarse principalmente por dos razones: la velocidad de escaneo de la curva I-V y la dirección de escaneo.

#### 4.3.1 MÉTODOS PARA LA CORRECCIÓN DE LA HISTÉRESIS EN MEDIDAS I-V

En la literatura se han propuesto diversos métodos para minimizar la aparición del efecto de histéresis. Para ello, se han utilizado diferentes perfiles de voltaje [189, 192, 193], o en simuladores solares mediante múltiples flashes [194] o flashes únicos de larga duración [195]. La mayoría de estos estudios, utilizan como mínimo pulsos flash de 500 ms para medir los módulos FV [196, 197]. Así mismo, se han propuesto diversos enfoques de optimización de los parámetros con el objetivo de determinar el tiempo de escaneo óptimo o el número mínimo de puntos, entre otros, a fin de reducir al mínimo el efecto de histéresis [198, 199]. Por otro lado, otros estudios proponen un método de corrección de las medidas rápidas de la curva I-V, basado en una medición lenta de la curva I-V en oscuridad [200, 201].

Recientemente, con el objetivo de corregir el efecto de histéresis en células o módulos FV, Sinton et al. [202] propusieron una nueva metodología. Dicha metodología se basa en la estimación de la capacitancia dinámica del módulo FV a partir de una suma ponderada de las corrientes en los sentidos de escaneo directo (FW) e inverso (REV). Para, a continuación, determinar la corriente capacitiva del módulo FV. De manera que, añadiendo esta corriente a la corriente directa o inversa, es posible aproximar la característica I-V del módulo FV. Este propuesta, ya ha sido implementada para mediciones de curva I-V en células utilizando simuladores solares [203], con unos tiempos de barrido mínimos entre 20 y 30 ms.

De acuerdo con el circuito equivalente del módulo FV de la Figura 4.10, la corriente total del módulo FV ( $I_m$ ) se define como

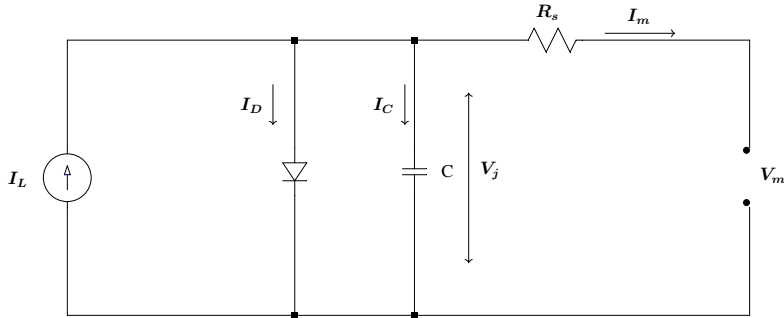


Figura 4.10. Circuito equivalente del módulo FV para el modelo de diodo único, con capacitancia interna asociada.

la suma de la corriente de estado estacionario y la corriente dinámica, conforme a la Ecuación 4.1. Donde la corriente de estado estacionario comprende la corriente de fotogeneración ( $I_L$ ) y la corriente de recombinación ( $I_D$ ). La corriente dinámica o capacitiva ( $I_C$ ) se debe a la carga y descarga de las células solares del módulo FV durante los barridos de tensión. No obstante, en condiciones de estado estacionario, mientras no haya variación de voltaje,  $I_C$  es cero y la corriente del módulo depende únicamente de  $I_L$  e  $I_D$ .

$$I_m = I_L - I_D - I_c \quad (4.1)$$

Las variaciones de la corriente en estado estacionario durante el estado transitorio, se deben a variaciones en la corriente capacitiva [204]. Las cuales, a su vez, dependen de la tensión y de su velocidad de cambio, de acuerdo a la Ecuación 4.2.

$$I_c = C(V_j) \cdot \frac{dV_j}{dt} \quad (4.2)$$

donde  $V_j$  se define como el voltaje de unión, el cual se determina mediante la Ecuación 4.3.

$$V_j = R_s \cdot I_m + V_m \quad (4.3)$$

Durante cada barrido (FW y REV), las variaciones en la corriente de salida del módulo se deben unicamente a la corriente capacitiva y, por lo tanto, la corriente de salida del módulo puede expresarse de acuerdo a las Ecuaciones 4.4 y 4.5.

$$I_{m,REV}(V_j) = I_L - I_D - I_{c,REV} \quad (4.4)$$

$$I_{m,FW}(V_j) = I_L - I_D - I_{c,FW} \quad (4.5)$$

A partir de las ecuaciones 4.4 y 4.5 se pueden restar las corrientes FW y REV y debido a que las corrientes en estado estacionario son constantes, la variación de corriente dinámica es:

$$\begin{aligned} I_{m,REV}(V_j) - I_{m,FW}(V_j) &= I_{c,FW}(V_j) - I_{c,REV}(V_j) = \\ &= C(V_j) \left( \frac{dV_j}{dt} \Big|_{FW} - \frac{dV_j}{dt} \Big|_{REV} \right) \end{aligned} \quad (4.6)$$

y la capacitancia dinámica del módulo se puede expresar como:

$$C(V_j) = \frac{I_{m,REV}(V_j) - I_{m,FW}(V_j)}{\frac{dV_j}{dt} \Big|_{FW} - \frac{dV_j}{dt} \Big|_{REV}} \quad (4.7)$$

Conociendo la capacitancia dinámica del módulo, la corriente del módulo se puede corregir de acuerdo a la ecuación 4.8.

$$I_m(V_j) = I_{m,FW}(V_j) + C(V_j) \frac{dV_j}{dt} \Big|_{FW} \quad (4.8)$$

A pesar de que este método es capaz de estimar la característica I-V en estado estacionario del módulo FV, a partir de dos medidas dinámicas, presenta dos limitaciones generales [203]. En primer lugar, a fin de asegurar la suficiente precisión para estimar la curva I-V, aconsejan realizar barridos de tensión de al menos 20-30 ms

de duración en cada dirección. En segundo lugar, este método de corrección del efecto de histéresis, presenta elevada sensibilidad a dos posibles fuentes de ruido. Al ser evaluado a nivel de célula [203], el método de corrección ha resultado ser muy sensible a la precisión de la determinación de la resistencia en serie, especialmente con barridos de tensión cortos. Además, la derivada temporal de la tensión de unión es muy sensible al error cometido en la medición de los datos I-V.

#### 4.3.2 IMPLEMENTACIÓN EN LA METODOLOGÍA DE MONITORIZACIÓN

Al aplicar la metodología propuesta por Sinton et al. [202] a los datos adquiridos mediante el MC, existen ciertas limitaciones específicas. En primer lugar la metodología propuesta en este trabajo de tesis para la monitorización de sistemas FV, únicamente obtiene una pequeña sección de la curva I-V alrededor del punto de operación. Los trazadores de curva I-V, miden típicamente la curva I-V completa dos veces, una vez de  $V_{oc}$  a  $I_{sc}$  (REV) y una segunda vez, de  $I_{sc}$  a  $V_{oc}$  (FW). Sin embargo, mediante la metodología propuesta, únicamente se mide un pequeño segmento de la característica I-V alrededor del punto de operación en cada dirección, conforme a los pasos T2 y T3 de la secuencia de monitorización descrita en la sección 3.1.2. Cada medición se compone de dos elementos, el movimiento desde el punto de operación hasta el punto de máxima desviación, y el movimiento de retorno al punto de operación. De esta manera, si consideramos la medición hacia corto-circuito (paso T2), el movimiento desde el punto de operación hacia corto-circuito sería el barrido REV y, el retorno al punto de operación sería el barrido FW.

En segundo lugar, la medición mediante la metodología propuesta es muy rápida. De un orden de magnitud más corto que el tiempo aconsejado para este método (20-30 ms) [203] y de dos ordenes de magnitud inferior a los métodos típicos para la atenuación del efecto de histéresis (500 ms) [196, 197]. De acuerdo a lo descrito en el Capítulo 3, el paso T2, teniendo en cuenta los barridos REV y FW, sólo requieres de 3 ms para completarse.

Finalmente, los barridos FW y REV se realizan típicamente con perfiles de voltaje conocidos y simétricos, obteniendo valores de corriente al mismo voltaje en las direcciones FW y REV. Esto permite, de acuerdo a la Ecuación 4.7, estimar directamente el valor de capacitancia dinámica del módulo FV. En la metodología de monitorización propuesta en esta tesis, sin embargo, no es posible. El movimiento del punto de operación se genera por una inyección de corriente con la carga y descarga de un condensador, por lo que no es posible controlar el perfil de tensión. Esto implica que su ratio de cambio no es constante a lo largo de toda la medida (Figura 4.5). Como los datos son adquiridos a frecuencia de muestreo constante a través de un microcontrolador, esto hace que las muestras obtenidas para ambas direcciones estén a diferentes tensiones. Por consiguiente, antes de aplicar esta metodología de corrección del efecto de histéresis, es necesario sincronizar las muestras, con el error adicional que implica en el proceso.

El desplazamiento hacia corto-circuito, es decir T2, se elige para implementar este método de corrección con los datos obtenidos del MC (Figura 4.6). De acuerdo a lo descrito en la sección 4.1.2, las secciones 1 y 2 se corresponden con la dirección REV y la sección 3 con la dirección FW. A partir de estos datos obtenidos del MC, los puntos de FW y REV se cambian de tensión de módulo a tensión de unión, utilizando la Ecuación 4.3, tal y como se muestra en la Figura 4.11.  $R_s$  se estimó a partir del modelo de tres parámetros del módulo FV, de manera que para los datos de un fabricante ( $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$  y FF), sólo hay un valor de  $R_s$  que se ajuste al modelo, para estos módulos FV,  $R_s = 0.165\Omega$ . No obstante, pequeñas variaciones en el valor de  $R_s$  no influyen en la precisión del método.

Para ambos barridos (FW y REV) se calcula la derivada de  $V_j$ . Dicha derivada se ajusta a una expresión polinómica de segundo orden para evitar, ya que los barridos tienen muy pocos puntos, que cualquier error de adquisición provoque un error derivativo mucho mayor. A continuación, a partir de la Ecuación 4.7, se determina la capacitancia dinámica media del módulo FV, obteniendo un valor de  $32\mu\text{F}$  para este ensayo concreto. Posteriormente, a partir de la Ecuación 4.8 y haciendo uso del valor de capacitancia media obtenido,

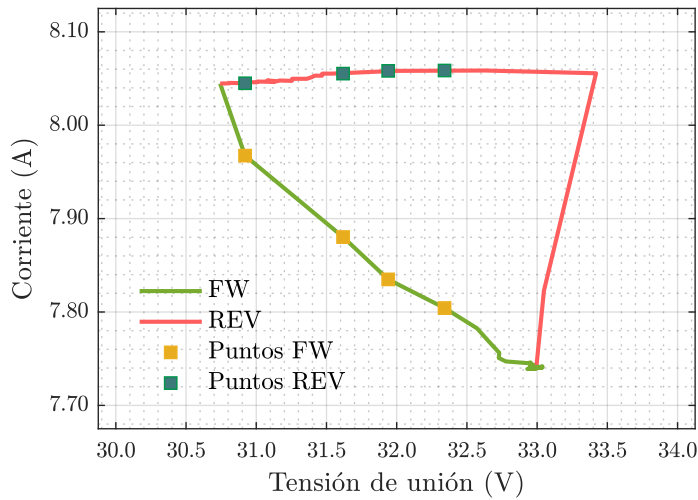


Figura 4.11. Barridos REV (rojo) y FW (verde) para el movimiento hacia corto-circuito durante el paso T2 de la secuencia. Los valores se dan para tensión de unión. Los puntos muestran valores concretos de FW y estimados de REV.

se calcula la corriente corregida del módulo para el movimiento hacia corto-circuito (T2) sumando la corriente  $I_{m,FW}$  e  $I_c$ .

De esta manera, tal y como se muestra en la Figura 4.12, para cada punto del barrido FW se puede estimar la corriente corregida del módulo ( $I_{M_i}$ ) a partir de la suma de la corriente FW ( $I_{FW_i}$ ) y la corriente de capacitancia ( $I_{c_i|FW}$ ) en ese punto. Análogamente, el proceso descrito en la Figura 4.12 se aplica durante todo el barrido para el movimiento hacia circuito-abierto (paso T3, Figura 4.7, sección 3), corrigiendo la curva I-V mediante la suma de las corrientes de capacitancia y REV. Este proceso permite, para ambos barridos, la corrección del exceso o falta de corriente medido debido al efecto de histéresis en los módulos FV, originado por su capacitancia interna asociada.

### 4.3.3 RESULTADOS

De acuerdo a la metodología descrita en el apartado anterior, a continuación en la Figura 4.13 se muestra el ajuste entre la curva I-V de estado estacionario, o estática, y los puntos I-V ajustados



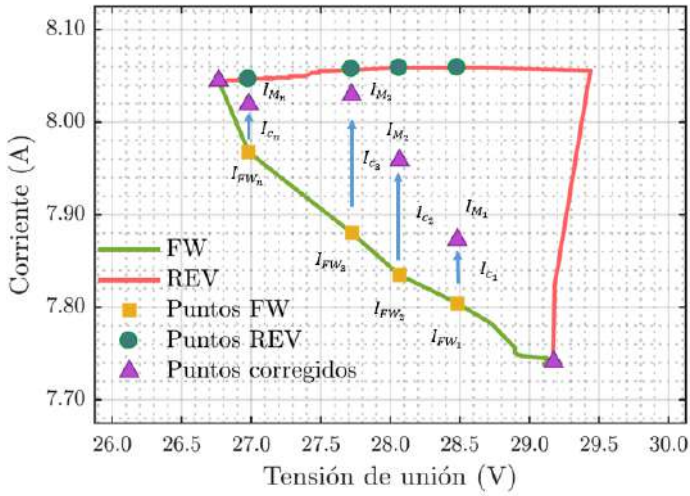


Figura 4.12. Barridos FW (línea verde) y REV (línea roja) para el movimiento hacia cortocircuito, dado en tensión de unión. Donde los cuadrados amarillos representan los puntos FW, los círculos verdes los puntos REV, los triángulos morados los puntos corregidos y las flechas negras, el proceso de corrección. De acuerdo con la Ecuación 5, se obtiene  $I_{M_i}$  a partir de la suma de  $I_{FW_i}$  e  $I_{c_i|FW}$ .

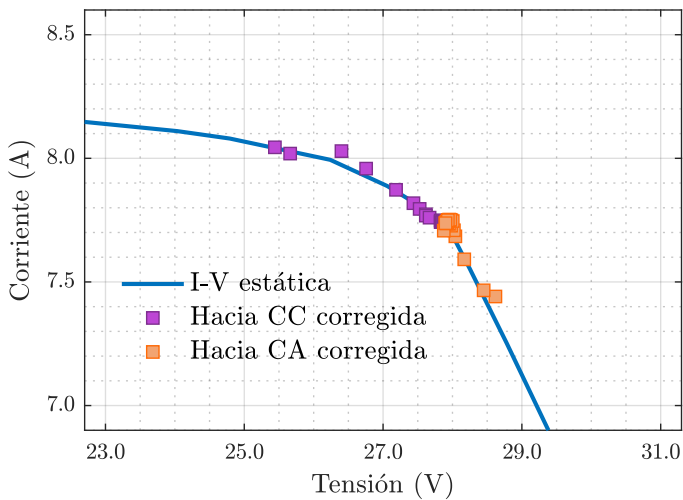


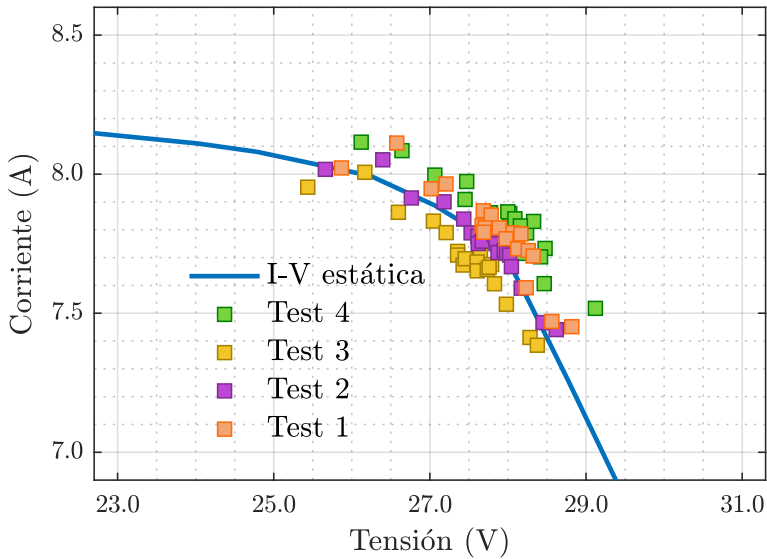
Figura 4.13. Característica I-V estática (azul), junto con los puntos corregidos del barrido hacia cortocircuito (morado) y los puntos corregidos del barrido hacia circuito abierto (naranja).

tanto para la dirección de corto-circuito (puntos morados) como circuito-abierto (puntos naranjas). Tal y como se aprecia en la Figura, la metodología de corrección propuesta muestra un buen ajuste con la curva I-V de estado estacionario alrededor del punto de operación. Entre los puntos corregidos y los puntos de la curva I-V estática se obtiene un error cuadrático medio (MSE) del 0.33 %. Sin embargo, en determinados puntos (por ejemplo, 26.3 V) el error relativo aumenta hasta el 0.7 %.

No obstante, sin el ajuste de la derivada de tensión a una expresión polinómica de segundo orden, el error superaría el 1.2 %. Con el reducido número de puntos obtenidos del MC, este método es capaz de estimar la característica I-V del módulo FV en torno al punto de máxima potencia con valores de error inferiores al 0.33 %. Además, a diferencia de cuando se aplica a nivel de célula [203], esta metodología es muy poco sensible a la precisión con la que se determina  $R_s$ . Ya que, un valor de  $R_s$  20 veces mayor al que se ha utilizado, sólo aumentaría el MSE de 0.33 % a 0.38 %.

A fin de analizar la repetitividad del método, aplicando el mismo proceso sobre el mismo módulo, se han realizado varios ensayos en un periodo de tiempo corto. Producto de ello, son los resultados obtenidos en la Figura 4.14, la cual muestra el ajuste entre los puntos corregidos y la curva estática I-V, tras aplicar la metodología propuesta sobre cuatro ensayos. Donde, tal y como se muestra en la Figura, los puntos corregidos muestran un buen ajuste con la curva estática I-V. Las desviaciones observadas entre los ensayos, pueden deberse a pequeñas variaciones en el punto de operación. No obstante, para todos los ensayos realizados el error se mantiene bajo, con una MSE (media  $\pm$  desviación estándar) de  $0.43 \pm 0.12$  %.

Por otro lado, para evaluar la metodología propuesta sobre diferentes módulos, se ha repetido el mismo proceso sobre tres de los módulos, conectando el MC en paralelo a ellos (tal y como se muestra en la Figura 4.1). De manera que, tal y como se ha explicado anteriormente, en primer lugar se obtiene la característica I-V estática para cada uno de los módulos. A continuación, se efectúan para cada módulo FV cuatro medidas mediante la metodología de monitorización propuesta en esta tesis y se corrigen los datos



**Figura 4.14.** Característica I-V estática (azul) y puntos corregidos (hacia el corto-circuito y el circuito-abierto) para cuatro ensayos realizados sobre el mismo módulo, con las mismas condiciones de operación.

dinámicos mediante el método descrito en este capítulo. Finalmente, se calcula el MSE entre los datos estáticos y dinámicos, así como el error máximo entre el MPP estático y dinámico. La Tabla 4.2 muestra los resultados de la evaluación de la metodología propuesta sobre los diferentes módulos.

De acuerdo a la Tabla 4.2, incluso aunque se añade algo de error debido a la variación de las condiciones de operación durante la realización de las mediciones, para todos los módulos y todas las

**Tabla 4.2.** Para tres de los módulos del sistema FV: MSE entre las características estáticas y dinámicas, MPP estático y dinámico y error entre ellos. Para cada módulo se realizaron cuatro medidas. Las variaciones en el MPP estático entre módulos se deben a la variación de las condiciones de operación durante los experimentos.

Número de módulo	MSE (media $\pm$ std) (%)	MPP estático (W)	MPP dinámico (media $\pm$ std) (W)	Error máximo (%)
1	0.43 $\pm$ 0.12	216.03	217.80 $\pm$ 2.11	1.41
2	0.51 $\pm$ 0.21	160.51	159.64 $\pm$ 2.18	2.05
3	0.41 $\pm$ 0.09	185.36	185.72 $\pm$ 1.42	0.97

pruebas, la característica I-V en torno a MPP se estima con un MSE inferior al 0.8 % y el MPP con un error máximo inferior al 2.1 %.

Finalmente, la Figura 4.15 muestra dos ensayos realizados para dos condiciones particulares. El ensayo de la izquierda, se corresponde con un día nublado, con poca iluminación y el de la derecha, con un día más luminoso y soleado, en el que el punto de operación se encuentra más cercano a circuito-abierto. De ambos ensayos se obtuvo un MSE de 0.51 % y 0.57 %, respectivamente. Por lo que, incluso para medidas como estas dos, en condiciones más extremas, la metodología propuesta para la monitorización de sistemas FV es capaz de estimar la característica I-V del módulo FV alrededor del punto de operación con un error inferior al 0.8 %.

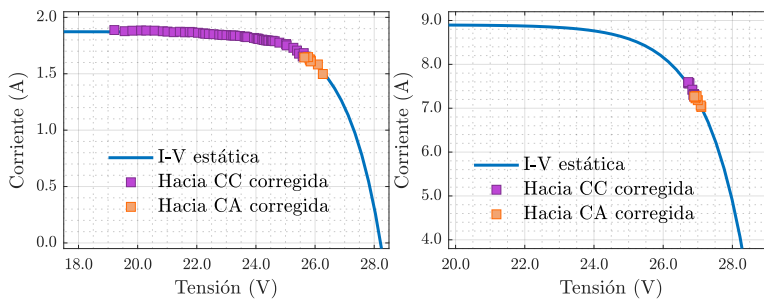


Figura 4.15. Método de corrección realizado sobre dos ensayos: con poca iluminación (izquierda) y más cerca del circuito abierto (derecha). Característica I-V estática (azul), puntos corregidos del barrido hacia corto-circuito (morado) y puntos corregidos del barrido hacia circuito-abierto (naranja).

#### 4.4 CONCLUSIONES

En este capítulo se ha analizado la respuesta dinámica de un módulo FV con una eficiencia cercana al 20 % conectado dentro de un string, al ser medido mediante un sistema de caracterización rápida, como la metodología para la monitorización de sistemas FV propuesta en esta tesis. El proceso de monitorización se trata de un proceso automático y remoto, que requiere de menos de 5 ms para realizar la medición completa. Dichas mediciones rápidas, generan un efecto de histéresis en la curva dinámica I-V obtenida.

Al realizar el mismo proceso sobre un modelo de simulación del sistema FV, los resultados obtenidos muestran que el efecto de histéresis está relacionado con la vida útil efectiva de las células solares. Los módulos de respuesta rápida, generan una curva I-V dinámica muy cercana a la curva estática. A medida que aumenta la vida útil efectiva, la corriente del barrido FW disminuye, retornando al punto de operación inicial por un camino más alejado de la curva I-V estática. Las mediciones experimentales, están en línea con estos resultados.

En este capítulo, se ha implementado un algoritmo basado en el cálculo de la suma ponderada de las corrientes FW y REV para estimar la curva I-V corregida de los módulos FV. Aunque con la metodología de monitorización propuesta en esta tesis sólo se mide un pequeño segmento de la curva I-V y el tiempo de barrido es de un orden de magnitud inferior a los tiempos aconsejados, se obtiene un MSE inferior al 0.8 % al estimar la curva I-V estática alrededor del punto de operación. Además, al estimar el MPP, el error se mantiene por debajo del 2.1 %.

El método de corrección propuesto presenta buenos resultados tanto para estimar la característica I-V estática en torno al MPP, como para estimar el MPP del módulo. Sin embargo, aplicando este método no hay información del resto de la característica I-V. Para ello, es necesario ampliar el procesamiento matemático para obtener una mejor recomposición de la característica I-V completa del módulo FV, estimar sus parámetros ( $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$ ,  $I_{01}$  ...) y determinar las posibles causas de fallo.

# 5 | EXTRACCIÓN DE LOS PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DEL MÓDULO FV

En este capítulo se plantea una metodología para la extracción de los parámetros característicos de los módulos FV a partir de las medidas parciales obtenidas mediante la metodología presentada en el Capítulo 3. La sección 5.1 describe el principio teórico en el que se basa y en la sección 5.2 se muestran los resultados preliminares obtenidos. Finalmente, en la sección 5.3 se exponen las conclusiones de este apartado.

## 5.1 PRINCIPIO TEÓRICO

A partir del método de corrección del efecto de histéresis propuesto en el Capítulo 4, es posible estimar la curva I-V alrededor del punto de operación y el MPP con un error inferior al 2.1 %. Sin embargo, a partir de esos datos no es posible obtener otros parámetros característicos del módulo FV como  $I_{sc}$  o  $V_{oc}$  o conocer el resto de la curva I-V. Dichos parámetros pueden ser estimados a partir de

la expresión del módulo, introducida en el Capítulo 2 mediante la ecuación 2.6:

$$I_c = I_L - I_{01} \cdot \exp \frac{V + I \cdot R_s}{N_s \cdot V_T} - I_{02} \cdot \exp \frac{V + I \cdot R_s}{2N_s \cdot V_T} - G_{sh}(V + I \cdot R_s) \quad (5.1)$$

A través de la ecuación 5.1 se define la característica I-V del módulo FV únicamente en estática. Sin embargo, los datos obtenidos a partir del MC presentan un efecto dinámico dependiente del tiempo de vida efectivo del módulo FV, a causa de la alta velocidad de medida, tal y como se ha visto en el Capítulo 4.

Los cambios del punto de operación debido al desplazamiento hacia corto-circuito y circuito-abierto generan cambios en la carga almacenada por el módulo (Q). Donde Q es proporcional al término de corriente de la primera exponencial mediante el tiempo de vida efectivo ( $\tau$ ). Término que a su vez es dependiente de las características de la célula y que puede considerarse constante excepto para células de muy alta resistividad en regiones cercanas a  $V_{oc}$ .

$$Q = \tau \cdot I_{02} \exp \frac{V + I \cdot R_s}{N_s \cdot V_T} \quad (5.2)$$

La Figura 5.1 muestra el circuito equivalente del módulo FV en dinámica, representado mediante el modelo de doble diodo. La ecuación 5.3, presenta su modelo correspondiente para dicho circuito.

$$I_c = I_L - I_{01} \cdot \exp \frac{V_D}{N_s \cdot V_T} - \tau \cdot \frac{I_{01}}{N_s \cdot V_T} \cdot \exp \frac{V_D}{N_s \cdot V_T} \frac{dV_D}{dt} - I_{02} \cdot \exp \frac{V_D}{2N_s \cdot V_T} - G_{sh} V_D \quad (5.3)$$

donde:

$$V_D = V + I \cdot R_s \quad (5.4)$$

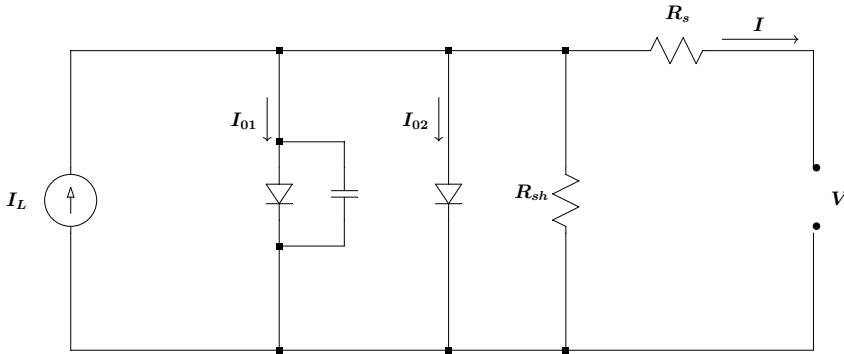


Figura 5.1. Circuito equivalente del modelo de doble diodo en dinámica

La metodología de monitorización propuesta en esta tesis, de acuerdo a los resultados del Capítulo 4, permite estimar la curva I-V alrededor del punto de operación y obtener el MPP. De este modo, se obtiene la potencia que debería estar suministrando el módulo y la potencia que realmente está entregando, es decir, el punto de operación. Esto permitiría conocer el estado de cada módulo, sin embargo, para obtener información de los fallos concretos en el módulo es necesario tener acceso a los parámetros del módulo de manera individual ( $V_{oc}$ ,  $I_{sc}$ ,  $I_{01}$  ...). Para ello, ajustando los datos medidos mediante el MC a la expresión del modelo de doble diodo del módulo (ecuación 5.3), es posible estimar los parámetros del módulo. A fin de minimizar el error cometido en el ajuste de los datos medidos, se realiza el ajuste a un modelo de regresión lineal de la forma:

$$I = P_1 \cdot C_1(V, I, t) + P_2 \cdot C_2(V, I, t) + \dots + P_n \cdot C_n(V, I, t) \quad (5.5)$$

Dicho modelo de regresión lineal depende tanto de los valores de corriente y tensión medido, como de la duración de la medida transitoria. Para un dato concreto de  $I_j$ ,  $V_j$ ,  $t_j$  el error será:

$$\epsilon_j^2 = (I - I_j)^2 \quad (5.6)$$



donde  $I$  es el valor obtenido del modelo e  $I_j$  el valor medido. Para el conjunto de datos, la función a minimizar será:

$$\epsilon^2 = \sum_j (I - I_j)^2 \quad (5.7)$$

donde:

$$I = \sum_{k=1}^n P_k \cdot C_k(V_j, I_j, t_j) \quad (5.8)$$

La optimización para ajustar los datos al modelo se realiza con:

$$\frac{\delta \epsilon^2}{\delta P_n} = 0 \quad (5.9)$$

$$\frac{\delta \epsilon^2}{\delta P_n} = 2 \sum_j \left( \sum_1^n P_k C_k(V_j, I_j, t_j) - I_j \right) C_n(V_j, I_j, t_j) = 0 \quad (5.10)$$

donde los parámetros a obtener  $P_k$  son:  $I_L$ ,  $I_{01}$ ,  $\tau I_{01}$ ,  $I_{02}$ ,  $G_{sh}$  y  $R_s$ . A continuación, a fin de simplificar el modelo, se eliminan  $I_{02}$  y  $G_{sh}$ , por tratarse de los parámetros menos relevantes, quedando el modelo de la siguiente forma:

$$I_c = I_L - I_{01} \cdot \exp \frac{V_D}{N_s \cdot V_T} - \tau \cdot \frac{I_{01}}{N_s \cdot V_T} \cdot \exp \frac{V_D}{N_s \cdot V_T} \frac{dV_D}{dt} \quad (5.11)$$

Sin embargo, la ecuación no es lineal respecto a  $R_s$ . Por lo que su estimación se hace de manera iterativa, comenzando a partir de un valor estimado ( $R_{s0}$ ):

$$R_s = R_{s0} + \Delta R_s \quad (5.12)$$

Sustituyendo en la ecuación 5.11, la expresión del modelo de regresión lineal que representa el modelo, queda de la siguiente forma:

$$I_c = I_L - I_{01} \cdot \exp \frac{V_D}{N_s \cdot V_T} - \Delta R_s \cdot I_{01} \cdot \frac{I}{N_s \cdot V_T} \exp \frac{V_D}{N_s \cdot V_T} - \tau \cdot \frac{I_{01}}{N_s \cdot V_T} \cdot \exp \frac{V_D}{N_s \cdot V_T} \frac{dV_D}{dt} \quad (5.13)$$

Los términos a calcular son:

$$\begin{aligned}
 P_1 &= I_L; & C_{1j} &= 1 \\
 P_2 &= I_{01}; & C_{2j} &= -\exp\frac{V_{Dj}}{N_s V_T} \\
 P_3 &= \Delta R_s I_{01}; & C_{3j} &= -\frac{I_j}{N_s V_T} \exp\frac{V_{Dj}}{N_s V_T} \\
 P_4 &= \tau I_{01}; & C_{4j} &= -\frac{1}{N_s V_T} \exp\frac{V_{Dj}}{N_s V_T} \frac{dV_{Dj}}{dt}
 \end{aligned} \tag{5.14}$$

Una vez calculados dichos términos y ajustados los datos del MC al modelo del módulo, la estimación de las características del módulo FV como  $V_{oc}$  o  $I_{sc}$ , es inmediata, de acuerdo a la ecuación 5.15.

$$\begin{aligned}
 I_{sc} &= I_L \\
 V_{oc} &= N_s V_t \cdot \ln\left(\frac{I_L}{I_{01}}\right)
 \end{aligned} \tag{5.15}$$

## 5.2 RESULTADOS EXPERIMENTALES

Con el objetivo de validar la metodología propuesta para estimar los parámetros característicos del módulo FV, se midió una curva I-V estática completa, con tiempos de medida lentos, siguiendo el mismo proceso descrito en el Capítulo 4. Los datos de la curva I-V estática se ajustaron al modelo de acuerdo al proceso descrito en la sección anterior y se calculó el error cometido en el ajuste. La Figura 5.2 muestra la curva I-V estática medida, así como el ajuste de la misma. El modelo propuesto es capaz de estimar la curva I-V completa con un error inferior al 0.41 %.  $I_{sc}$  se estima con un error del 0.24 % y  $V_{oc}$  con un error inferior al 0.3 %. Sin embargo, estos resultados son obtenidos a partir de valores I-V medidos con tiempos muy lentos, donde el efecto dinámico es muy reducido.

Los datos obtenidos mediante el MC, presentan una dinámica muy distinta, con tiempos de medida muy rápidos, de 35  $\mu s$  para cada

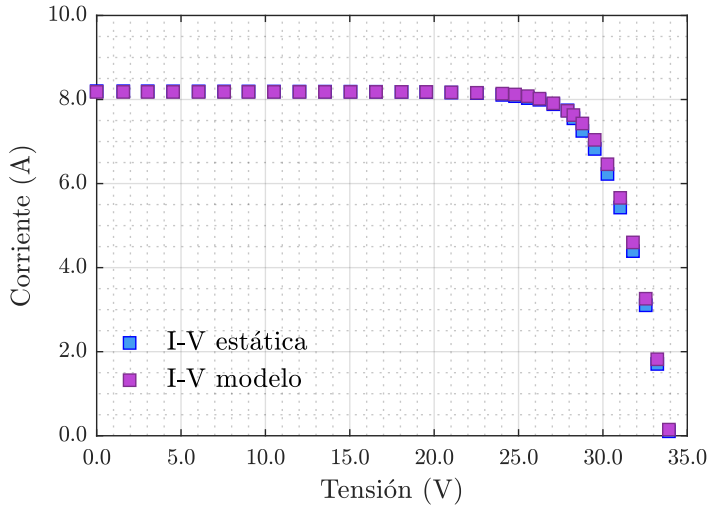


Figura 5.2. Ajuste al modelo de doble diodo de la curva I-V estática

par de valores de  $V$  e  $I$ . Tal y como se ha descrito en los capítulos anteriores, el MC realiza dos movimientos. Un primer movimiento desde el punto de operación hacia el punto de desviación máxima y un segundo movimiento, correspondiente al retorno al punto de operación. Por lo que, considerando únicamente el movimiento hacia corto-circuito, el movimiento REV es el movimiento desde el punto de operación hacia corto-circuito y el movimiento FW es el retorno. Ambos movimientos presentan un efecto de histéresis debido a la capacitancia interna asociada al módulo FV, el cual es dependiente del tiempo de vida efectivo de las células del módulo FV. Así mismo, a diferencia del caso anterior, en el que conocemos la curva I-V completa, en este caso el MC solo es capaz de medir un pequeño segmento de la curva en torno al punto de operación. Por ello, la estimación del resto de la característica I-V presenta mayor complejidad.

La Figura 5.3 muestra la curva I-V estática (verde) y los datos medidos a través del MC en el movimiento hacia corto-circuito (naranja), de acuerdo a la Figura 4.6 del Capítulo 4. Al realizar la corrección del efecto de histéresis, de acuerdo a la metodología propuesta en dicho capítulo, el MSE obtenido para la estimación de

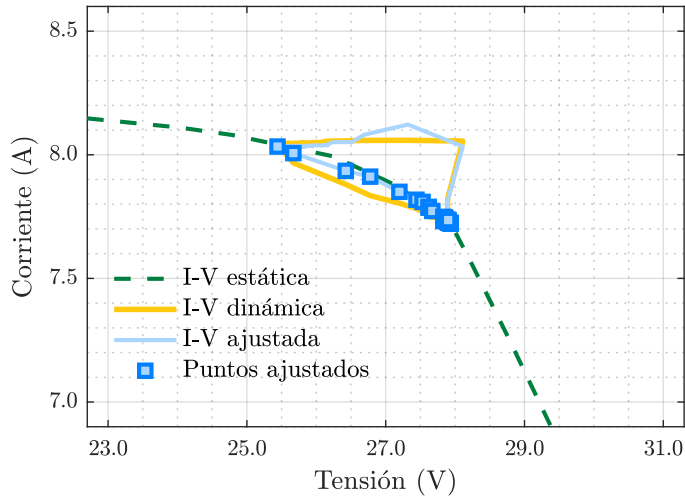


Figura 5.3. Ajuste al modelo de doble diodo de la curva I-V dinámica. Se muestra la curva I-V dinámica medida y la ajustada.

la característica I-V alrededor del punto de operación fue del 0.33 %. Sin embargo, este método requiere previamente del conocimiento del valor de  $R_s$ , para poder realizar el cálculo de la tensión de unión y la corrección del efecto de histéresis.

Mediante el ajuste de los datos del MC, al modelo de doble diodo a través del proceso descrito en la sección 5.1, seleccionando únicamente el movimiento hacia corto-circuito, se obtiene la curva I-V ajustada (azul). Curva I-V, en la que los puntos del barrido FW (puntos azules), respecto a la curva estática presentan un MSE de únicamente el 0.15 %. Dicho ajuste no requiere conocer previamente el valor de  $R_s$ . Ya que, tal y como se ha mencionado anteriormente, a partir de un valor inicial se estima de manera iterativa el valor de  $R_s$  que minimice el error para los datos medidos por el MC. Este ajuste, así mismo, permite estimar el MPP (215.8 W) con un error inferior al 0.1 %.

Una vez ajustados los datos del MC al modelo, mediante este método es posible calcular los parámetros del módulo y estimar sus valores de  $I_{sc}$  y  $V_{oc}$ . La Tabla 5.1 muestra dichos valores y el error cometido respecto a los valores estáticos para cuatro puntos

**Tabla 5.1.** Valores de  $I_{sc}$  y  $V_{oc}$  estáticos y estimados mediante el ajuste al modelo de doble diodo y error cometido para cuatro puntos de operación distintos.

Ensayo	$I_{sc}$			$V_{oc}$		
	Estática (A)	Estimada (A)	Error (%)	Estática (V)	Estimada (V)	Error (%)
1	7.35	7.09	3.54	33.2	30.71	7.50
2	7.40	7.28	1.62	32.8	29.5	11.19
3	1.95	1.92	1.54	27.12	26.01	4.10
4	5.25	5.11	2.86	29.35	27.02	7.94

de operación distintos, en diferentes condiciones de iluminación. Los ensayos 1 y 2 en condiciones de alta iluminación, el 3 a baja luminosidad y el 4 con un valor de iluminación intermedio. Tal y como se muestra en la Tabla 5.1, el método de ajuste permite estimar la  $I_{sc}$  del módulo FV con un error inferior al 3.5 % para todos los casos. Sin embargo, el error cometido en la estimación de  $V_{oc}$  es superior al 10 % para algunos de los ensayos.

El error cometido en la estimación de  $V_{oc}$  mediante este método resulta muy elevado. Este error se debe en gran medida a la definición del error (ecuación 5.7) y que no es proporcional a la magnitud de la corriente, como es usual. Esto incrementa el error en la región cercana a  $V_{oc}$  pero, sin embargo, se consigue que el error sea mucho menor para el resto de la característica I-V. Así mismo, dicho error puede deberse a que alguno de los módulos puede presentar degradaciones no detectadas o debido a que los datos dinámicos medidos por el MC estén afectados por una posible resistencia parásita en el MC.

### 5.3 CONCLUSIONES

En este capítulo se ha propuesto un sistema para el ajuste de los datos dinámicos adquiridos por el MC al modelo de doble diodo del módulo FV. Así mismo, se presentan unos resultados iniciales de dicho método.

El sistema propuesto permite mejorar los resultados obtenidos en el Capítulo 4 alrededor del punto de operación, reduciendo el error obtenido en la estimación de la característica I-V a valores inferiores

al 0.2 %. Así mismo, permite estimar el MPP con un error cercano al 0.1 %.

A diferencia del método anterior, este proceso permite obtener información del resto de la curva y estimar los parámetros del módulo FV. Mediante este método es posible estimar la  $I_{sc}$  del módulo con un error inferior al 3.5 %. Sin embargo, el error cometido al estimar  $V_{oc}$  es superior al 10 % en algunas ocasiones. Por consiguiente, es necesario desarrollar esta metodología a fin de reducir el error cometido en la estimación de  $I_{sc}$  y principalmente  $V_{oc}$ . Se plantea como un error admisible en la estimación de  $V_{oc}$  e  $I_{sc}$  un error por debajo del 2 %. Así mismo, es necesario avanzar en la estimación del resto de parámetros del módulo.



# 6 | INTEGRACIÓN DEL SISTEMA DE MONITORIZACIÓN

En este capítulo se analizan las principales consideraciones para llevar a cabo la implementación del sistema de monitorización propuesto en un sistema FV de gran tamaño, a partir de los resultados y las conclusiones obtenidas en los capítulos anteriores de este trabajo de tesis. En la sección 6.1 se analizan los resultados obtenidos, presentando en la sección 6.1.1 los posibles indicadores a obtener de cada módulo FV y en la sección 6.1.2 el potencial del sistema propuesto para la detección de fallos. A continuación, en la sección 6.2 se analizan las posibles alternativas para la integración de la metodología de monitorización propuesta. Finalmente, en la sección 6.3 se exponen las conclusiones de este capítulo.

## 6.1 OPERATIVIDAD DE LA METODOLOGÍA DE MONITORIZACIÓN

De acuerdo a los resultados presentados en los capítulos anteriores, la metodología propuesta durante este trabajo de tesis para la monitorización de sistemas FV, es capaz de producir y medir pequeñas variaciones de la curva I-V en torno al punto de operación de los módulos FV. A partir de los datos medidos, es posible estimar el MPP con un error inferior al 2.1 % de acuerdo al método del



Capítulo 4, basado en la corrección del efecto de histéresis mediante una suma ponderada de las corrientes FW y REV. Mediante el método del Capítulo 5, basado en el ajuste de los datos medidos al modelo de doble diodo, el error al estimar el MPP se reduce al 0.1 %. Así mismo, la metodología propuesta presenta potencial para estimar  $I_{sc}$  y  $V_{oc}$ , con un error del 3.5 % y del 10 %, respectivamente. Tal y como se ha indicado en el Capítulo 5, una de las líneas posteriores a este trabajo de tesis, consiste en reducir estos niveles de error por debajo del 2 % para la estimación de ambos parámetros.

En un sistema FV de gran tamaño, en el que en cada módulo hay conectado un MC, se genera una gran cantidad de información referente a la monitorización. Por ello, a fin de simplificar la monitorización del sistema FV completo y convertir los datos de cada MC en información útil para la monitorización del sistema, en la sección 6.1.1 se propone un método basado en la implementación de dos indicadores mediante los cuales es posible determinar el estado de cada módulo de manera remota y sin la necesidad de desconexión del módulo FV. Así mismo, en la sección 6.1.2 se presentan los primeros resultados obtenidos para la detección de fallos, haciendo uso para ello del sistema experimental desarrollado en el laboratorio y que ha sido presentado en el Capítulo 3.

### 6.1.1 INDICADORES PARA LA CUANTIFICACIÓN DE PÉRDIDAS EN SISTEMAS FV

A fin de cuantificar las pérdidas de cada módulo FV en sistemas FV de gran tamaño, se propone el uso de dos indicadores: El desajuste y la degradación de cada módulo. El desajuste se define de acuerdo a la ecuación 6.1, donde WP (working point) representa la potencia en el punto de operación. Por otro lado, la degradación se define de acuerdo a la ecuación 6.2 donde EP (expected power) representa la potencia esperada para las condiciones de operación actuales.

$$Desajuste = 1 - \frac{WP}{MPP} \quad (6.1)$$

$$\text{Degradacion} = 1 - \frac{MPP}{EP} \quad (6.2)$$

A través de estos dos parámetros, es posible cuantificar el rendimiento de los módulos FV ya que presentan indicios de aquellos módulos FV cuyo funcionamiento esta fallando. El punto de operación y el MPP real se obtienen a partir del proceso descrito en los Capítulos previos. La potencia esperada se puede obtener a partir de un modelo del módulo FV, de acuerdo al modelo empleado en el Capítulo 5, en el que el nivel de irradiancia solar y temperatura de la célula FV son conocidos.

En un sistema FV en el que cada módulo tiene un MC conectado en paralelo, los valores de  $I_{sc}$  y  $V_{oc}$  son estimados a partir de los datos medidos por el MC (Capítulo 5). A partir de los valores de  $I_{sc}$  y  $V_{oc}$  de todos los módulos, es posible estimar estadísticamente tanto la irradiación solar como la temperatura de la célula de cada módulo FV. Para ello, tal y como se ha indicado en la sección 5.3, previamente es necesario reducir el error obtenido en la estimación de  $I_{sc}$  y  $V_{oc}$ .

La Figura 6.1 muestra un ejemplo del cálculo de los dos parámetros propuestos como indicadores, aplicados al sistema FV experimental descrito en el Capítulo 4. Para cada módulo, mediante su correspondiente MC, se mide la curva I-V alrededor el punto de operación. Mediante el modelo empleado en el Capítulo 5 se estima  $I_{sc}$  y  $V_{oc}$  para cada uno de los módulos que compone el sistema FV.

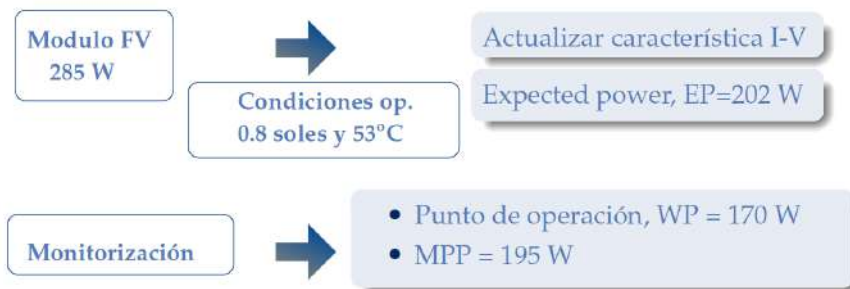


Figura 6.1. Diagrama del procedimiento para el cálculo de los parámetros indicadores de desajuste y degradación

A partir de estos datos, se obtienen estadísticamente las condiciones de irradiación solar y temperatura de las células para ese instante y partiendo de un modelo de los módulos FV de 285 W se actualiza la característica I-V de cada módulo. Por ejemplo, se obtiene una potencia esperada de 202 W para unas condiciones de operación de 0.8 soles y 53°C de temperatura de célula.

A continuación, partiendo de los datos de monitorización, se obtiene para cada módulo su punto de operación y el MPP real. De acuerdo con el ejemplo anterior, el punto de operación y el MPP real son 170W y 195W, respectivamente. Finalmente, en base a los datos obtenidos y aplicando las ecuaciones 6.1 y 6.2, se obtiene un desajuste del 13 % y una degradación del 3.5 %. Valores mediante los cuales es posible detectar las pérdidas de potencia de cada módulo FV, así como el origen de dicha pérdida. Pérdidas que serán identificadas como propias del módulo si existen indicios en el indicador de degradación o pérdidas debidas al resto del sistema, cuando el indicador de desajuste muestre indicios.

### 6.1.2 DEFECTOLOGÍA ANALIZADA

Los dos parámetros indicadores presentados en la sección anterior permitirían determinar el módulo responsable de las pérdidas de potencia en el sistema FV. Así mismo, la medida parcial de la curva I-V podría ser empleada para determinar el tipo de fallo que está afectando al módulo FV. De manera que, esta información podría ser de gran valor y utilidad al supervisor del sistema FV para planificar las actividades de mantenimiento del sistema FV.

A fin de analizar la capacidad de la metodología de monitorización para la discriminación de diferentes fallos que pueden afectar el correcto funcionamiento del sistema FV, durante este trabajo de tesis, utilizando el sistema experimental desarrollado en el laboratorio, se han realizado diferentes pruebas que emulan posibles fallos. Por consiguiente, aplicando el sistema descrito en el Capítulo 3 sobre el módulo de 25 W se han emulado diferentes fallos que representan variaciones en la resistencia paralelo o sombras parciales en los módulos FV.

Para ello, en primer lugar se obtiene la curva I-V estática y dinámica del módulo FV sin defecto, tal y como se muestra en la Figura 6.2. Del mismo modo que los resultados presentados en el Capítulo 3, la curva dinámica en el camino de retorno al punto de operación presenta una dinámica semejante, con una trayectoria cercana a la curva estática.

El primer defecto emulado, que se corresponde con decrementos en la resistencia paralelo, está asociado con diferentes causas de fallo como: deterioro del encapsulado, temperaturas elevadas en la caja de conexiones, PID, hot-spots, fallos de interconexiones o corrosión (Capítulo 2). Mediante la conexión de una resistencia en paralelo al módulo FV, el valor de  $R_{sh}$  es modificado, pudiendo de este modo emular dicho fallo. La Figura 6.3 muestra los resultados obtenidos. Con la curva I-V estática sin defecto (azul claro) como referencia, se muestra la nueva curva estática, en la cual esta presente el defecto (azul oscuro). Finalmente, se adquiere la curva I-V dinámica mediante el MC para ambos sentidos (corto-circuito y circuito-abierto). De acuerdo a la Figura 6.3, el sistema de medida, ante una variación en el valor de  $R_{sh}$ , es capaz de detectarla y obtiene una curva I-V dinámica que sigue a la curva estática con defecto.

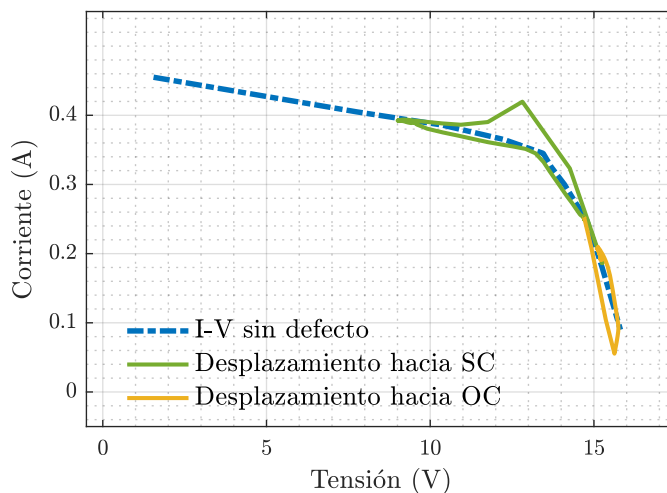


Figura 6.2. Curva I-V parcial adquirida por el MC en el módulo de 25 W sin ningún defecto.

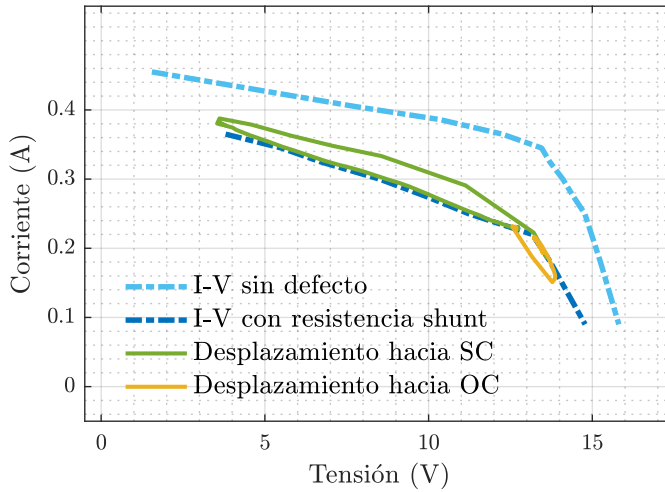


Figura 6.3. Curva I-V parcial adquirida por el MC en el módulo de 25W con una resistencia en paralelo.

Las sombras parciales en los módulos FV implican importantes pérdidas de potencia e incrementan el riesgo de hot-spots. Por lo que es importante detectar si estas sombras se deben a situaciones puntuales, como nubosidad, o permanentes, como crecimiento de la vegetación cercana o suciedad.

La Figura 6.4 muestra el módulo de 25W en el que se emula

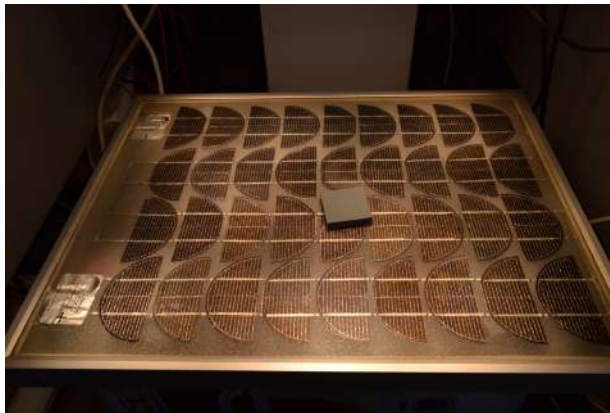


Figura 6.4. Módulo de 25W parcialmente sombreado.

un sombreado parcial y la Figura 6.5 los resultados obtenidos para esta emulación del defecto. En azul claro se muestra la curva I-V estática sin defecto y en oscuro la curva estática con el módulo parcialmente sombreado. Tal y como se muestra en la Figura, el MC es capaz de detectar esta nueva situación, especialmente en la región de alta corriente, donde el valor obtenido en la nueva situación es sensiblemente inferior.

Durante el desarrollo de la tesis, no ha sido posible emular más defectos en el sistema experimental desarrollado en el laboratorio, ni evaluar la capacidad de la metodología de monitorización en el sistema instalado en el exterior, debido a que la detección de defectos queda fuera del alcance de esta tesis. Sin embargo, la detección de diferentes tipos de defectos mediante la metodología de monitorización propuesta, se plantea como una línea futura dentro de esta línea de investigación. La obtención de los parámetros del módulo mediante el proceso del Capítulo 5, así mismo, daría información de la causa de los defectos del módulo. Los distintos defectos posibles se reflejan en la variación de dichos parámetros.

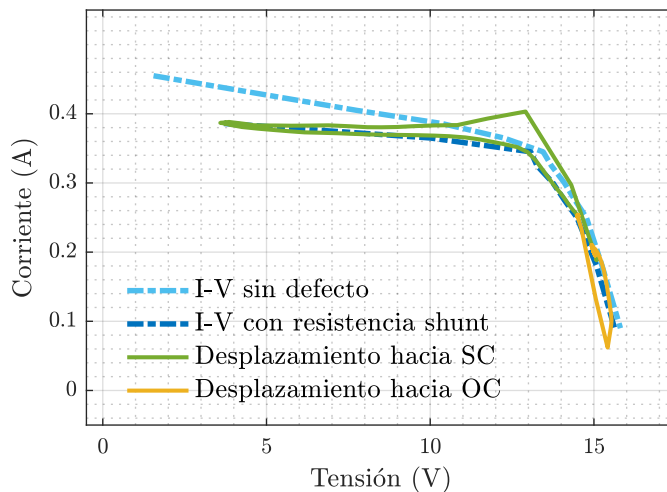


Figura 6.5. Curva I-V parcial adquirida por el MC en el módulo de 25W sombreado parcialmente.

## 6.2 SISTEMA DE MONITORIZACIÓN

Tal y como se ha descrito en el Capítulo 3, la metodología de monitorización propuesta en esta tesis se compone de un MC conectado en paralelo a cada módulo FV y de una CU para el sistema completo. En los Capítulos anteriores de este documento de tesis se ha descrito el funcionamiento del MC y del procesado realizado desde la CU para la obtención de los parámetros del módulo FV. Así mismo, la metodología de monitorización requiere de un sistema de comunicaciones que permita comunicar cada MC con la CU.

Con el objetivo de validar la metodología de monitorización de sistemas FV propuesta en este trabajo de tesis en los prototipos del MC realizados se implementó un sistema de comunicaciones basado en el estándar RS-485. Este sistema de comunicaciones permite transmitir los datos adquiridos por cada MC a la CU donde los datos son procesados y a partir de ellos se realizan todos los cálculos presentados en este documento. El uso del estándar RS-485 presenta como principal ventaja, su baja complejidad de implementación, permitiendo de esta forma centrar el trabajo de tesis en la validación de la metodología de monitorización. No obstante, el estándar RS-485 requiere de cableado adicional en el sistema FV, añadiendo dos cables nuevos para cada MC y otros dos más para conectar todos los MC con la CU, de acuerdo a la Figura 3.9, lo cual añade coste y complejidad a dicha solución.

### 6.2.1 SISTEMA DE COMUNICACIONES

Dentro de la metodología de monitorización, el único elemento que no ha sido analizado durante este trabajo de tesis es el sistema de comunicaciones. De cara a seleccionar la alternativa de comunicaciones más óptima para una versión industrial operativa de la metodología de monitorización existen diversos requerimientos que deben ser considerados:

- Ancho de banda: De acuerdo a la metodología presentada en el Capítulo 3 cada MC obtiene cuatro medidas del módulo FV, dos en estática y otras dos en dinámica, generadas estas últimas a partir del bloque de control (sección 3.1.1). Cada una de estas

medidas se compone de aproximadamente 100 muestras de 12 bits. Por ello, el flujo de datos en la red de comunicaciones será inferior a 1Kbyte/módulo para el envío de los datos desde cada MC a la CU y de unos pocos bytes por módulo para el envío de ordenes desde la CU a cada MC.

- Alcance y número de nodos: El sistema de comunicaciones debe ser apto para cualquier tipo de sistema FV, desde sistemas residenciales de unos pocos módulos hasta sistemas FV de gran tamaño con decenas de miles de módulos y tamaños de decenas de  $km^2$ .
- Integración: La electrónica necesaria en cada nodo para el sistema de comunicaciones debe ser integrable en cada MC.
- Complejidad de instalación y operatividad: El sistema de comunicaciones a implementar debe ser viable desde el punto de vista de instalación en el sistema FV y de operación durante el funcionamiento normal del sistema FV.
- Coste: El coste del sistema de comunicaciones, debe ser reducido. El coste del MC completo, con el sistema de comunicaciones incluido, debe estar en el rango del euro por módulo.

Conforme a las especificaciones indicadas, la alternativa empleada durante el desarrollo de este trabajo de tesis, no sería una solución viable de cara a un sistema FV de gran tamaño, con cientos o miles de módulos. Con un MC conectado en paralelo a cada uno de ellos, el uso del estándar RS-485 supondría cablear nuevamente el sistema, añadiendo nuevo cableado y conectores exclusivamente para el sistema de monitorización, con la subsecuente inversión necesaria. Por ello, la alternativa del estándar RS-485, aunque ha sido de gran utilidad para la validación de la metodología de monitorización, no permite implementar esta metodología de manera económica y sencilla en sistemas FV de gran tamaño.

En paralelo al desarrollo de los objetivos principales de este trabajo de tesis se ha realizado un análisis preliminar de las alternativas de comunicaciones existentes. Se descartaron por el coste y la complejidad que conllevan, aquellas alternativas que requieren de



cableado adicional. Por consiguiente, las alternativas consideradas para las comunicaciones del sistema de monitorización se reducen a dos: comunicaciones inalámbricas o comunicaciones mediante la línea de potencia (PLC, Power Line Communications).

Dentro de las alternativas para las comunicaciones inalámbricas del sistema de monitorización, existen diferentes alternativas que comparten una arquitectura similar, dividiendo la red de comunicaciones en dos partes diferenciadas. En primer lugar, una red de sensores inalámbricos (WSN, wireless sensor network) mediante la cual es posible comunicar cada uno de los nodos (cada MC, es decir, cada módulo) con la unidad central, que en este caso se corresponde con la CU. En segundo lugar, desde la unidad central existe un punto de acceso a internet mediante Ethernet o 4G que permite enviar todos los datos del sistema FV a un servidor, para llevar a cabo su acceso remoto.

De cara al desarrollo de la WSN, existen diferentes alternativas, basadas en diferentes tecnologías como RFID [205], ZigBee [206, 207, 208, 209, 210], redes de 433MH [211, 212], bluetooth [213] o WI-FI [161], las cuales se han aplicado para la monitorización de sistemas FV. El uso de una WSN presenta como principal ventaja el hecho de que su implementación no requiere de cableado adicional. Cada nodo inalámbrico, integrado en el MC, se alimenta desde su correspondiente módulo FV, recibe las ordenes de la CU y transmite los datos de manera inalámbrica. Esta funcionalidad, desde la perspectiva del operador del sistema FV, facilita la implementación de la metodología de monitorización. Ya que no requiere de cableado adicional y bastaría con conectar cada MC a su módulo y configurar la red.

Sin embargo, el uso de una WSN presenta ciertas dificultades para cumplir los requerimientos de esta metodología de monitorización indicados anteriormente. Por un lado, la electrónica necesaria para las comunicaciones inalámbricas presenta un cierto coste, que puede verse incrementado en función a la tecnología empleada, lo cual dificulta su rentabilidad económica.

En lo que respecta al nivel de complejidad a la hora de implementar una WSN con miles o decenas de miles de nodos, crear y gestionar

una red inalámbrica de esas dimensiones, presenta importantes dificultades. Como pueden ser el limitado número de nodos que se pueden conectar simultáneamente, el limitado ancho de banda o las interferencias que se producen al ser señales de baja potencia que deben recorrer grandes distancias. Todo ello repercute en la complejidad que requeriría la topología de una red de comunicaciones inalámbrica. Así mismo, a fin de propagar las señales por todo el sistema FV, estos métodos requieren de amplificadores o antenas distribuidos por el sistema, con el subsecuente coste añadido que suponen.

Para el caso de un sistema FV, este presenta como dificultad añadida la necesidad de asociar cada nodo de la WSN con el módulo específico al que está conectada. Ya que, cada MC envía datos de su módulo asociado y la CU debe conocer a que módulo se corresponde cada paquete de información. No obstante, cualquier proceso de enumeración durante la instalación del sistema, que permita asociar cada nodo con el módulo al que esta conectado, añade complejidad al sistema.

Por consiguiente, descartando los métodos que requieren de cableado adicional, debido al coste y complejidad que implican, la alternativa de comunicaciones que mejor se ajusta a los requerimientos es la de PLC. La tecnología PLC es una tecnología, mediante la cual es posible enviar los datos de la monitorización a través de la propia línea DC de los módulos, presentando resultados prometedores [214, 215, 216, 165].

La tecnología PLC consiste en la modulación de los datos en una señal portadora para el envío de datos y su demodulación para la recepción de los mismos. En este caso, la señal portadora se corresponde con la señal DC de la línea de potencia de los módulos. Por ello, tanto a cada MC como a la CU se les debe añadir dos pequeños circuitos electrónicos que permitan la modulación y demodulación de las comunicaciones, de acuerdo a la Figura 6.6. Aunque existen diferentes técnicas de modulación, la técnica seleccionada será la variación de la amplitud (ASK, amplitude shift keying), de acuerdo con la Figura 6.7, donde (a) muestra la señal digital y (b) la señal modulada en amplitud.

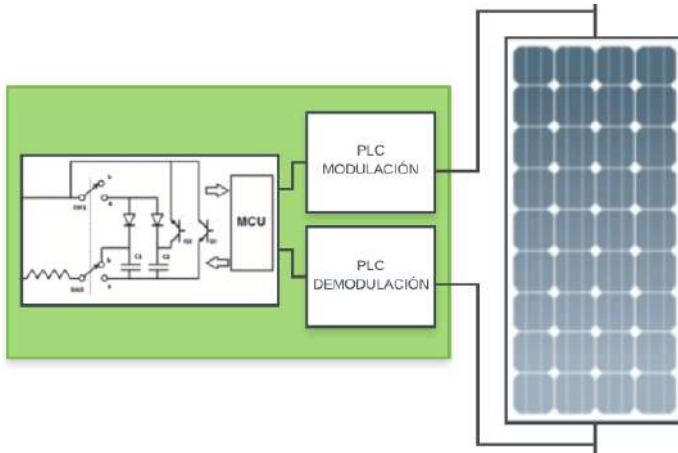


Figura 6.6. Bloques a añadir en el MC para la modulación y demodulación de las comunicaciones.

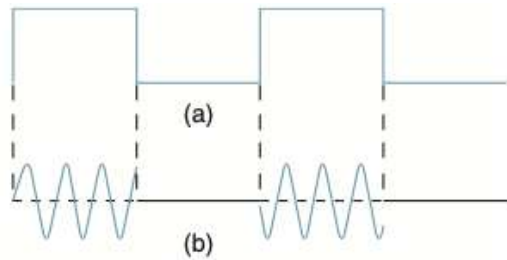


Figura 6.7. Modulación ASK: (a) Señal digital y (b) señal modulada en amplitud.

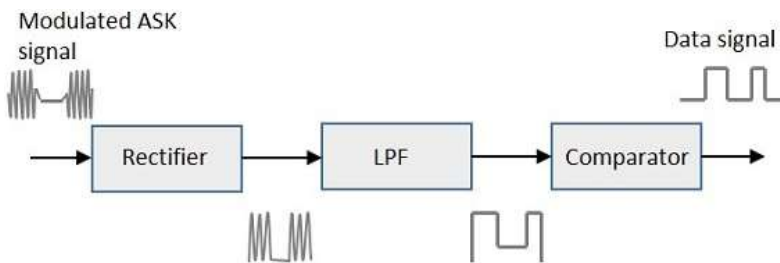


Figura 6.8. Proceso para la Demodulación ASK.

El diagrama de la Figura 6.8 muestra el proceso para la demodulación asíncrona de la señal. El cual consiste en un rectificador de media onda que obtiene la mitad positiva de la señal,

un filtro paso bajo que elimina las frecuencias más elevadas y un comparador que obtiene el dato en digital.

Tanto el circuito de modulación como el de demodulación han sido validados en un entorno de simulación. La Figura 6.9 muestra el circuito de modulación y los resultados de simulación obtenidos. En verde se muestra la señal digital de entrada y en azul la señal modulada. Por otro lado, la Figura 6.10 muestra el circuito

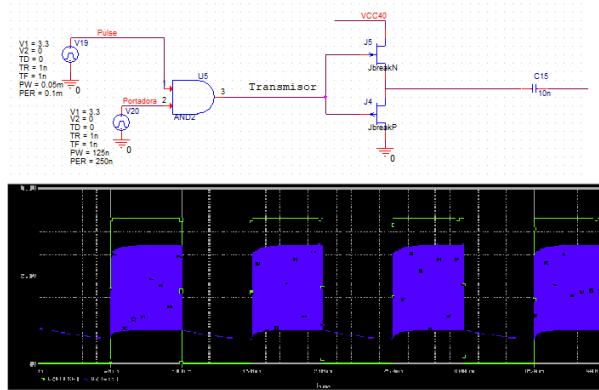


Figura 6.9. Simulación de modulación ASK. En verde señal digital de entrada y en azul señal modulada.

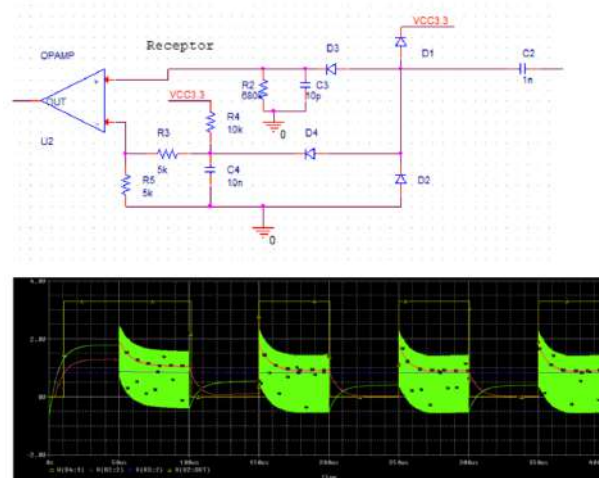


Figura 6.10. Simulación de demodulación ASK. En verde señal modulada de entrada y en amarilla señal digital de salida.

de demodulación y los resultados obtenidos. Actualmente está en desarrollo un prototipo para la validación de la tecnología PLC en el sistema de monitorización desarrollado durante esta tesis.

### 6.2.2 INTEGRACIÓN DEL MC

El uso de la alternativa del PLC para las comunicaciones de la red de sensores, permite realizar la comunicación bidireccional entre cada MC y la CU añadiendo unos pocos componentes electrónicos de baja potencia a cada MC. Esto permitiría reducir el tamaño y coste de los prototipos del MC desarrollados actualmente, ya que se sustituiría el bloque de comunicaciones actual. Por consiguiente, todos los componentes necesarios para la metodología de monitorización propuesta, excepto los condensadores, se podrían incluir en un circuito integrado para la producción a gran escala.

La integración del MC en un único circuito integrado, permitiría reducir su tamaño, de tal forma que todos los componentes electrónicos podrían incluirse dentro de la propia caja de conexiones del módulo, la cual ya dispone de los conectores necesarios para acceder al mismo.

De manera que el coste económico de la metodología de monitorización se vería reducido alcanzando un coste en el orden del euro. Aunque no es el objetivo de la tesis lograr un producto comercial, su viabilidad desde el punto de vista de rentabilidad económica dependería de poder alcanzar estos niveles de coste e integración.

### 6.2.3 UNIDAD DE CONTROL

La CU desarrollada durante este trabajo de tesis, con el objetivo de validar la metodología de monitorización, ha consistido en una GUI desarrollada en MATLAB. Dicha GUI, se ejecuta desde un ordenador personal.

En una versión industrial, implementada en un sistema FV en explotación, la CU debería desarrollarse en un PC industrial. La CU recibiría la información de todos los MC y además de realizar los cálculos necesarios y estimar el estado de los módulos debería

facilitar la supervisión remota del sistema. Para ello, la CU debería tener conectividad a internet y transmitir toda la información a un servidor. Lo cual permitiría la monitorización del sistema FV de manera remota.

### 6.3 CONCLUSIONES

En este capítulo se han presentado las principales consideraciones a tener en cuenta para la implementación de la metodología de monitorización en un sistema FV en explotación. Entre estas consideraciones, se han propuesto dos parámetros indicadores (degradación y desajuste del módulo) que permiten cuantificar las pérdidas de cada módulo e identificar su origen, en el propio módulo o en el resto del sistema. La temperatura de la célula y la iluminación del módulo, parámetros necesarios para el cálculo de los indicadores, pueden estimarse a partir de los valores de  $I_{sc}$  y  $V_{oc}$ . El proceso de cálculo de estos parámetros continúa en desarrollo.

Así mismo, en este capítulo se ha presentado un primer análisis de la capacidad de la metodología propuesta para discriminar entre diferentes tipos de defectos, haciendo uso del sistema experimental desarrollado en el laboratorio. Dichos resultados están pendientes de ser evaluados en el sistema experimental en exterior.

Finalmente, se ha realizado un análisis de las distintas alternativas para implementar un sistema de comunicaciones viable desde el punto de vista de coste, instalación y operatividad. La alternativa seleccionada ha sido PLC, la cual puede ser implementada añadiendo únicamente componentes de baja potencia y sin la necesidad de cableado adicional. Así mismo, en este Capítulo se presenta la validación de la tecnología PLC en un entorno de simulación. Actualmente está en desarrollo un prototipo de dicha tecnología para su validación en un sistema FV.



# 7 | CONCLUSIONES

En este Capítulo se resumen las principales conclusiones y contribuciones de este trabajo de tesis. Se detallan las publicaciones en revistas y las comunicaciones en congresos tanto nacionales como internacionales a los que ha dado lugar. Se citan también los proyectos de investigación que han permitido su realización. Finalmente se plantean las líneas futuras a desarrollar.

## PRINCIPALES CONTRIBUCIONES DEL TRABAJO DE TESIS

Los objetivos de este trabajo de tesis se contextualizan en la monitorización de sistemas FV, y se centran, en concreto, en la monitorización de módulos FV individuales. Los sistemas FV actuales presentan unas pérdidas en torno al 15-20 % que reducen su rentabilidad y aceleran su degradación. La monitorización adecuada de los sistemas FV permite optimizar los ciclos de mantenimiento, aumentar la rentabilidad de los sistemas FV y ralentizar la degradación de los módulos FV.

Dentro de este contexto, durante el desarrollo de este trabajo de tesis, se han desarrollado las siguientes aportaciones alineadas con los objetivos de la tesis:

- Se ha propuesto una metodología de monitorización de sistemas FV orientada a módulos individuales, aplicable de manera remota. La metodología se basa en un circuito electrónico de baja potencia que emplea una serie de conmutadores electrónicos y condensadores en el rango de las



decenas de los microfaradios. El circuito electrónico es capaz de tomar medidas parciales de la curva I-V de los módulos FV, de manera continua y sin alterar su normal funcionamiento. Todo ello, permite monitorizar y analizar de manera remota los módulos FV individualmente. Las medidas parciales de la curva I-V son consecuencia de pequeñas perturbaciones, del orden de los milisegundos, originadas por el circuito electrónico conectado en paralelo al módulo FV. En el Capítulo 3 de esta tesis se desarrolla la metodología de monitorización y se evalúa su funcionamiento. Para ello, se hace uso de un sistema experimental desarrollado en el laboratorio, el cual se basa en un módulo de 25 W. A partir de las medidas realizadas, es posible estimar directamente la característica I-V del módulo FV en regiones cercanas al MPP. Dicha estimación es posible obtenerla, sin la necesidad de aplicar ninguna etapa intermedia de procesado, obteniendo unas precisiones entre el 1 y el 3 %.

- Se ha evaluado la metodología de monitorización propuesta en un sistema experimental implementado en el exterior de 3.45 kW en el que se han utilizado módulos FV de 285 W. Debido al efecto de histéresis presente en la medida, no es posible estimar directamente la curva I-V en torno al punto de operación. A fin de mitigar el efecto de histéresis y poder estimar la curva I-V en torno al punto de operación, en el Capítulo 4 se ha propuesto un algoritmo basado en el cálculo de la suma ponderada de las corrientes directa e inversa del módulo. El MSE al estimar la curva I-V alrededor del punto de operación es inferior al 0.8 %. Así mismo, se obtiene el MPP con un error inferior al 2.1 %.
- Se ha propuesto un método basado en el ajuste de los datos obtenidos por el sistema de monitorización a un modelo de regresión lineal del modelo de doble diodo del módulo FV en dinámica. Mediante este método, el MSE alrededor del punto de operación se reduce a un porcentaje inferior al 0.3 %, siendo posible estimar el MPP con un error cercano al 0.1 %. Mediante este método de ajuste es posible estimar  $I_{sc}$  y  $V_{oc}$  con un error del 3.5 % y el 10 %, respectivamente.

- Se han presentado dos parámetros indicadores, denominados como desajuste y degradación, que permiten estimar las pérdidas de potencia de cada módulo y determinar su origen, en el propio módulo o en el resto del sistema FV.
- Se ha evaluado, en el sistema experimental de 25 W desarrollado en el laboratorio, la capacidad de la metodología de monitorización para detectar diferentes causas de fallo que provocan una alteración en el funcionamiento normal de los módulos FV. Entre los defectos emulados, se encuentran los fallos debidos a sombras parciales o los fallos debidos a variaciones en la  $R_{sh}$ .
- Se ha realizado un análisis de las alternativas de implementación en sistemas FV de gran tamaño que más se ajustan a las necesidades que presenta el sistema de monitorización. Tras analizar y evaluar las posibles alternativas, el desarrollo de un circuito integrado que incorpore el sistema de monitorización y comunicaciones PLC ha resultado la alternativa más viable. Así mismo, dichas comunicaciones se han validado en un entorno de simulación.

## PROYECTOS FINANCIADOS

Este trabajo de tesis ha sido financiado por una beca predoctoral para la formación de personal investigador (P1) del Gobierno Vasco, proyectos de investigación financiados por la Fundación Iberdrola España (P2 y P3) y por el Gobierno Vasco (P4).

*P1 Ayudas para la formación de personal investigador.*

Gobierno Vasco

Ref: PRE\_2016\_1\_001

Enero 2017 - Enero 2021

*P2 Módulos fotovoltaicos inteligentes con monitorización integrada.*

Fundación Iberdrola España

Septiembre 2017 - Agosto 2018

Subvención: 19.425 €

- P3** *Módulos fotovoltaicos inteligentes con monitorización integrada II.*  
Fundación Iberdrola España  
Septiembre 2018 - Agosto 2019  
Subvención: 17.430 €
- P4** *Avances en la Investigación de la Operación y Mantenimiento en Energía Solar Fotovoltaica (PROMISE).*  
Gobierno Vasco  
Ref: Elkartek 19/49  
Enero 2019 - Diciembre 2020  
Subvención: 35.250 €

## PUBLICACIONES EN REVISTAS INDEXADAS

En esta sección se enumeran las publicaciones en revistas indexadas relacionadas con este trabajo de tesis.

- A1** **Ortega E**, Aranguren G, Jimeno JC. New monitoring method to characterize individual modules in large photovoltaic systems. *Solar Energy* 2019; 193; 906-914 (Q1, Energy & Fuels) [217].
- A2** **Ortega E**, Aranguren G, Jimeno JC. Photovoltaic modules transient response analysis and correction under a fast characterization system. *Solar Energy*. En segunda revisión (Q1, Energy & Fuels).

## COMUNICACIONES EN CONGRESOS Y PUBLICACIONES EN LIBROS DE ACTAS

En esta sección se enumeran las publicaciones presentadas en congresos nacionales e internacionales relacionadas con este trabajo de tesis.

- C1** **Ortega E**, Aranguren G, Sáenz MJ, Gutierrez R, Jimeno JC. Photovoltaic modules monitoring system using a wireless sensor network. En 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC). Junio 2016. Munich, Alemania [218].

- C2 Ortega E, Aranguren G, Sáenz MJ, Gutierrez R, Jimeno JC.** Wireless sensor network for photovoltaic modules monitoring. En IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). Junio 2016. Portland, Estados Unidos [219].
- C3 Ortega E, Aranguren G, Sáenz MJ, Gutierrez R, Jimeno JC.** Study of photovoltaic systems monitoring methods. IEEE 44th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). Junio 2017. Washington, Estados Unidos [140].
- C4 Ortega E, Aranguren G, Sáenz MJ, Gutierrez R, Jimeno JC.** Photovoltaic Module to Module monitoring system. IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC). Junio 2018. Waikoloa, Estados Unidos [191].
- C5 Ortega E, Aranguren G, Jimeno JC.** Determination of maximum power point with a module to module monitoring system, M3S. IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). Junio 2019. Chicago, Estados Unidos [220].
- C6 Ortega E, Aranguren G, Jimeno JC.** Photovoltaic module to module monitoring system, M3S. II. Jornadas Doctorales de la UPV/EHU. Julio 2019. Bilbao, España.
- C7 Ortega E, Aranguren G, Jimeno JC.** New monitoring method to self-characterize individual modules in large photovoltaic systems. 2020 NREL Photovoltaic Reliability Workshop (PVRW). Febrero 2020. Denver, Estados Unidos.
- C8 Ortega E, Aranguren G, Jimeno JC.** Photovoltaic modules self testing using M3S in an outdoor PV system. IEEE 47th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). Junio 2020. Calgary, Canadá [221].
- C9 Ortega E, Aranguren G, Jimeno JC.** New monitoring method to self-characterize individual modules in large photovoltaic systems. I Congreso Anual de Estudiantes de Doctorado. Febrero 2021. Elche, España.

## LÍNEAS FUTURAS

En este trabajo de tesis se ha presentado una nueva metodología para la monitorización de sistemas FV aplicable módulo a módulo de manera remota. La metodología propuesta permite estimar la curva I-V característica de los módulos FV alrededor del punto de operación sin alterar su normal funcionamiento, pudiendo analizar y evaluar el estado de cada módulo de manera individual a través de un interfaz gráfica de manera remota. A partir de los datos obtenidos es posible estimar la curva I-V alrededor del punto de operación y el MPP. Así mismo, la metodología propuesta presenta potencial para estimar  $I_{sc}$  y  $V_{oc}$ , identificar el origen de las pérdidas y distinguir entre diferentes causas de fallo. En base a estos resultados se plantean las siguientes líneas futuras:

- *Análisis de la capacidad de mejora del método de ajuste al modelo de doble diodo.* En los resultados presentados en este trabajo de tesis es posible estimar  $I_{sc}$  y  $V_{oc}$  con unos errores del 3.5 % y del 10 %, respectivamente. Se plantea como objetivo tratar de reducir dicho error al 2 %, mejorando el método de ajuste y caracterizando el circuito de medida y los módulos. Así mismo, se plantea como objetivo analizar la capacidad del método propuesto para estimar el resto de parámetros del módulo ( $I_{01}$ ,  $I_{02}$ ,  $G_{sh}$ ,  $R_s$ ).
- *Análisis de la metodología de monitorización en módulos de alta eficiencia.* Durante este trabajo de tesis se ha evaluado el sistema de monitorización en módulos de baja eficiencia (módulo de 25 W) y en módulos con eficiencias cercanas al 20 %. Se plantea como objetivo evaluar la metodología de monitorización en módulos de muy alta eficiencia, cercanas al 23 %. Donde el efecto de histéresis analizado en el Capítulo 4 será aún más notable. Actualmente la inversión está realizada, a falta de su instalación para su posterior análisis.
- *Análisis de la capacidad de la metodología de monitorización para la detección de fallos.* Se plantea como objetivo evaluar la capacidad de la metodología de monitorización para detectar y distinguir diferentes tipos de fallos en módulos conectados en un string.

- *Integración del sistema de comunicaciones PLC.* Tras su validación en un entorno de simulación, el siguiente paso, es la integración de las comunicaciones PLC en el MC, sustituyendo el bloque de RS-485 actual. Esta línea, actualmente esta en desarrollo.
- *Evaluar la metodología de monitorización en un sistema FV de gran tamaño.* Esta última línea consiste en instalar un MC por módulo y una CU en un sistema FV de gran tamaño y evaluar su funcionamiento a medio plazo.



## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Cook JJ, Ardani KB, Margolis RM, et al. Cost-reduction roadmap for residential solar photovoltaics (pv), 2017-2030. Technical report, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States) 2018.
- [2] Victoria M, Ramiro Í, Moretón R. Gráficos significativos energía solar fotovoltaica. Universidad Politécnica de Madrid, Madrid 2017;.
- [3] Fraunhofer I. Photovoltaics report. Fraunhofer ISE, Freiburg 2020;.
- [4] Taylor M, Ralon P, Ilas A. The power to change: solar and wind cost reduction potential to 2025. International renewable energy agency (IRENA) 2016;.
- [5] Green MA, Dunlop ED, Hohl-Ebinger J, et al. Solar cell efficiency tables (version 56). Progress in Photovoltaics: Research and Applications 2020;28(7):629–638.
- [6] Murdock HE, Gibb D, André T, et al. Renewables 2019 global status report 2019;.
- [7] Sawin J, et al. Renewable energy policy network for the 21st century renewables 2017 global status report. REN21 Secretariat: Paris, France 2017;:1–302.
- [8] Kurtz S, Haegel N, Sinton R, et al. A new era for solar. Nature photonics 2017;11(1):3–5.
- [9] Jäger-Waldau A. Snapshot of Photovoltaics February 2019. Energies 2019;12(5):769.
- [10] Louwen A, van Sark W. Photovoltaic solar energy. In Technological Learning in the Transition to a Low-Carbon Energy System. Elsevier, 2020, 65–86.



- [11] Gielen D, Boshell F, Saygin D, et al. The role of renewable energy in the global energy transformation. *Energy Strategy Reviews* 2019; 24:38–50.
- [12] Blaesser G. PV system measurements and monitoring the European experience. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 1997;47(1-4):167–176.
- [13] Srivastava R, Tiwari A, Giri V. An overview on performance of PV plants commissioned at different places in the world. *Energy for Sustainable Development* 2020;54:51–59.
- [14] Woyte A, Richter M, Moser D, et al. Monitoring of photovoltaic systems: good practices and systematic analysis. In *Proc. 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference*. 2013, 3686–3694.
- [15] Kumar BS, Sudhakar K. Performance evaluation of 10 MW grid connected solar photovoltaic power plant in India. *Energy Reports* 2015;1:184–192.
- [16] Leloux J, Moretón R, Narvarte L, et al. Monitoring 30,000 PV systems in Europe: Performance, faults, and state of the art. In *31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*. 2015.
- [17] Drif M, Pérez P, Aguilera J, et al. Univer Project. A grid connected photovoltaic system of 200kWp at Jaén University. Overview and performance analysis. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2007; 91(8):670–683.
- [18] Jahn U, Mayer D, Heidenreich M, et al. International Energy Agency PVPS Task 2: Analysis of the operational performance of the IEA Database PV systems. In *16th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Glasgow, United Kingdom*. Citeseer, 2000, 5.
- [19] Jahn U, Nasse W. Operational performance of grid-connected PV systems on buildings in Germany. *Progress in Photovoltaics: Research and applications* 2004;12(6):441–448.
- [20] Kymakis E, Kalykakis S, Papazoglou TM. Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete. *Energy Conversion and Management* 2009;50(3):433–438.
- [21] Huang H, Jao J, Yen K, et al. Performance and availability analyses of PV generation systems in Taiwan. *International Journal of Electrical and Computer Engineering* 2011;5(6):736–740.
- [22] Leloux J, Narvarte L, Trebosc D. Review of the performance of residential PV systems in France. *Renewable and Sustainable Energy*

- Reviews 2012;16(2):1369–1376.
- [23] Leloux J, Narvarte L, Trebosc D. Review of the performance of residential PV systems in Belgium. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2012;16(1):178–184.
- [24] Reich NH, Mueller B, Armbruster A, et al. Performance ratio revisited: is PR>90 % realistic? *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2012;20(6):717–726.
- [25] Emmanuel M, Akinyele D, Rayudu R. Techno-economic analysis of a 10 kWp utility interactive photovoltaic system at Maungaraki school, Wellington, New Zealand. *Energy* 2017;120:573–583.
- [26] Matsumoto Y, Norberto C, Urbano JA, et al. Three-year PV system performance in Mexico City. In 2016 IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). IEEE, 2016, 3168–3172.
- [27] AG SST. Coeficiente de rendimiento. Factor de calidad de la instalacion fotovoltaica. Technical report 2020.
- [28] Huld T, Gottschalg R, Beyer HG, et al. Mapping the performance of PV modules, effects of module type and data averaging. *Solar Energy* 2010;84(2):324–338.
- [29] Dubey S, Sarvaiya JN, Seshadri B. Temperature dependent photovoltaic (PV) efficiency and its effect on PV production in the world—a review. *Energy Procedia* 2013;33:311–321.
- [30] Jones CB, Ellis BH, Stein JS, et al. Comparative Review of High Resolution Monitoring Versus Standard Inverter Data Acquisition for a Single Photovoltaic Power Plant. In 2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC)(A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC & 34th EU PVSEC). IEEE, 2018, 0715–0720.
- [31] Becquerel M. Mémoire sur les effets électriques produits sous l’influence des rayons solaires. *Comptes rendus hebdomadaires des séances de l’Académie des sciences* 1839;9:561–567.
- [32] Sinton RA, Cuevas A. Contactless determination of current–voltage characteristics and minority-carrier lifetimes in semiconductors from quasi-steady-state photoconductance data. *Applied Physics Letters* 1996;69(17):2510–2512.
- [33] Kontges M, Kurtz S, Packard C, et al. IEA-PVPS {Task 13}: Review of failures of PV modules. Technical Report IEA-PVPS T13-01: 2014 2014;.

- [34] Sera D. Series resistance monitoring for photovoltaic modules in the vicinity of MPP. In 25th European photovoltaic solar energy conference and exhibition. 2010, 4506–4510.
- [35] Nehme B, Msirdi NK, Namaane A, et al. Analysis and characterization of faults in PV panels. *Energy Procedia* 2017;111:1020–1029.
- [36] Seaward. How does temperature and irradiance affect I-V curves? Technical report, Seaward, electrical safety testing and measuring 2020.
- [37] D DeGraaff ZC R Lacerda. Degradation Mechanisms in Si Module Technologies Observed in the Field; Their Analysis and Statistics. In PV Module Reliability Workshop, NREL, Denver, Golden, USA. 2011.
- [38] K Schulze MNCVGW M Groh, Becker G. Untersuchung von Alterungseffekten bei monokristallinen PV-Modulen mit mehr als 15 Betriebsjahren durch Elektrolumineszenz- und Leistungsmessung. In 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie. 2012.
- [39] Dhimish M, Holmes V, Mehrdadi B, et al. The impact of cracks on photovoltaic power performance. *Journal of Science: Advanced Materials and Devices* 2017;2(2):199–209.
- [40] Wendt J, Träger M, Mette M, et al. The link between mechanical stress induced by soldering and micro damages in silicon solar cells. In 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference. 2009, 21–25.
- [41] Sander M, Dietrich S, Pander M, et al. Investigations on crack development and crack growth in embedded solar cells. In Reliability of Photovoltaic Cells, Modules, Components, and Systems IV, volume 8112. International Society for Optics and Photonics, 2011, 811209.
- [42] Reil F, Althaus J, Vaaßen W, et al. The effect of transportation impacts and dynamic load tests on the mechanical and electrical Behaviour of Crystalline PV Modules. In Proc. 25h European PV Solar Energy Conference. 2010, 3989–3992.
- [43] Köntges M, Kajari-Schröder S, Kunze I, et al. Crack statistic of crystalline silicon photovoltaic modules. In 26th European photovoltaic solar energy conference and exhibition, volume 26. 2011, 3290–3294.
- [44] Buerhop C, Wirsching S, Bemm A, et al. Evolution of cell cracks in PV-modules under field and laboratory conditions. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2018;26(4):261–272.

- [45] Kajari-Schröder S, Kunze I, Eitner U, et al. Spatial and orientational distribution of cracks in crystalline photovoltaic modules generated by mechanical load tests. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2011; 95(11):3054–3059.
- [46] Rajput P, Tiwari G, Sastry O, et al. Degradation of mono-crystalline photovoltaic modules after 22 years of outdoor exposure in the composite climate of India. *Solar Energy* 2016;135:786–795.
- [47] Tsanakas JA, Ha L, Buerhop C. Faults and infrared thermographic diagnosis in operating c-Si photovoltaic modules: A review of research and future challenges. *Renewable and sustainable energy reviews* 2016;62:695–709.
- [48] Sharma V, Chandel S. Performance and degradation analysis for long term reliability of solar photovoltaic systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2013;27:753–767.
- [49] Kajari-Schröder S, Kunze I, Kšntges M. Criticality of cracks in PV modules. *Energy Procedia* 2012;27:658–663.
- [50] Köntges M, Kajari-Schröder S, Kunze I. Crack statistic for wafer-based silicon solar cell modules in the field measured by UV fluorescence. *IEEE Journal of Photovoltaics* 2012;3(1):95–101.
- [51] Köntges M, Kunze I, Kajari-Schröder S, et al. Quantifying the risk of power loss in PV modules due to micro cracks. In *25th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Valencia, Spain. 2010*, 3745–3752.
- [52] Jordan DC, Deline C, Kurtz SR, et al. Robust PV degradation methodology and application. *IEEE Journal of Photovoltaics* 2017; 8(2):525–531.
- [53] Muñoz J, Lorenzo E, Martínez-Moreno F, et al. An investigation into hot-spots in two large grid-connected PV plants. *Progress in Photovoltaics: Research and applications* 2008;16(8):693–701.
- [54] Ghanbari T. Permanent partial shading detection for protection of photovoltaic panels against hot spotting. *IET Renewable Power Generation* 2016;11(1):123–131.
- [55] Kim KA, Krein PT. Hot spotting and second breakdown effects on reverse IV characteristics for mono-crystalline Si photovoltaics. In *2013 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition. IEEE, 2013*, 1007–1014.
- [56] Cristaldi L, Faifer M, Lazzaroni M, et al. Diagnostic architecture: A procedure based on the analysis of the failure causes applied to

- photovoltaic plants. *Measurement* 2015;67:99–107.
- [57] Pandian A, Bansal K, Thiruvadigal DJ, et al. Fire hazards and overheating caused by shading faults on photo voltaic solar panel. *Fire technology* 2016;52(2):349–364.
- [58] Dhimish M, Mather P, Holmes V. Evaluating power loss and performance ratio of hot-spotted photovoltaic modules. *IEEE Transactions on Electron Devices* 2018;65(12):5419–5427.
- [59] Zhang Z, Wang L. Study of bypass diode reliability under non-uniform irradiance distribution on PV module surface. *Acta Energetica Sinica* 2016;37(2):355–360.
- [60] Dhimish M, Holmes V, Mehrdadi B, et al. PV output power enhancement using two mitigation techniques for hot spots and partially shaded solar cells. *Electric Power Systems Research* 2018; 158:15–25.
- [61] Vieira RG, de Araújo FM, Dhimish M, et al. A Comprehensive Review on Bypass Diode Application on Photovoltaic Modules. *Energies* 2020; 13(10):2472.
- [62] Alonso-Garcia M, Ruiz J, Chenlo F. Experimental study of mismatch and shading effects in the I–V characteristic of a photovoltaic module. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2006;90(3):329–340.
- [63] Lorente DG, Pedrazzi S, Zini G, et al. Mismatch losses in PV power plants. *Solar Energy* 2014;100:42–49.
- [64] Belhaouas N, Cheikh MSA, Agathoklis P, et al. PV array power output maximization under partial shading using new shifted PV array arrangements. *Applied energy* 2017;187:326–337.
- [65] Silvestre S, Boronat A, Chouder A. Study of bypass diodes configuration on PV modules. *applied energy* 2009;86(9):1632–1640.
- [66] Kato K. PVResQ!: a research activity on reliability of PV systems from an user's viewpoint in Japan. In *Reliability of Photovoltaic Cells, Modules, Components, and Systems IV*, volume 8112. International Society for Optics and Photonics, 2011, 81120K.
- [67] Park N, Jeong J, Kang B, et al. The effect of encapsulant discoloration and delamination on the electrical characteristics of photovoltaic module. *Microelectronics Reliability* 2013;53(9-11):1818–1822.
- [68] Lazzaroni M, Ferrari S, Piuri V, et al. Models for solar radiation prediction based on different measurement sites. *Measurement* 2015; 63:346–363.

- [69] Jordan DC, Wohlgemuth JH, Kurtz SR. Technology and climate trends in PV module degradation. Technical report, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States) 2012.
- [70] Tamizmani G. Reliability Evaluation of PV Power Plants Input Data for Warranty, Bankability and Energy Estimation Models. In PV Module Reliability Workshop. 2014.
- [71] Pern F. Factors that affect the EVA encapsulant discoloration rate upon accelerated exposure. *Solar energy materials and solar cells* 1996;41:587–615.
- [72] Jordan DC, Kurtz SR. Photovoltaic degradation rates an analytical review. *Progress in photovoltaics: Research and Applications* 2013; 21(1):12–29.
- [73] Sinha A, Pore S, Balasubramaniyan A, et al. Acceleration factor modeling for degradation rate prediction of photovoltaic encapsulant discoloration. In 2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC)(A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC & 34th EU PVSEC). IEEE, 2018, 1342–1346.
- [74] Koentges M, Bothe K. Elektrolumineszenzmessung an PV-Modulen. *Photovoltaik aktuell* 2008;252:253.
- [75] Berghold J, Roericht M, Böttcher A, et al. Electrochemical corrosion within solar panels. In 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Frankfurt. 2012, 3511–3517.
- [76] Meyer S, Richter S, Timmel S, et al. Snail trails: root cause analysis and test procedures. *Energy Procedia* 2013;38:498–505.
- [77] Dolar A, Leva S, Manzolini G, et al. Investigation on performance decay on photovoltaic modules: Snail trails and cell microcracks. *IEEE journal of photovoltaics* 2014;4(5):1204–1211.
- [78] Swonke T, Auer R. Impact of moisture on PV module encapsulants. In *Reliability of Photovoltaic Cells, Modules, Components, and Systems II*, volume 7412. International Society for Optics and Photonics, 2009, 74120A.
- [79] Kempe MD. Modeling of rates of moisture ingress into photovoltaic modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2006;90(16):2720–2738.
- [80] Bosco N, Silverman TJ, Kurtz S. The influence of PV module materials and design on solder joint thermal fatigue durability. *IEEE Journal of Photovoltaics* 2016;6(6):1407–1412.

- [81] Bosco N, Moffitt S, Schelhas LT. Mechanisms of adhesion degradation at the photovoltaic module's cell metallization-encapsulant interface. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2019;27(4):340–345.
- [82] Kim JH, Park J, Kim D, et al. Study on mitigation method of solder corrosion for crystalline silicon photovoltaic modules. *International Journal of Photoenergy* 2014;2014.
- [83] Nicoletta Ferretti JB. How soiling and cleaning impact module performance in deserts. Technical report 2015.
- [84] Dastoori K, Al-Shabaan G, Kolhe M, et al. Charge measurement of dust particles on photovoltaic module. In 2013 8TH INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON ADVANCED TOPICS IN ELECTRICAL ENGINEERING (ATEE). IEEE, 2013, 1–4.
- [85] Mani M, Pillai R. Impact of dust on solar photovoltaic (PV) performance: Research status, challenges and recommendations. *Renewable and sustainable energy reviews* 2010;14(9):3124–3131.
- [86] Abderrezek M, Fathi M. Experimental study of the dust effect on photovoltaic panels' energy yield. *Solar Energy* 2017;142:308–320.
- [87] Javed W, Wubulikasimu Y, Figgis B, et al. Characterization of dust accumulated on photovoltaic panels in Doha, Qatar. *Solar Energy* 2017;142:123–135.
- [88] Cristaldi L, Faifer M, Rossi M, et al. Economical evaluation of PV system losses due to the dust and pollution. In 2012 IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference Proceedings. IEEE, 2012, 614–618.
- [89] Kimber A, Mitchell L, Nogradi S, et al. The effect of soiling on large grid-connected photovoltaic systems in California and the southwest region of the United States. In 2006 IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conference, volume 2. IEEE, 2006, 2391–2395.
- [90] Caron JR, Littmann B. Direct monitoring of energy lost due to soiling on first solar modules in California. *IEEE Journal of Photovoltaics* 2013;3(1):336–340.
- [91] Adinoyi MJ, Said SA. Effect of dust accumulation on the power outputs of solar photovoltaic modules. *Renewable energy* 2013;60:633–636.
- [92] Jiang H, Lu L, Sun K. Experimental investigation of the impact of airborne dust deposition on the performance of solar photovoltaic (PV) modules. *Atmospheric environment* 2011;45(25):4299–4304.

- [93] Dolara A, Lazaroiu GC, Leva S, et al. Experimental investigation of partial shading scenarios on PV (photovoltaic) modules. *Energy* 2013; 55:466–475.
- [94] Patel H, Agarwal V. MATLAB-based modeling to study the effects of partial shading on PV array characteristics. *IEEE transactions on energy conversion* 2008;23(1):302–310.
- [95] Wang YJ, Hsu PC. An investigation on partial shading of PV modules with different connection configurations of PV cells. *Energy* 2011; 36(5):3069–3078.
- [96] Mäki A, Valkealahti S. Power losses in long string and parallel-connected short strings of series-connected silicon-based photovoltaic modules due to partial shading conditions. *IEEE Transactions on Energy Conversion* 2012;27(1):173–183.
- [97] Seyedmahmoudian M, Mekhilef S, Rahmani R, et al. Analytical modeling of partially shaded photovoltaic systems. *Energies* 2013; 6(1):128–144.
- [98] Hanson AJ, Deline CA, MacAlpine SM, et al. Partial-shading assessment of photovoltaic installations via module-level monitoring. *IEEE Journal of Photovoltaics* 2014;4(6):1618–1624.
- [99] Pingel S, Frank O, Winkler M, et al. Potential induced degradation of solar cells and panels. In 2010 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference. IEEE, 2010, 002817–002822.
- [100] Berghold J, Frank O, Hoehne H, et al. Potential induced degradation of solar cells and panels. *25th EUPVSEC 2010*;:3753–3759.
- [101] Pingel S, Janke S, Frank O. Recovery methods for modules affected by potential induced degradation (PID). In 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (Frankfurt). 2012, 3379–3383.
- [102] Fjällström V, Salomé P, Hultqvist A, et al. Potential-Induced Degradation of CuIn Thin Film Solar Cells. *IEEE journal of photovoltaics* 2013;3(3):1090–1094.
- [103] Hacke P, Smith R, Terwilliger K, et al. Development of an IEC test for crystalline silicon modules to qualify their resistance to system voltage stress. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2014;22(7):775–783.
- [104] Dhere NG, Shiradkar NS, Schneller E. Evolution of leakage current paths in MC-Si PV modules from leading manufacturers undergoing high-voltage bias testing. *IEEE Journal of Photovoltaics* 2014;4(2):654–658.



- [105] Hoffmann S, Koehl M. Effect of humidity and temperature on the potential-induced degradation. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2014;22(2):173–179.
- [106] Köntges M, Altmann S, Heimberg T, et al. Mean degradation rates in PV systems for various kinds of PV module failures. In *Proc. of the 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, München: WIP. 2016, 1435–1443.
- [107] Bengt Jaeckel JA Fabian Krömke. No confidence in manufacturer tests. Technical report, *PV Magazine* 2013.
- [108] Oprea MI, Spataru SV, Sera D, et al. Detection of potential induced degradation in c-Si PV panels using electrical impedance spectroscopy. In *2016 IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*. IEEE, 2016, 1575–1579.
- [109] Luo W, Hacke P, Singh JP, et al. In-situ characterization of potential-induced degradation in crystalline silicon photovoltaic modules through dark I–V measurements. *IEEE Journal of Photovoltaics* 2016;7(1):104–109.
- [110] Wilson M, Edelman P, Savtchouk A, et al. Accelerated light-induced degradation (ALID) for monitoring of defects in PV silicon wafers and solar cells. *Journal of electronic materials* 2010;39(6):642–647.
- [111] Sopori B, Basnyat P, Devayajanam S, et al. Understanding light-induced degradation of c-Si solar cells. In *2012 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*. IEEE, 2012, 001115–001120.
- [112] Lindroos J, Savin H. Review of light-induced degradation in crystalline silicon solar cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2016;147:115–126.
- [113] Vaqueiro-Contreras M, Markevich VP, Coutinho J, et al. Identification of the mechanism responsible for the boron oxygen light induced degradation in silicon photovoltaic cells. *Journal of Applied Physics* 2019;125(18):185704.
- [114] Nakayashiki K, Hofstetter J, Morishige AE, et al. Engineering solutions and root-cause analysis for light-induced degradation in p-type multicrystalline silicon PERC modules. *IEEE journal of Photovoltaics* 2016;6(4):860–868.
- [115] Hotchkiss EL, Walker H. Observations of PV Systems Post-Hurricane. Technical report, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States) 2020.

- [116] Mathiak G, Sommer J, Herrmann W, et al. PV module damages caused by hail impact and non-uniform snow load. In Proc. 32nd Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. 2016, 1692–1696.
- [117] Muehleisen W, Eder GC, Voronko Y, et al. Outdoor detection and visualization of hailstorm damages of photovoltaic plants. *Renewable energy* 2018;118:138–145.
- [118] Andrews RW, Pollard A, Pearce JM. The effects of snowfall on solar photovoltaic performance. *Solar Energy* 2013;92:84–97.
- [119] Polverini D, Field M, Dunlop E, et al. Polycrystalline silicon PV modules performance and degradation over 20 years. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2013;21(5):1004–1015.
- [120] Nobre A, Malhotra R, Tang C, et al. Degradation analysis of photovoltaic systems in a tropical environment. In 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference & Exhibition. 2013, 3673–3677.
- [121] Ndiaye A, Kébé CM, Charki A, et al. Degradation evaluation of crystalline-silicon photovoltaic modules after a few operation years in a tropical environment. *Solar Energy* 2014;103:70–77.
- [122] Ye JY, Reindl T, Aberle AG, et al. Performance degradation of various PV module technologies in tropical Singapore. *IEEE Journal of Photovoltaics* 2014;4(5):1288–1294.
- [123] Jordan DC, Kurtz SR, VanSant K, et al. Compendium of photovoltaic degradation rates. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2016;24(7):978–989.
- [124] Drews A, De Keizer A, Beyer HG, et al. Monitoring and remote failure detection of grid-connected PV systems based on satellite observations. *Solar energy* 2007;81(4):548–564.
- [125] De Lia F, Spinelli F, Castello A. Plant Performance Evaluation through Data Processed from Satellite Maps. In 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSC 2013). 2013, 3892–3895.
- [126] Bright JM, Killinger S, Lingfors D, et al. Improved satellite-derived PV power nowcasting using real-time power data from reference PV systems. *Solar Energy* 2018;168:118–139.
- [127] Firth SK, Lomas KJ, Rees SJ. A simple model of PV system performance and its use in fault detection. *Solar Energy* 2010; 84(4):624–635.

- [128] Chouder A, Silvestre S. Automatic supervision and fault detection of PV systems based on power losses analysis. *Energy Conversion and Management* 2010;51(10):1929–1937.
- [129] Carretero A, Hoffmann H. Where have my watts gone? Five years of utility scale PV power plant monitoring. In 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. 2013, 4045–4050.
- [130] Silvestre S, Mora-López L, Kichou S, et al. Remote supervision and fault detection on OPC monitored PV systems. *Solar Energy* 2016; 137:424–433.
- [131] Dhimish M, Holmes V. Fault detection algorithm for grid-connected photovoltaic plants. *Solar Energy* 2016;137:236–245.
- [132] Vergura S, Acciani G, Amoruso V, et al. Descriptive and inferential statistics for supervising and monitoring the operation of PV plants. *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 2008;56(11):4456–4464.
- [133] Hsieh CT, Shiu J. Study of intelligent photovoltaic system fault diagnostic scheme based on chaotic signal synchronization. *Mathematical Problems in Engineering* 2013;2013.
- [134] Hsieh CT, Yau HT, Shiu J. Chaos synchronization based novel real-time intelligent fault diagnosis for photovoltaic systems. *International Journal of Photoenergy* 2014;2014.
- [135] Belaout A, Krim F, Mellit A, et al. Multiclass adaptive neuro-fuzzy classifier and feature selection techniques for photovoltaic array fault detection and classification. *Renewable Energy* 2018;127:548–558.
- [136] Leloux J, Narvarte L, Luna A, et al. Automatic detection of PV systems failures from monitoring validated on 10,000 BiPV systems in Europe. In 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference. 2013.
- [137] Leloux J, Narvarte L, Desportes A, et al. Performance to Peers (P2P): A benchmark approach to fault detections applied to photovoltaic system fleets. *Solar Energy* 2020;202:522–539.
- [138] Wang JY, Qian Z, Zareipour H, et al. Performance assessment of photovoltaic modules based on daily energy generation estimation. *Energy* 2018;165:1160–1172.
- [139] Mallor F, León T, De Boeck L, et al. A method for detecting malfunctions in PV solar panels based on electricity production monitoring. *Solar Energy* 2017;153:51–63.

- [140] Ortega E, Aranguren G, Saenz M, et al. Study of Photovoltaic Systems Monitoring Methods. In Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). 2017.
- [141] Packard CE, Wohlgemuth JH, Kurtz SR. Development of a visual inspection data collection tool for evaluation of fielded PV module condition. Technical report, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States) 2012.
- [142] Kopp ES, Lonij VP, Brooks AE, et al. I–V curves and visual inspection of 250 PV modules deployed over 2 years in Tucson. In 2012 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference. IEEE, 2012, 003166–003171.
- [143] Sharma V, Chandel S. A novel study for determining early life degradation of multi-crystalline-silicon photovoltaic modules observed in western Himalayan Indian climatic conditions. *Solar Energy* 2016;134:32–44.
- [144] Quater PB, Grimaccia F, Leva S, et al. Light Unmanned Aerial Vehicles (UAVs) for cooperative inspection of PV plants. *IEEE Journal of Photovoltaics* 2014;4(4):1107–1113.
- [145] Grimaccia F, Aghaei M, Mussetta M, et al. Planning for PV plant performance monitoring by means of unmanned aerial systems (UAS). *International Journal of Energy and Environmental Engineering* 2015; 6(1):47–54.
- [146] Zefri Y, ElKettani A, Sebari I, et al. Thermal infrared and visual inspection of photovoltaic installations by UAV photogrammetry—application case: morocco. *Drones* 2018;2(4):41.
- [147] Buerhop C, Schlegel D, Niess M, et al. Reliability of IR-imaging of PV-plants under operating conditions. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2012;107:154–164.
- [148] Hu Y, Cao W, Ma J, et al. Identifying PV module mismatch faults by a thermography-based temperature distribution analysis. *IEEE Transactions on Device and Materials Reliability* 2014;14(4):951–960.
- [149] Gallardo-Saavedra S, Hernández-Callejo L, Duque-Pérez Ó. Analysis and characterization of thermographic defects at the pv module level. In *Ibero-American Congress on Information Management and Big Data*. Springer, 2018, 80–93.
- [150] Dalsass M, Scheuerpflug H, Fecher FW, et al. Correlation between the generated string powers of a photovoltaic: Power plant and module defects detected by aerial thermography. In 2016 IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). IEEE, 2016, 3113–3118.

- [151] Gallardo-Saavedra S, Hernández-Callejo L, Duque-Perez O. Technological review of the instrumentation used in aerial thermographic inspection of photovoltaic plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2018;93:566–579.
- [152] Henry C, Poudel S, Lee SW, et al. Automatic Detection System of Deteriorated PV Modules Using Drone with Thermal Camera. *Applied Sciences* 2020;10(11):3802.
- [153] Köntges M, Siebert M, Hinken D, et al. Quantitative analysis of PV-modules by electroluminescence images for quality control. In *Proc. 24th. 2009*, 21–24.
- [154] Potthoff T, Bothe K, Eitner U, et al. Detection of the voltage distribution in photovoltaic modules by electroluminescence imaging. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2010;18(2):100–106.
- [155] Veldman D, Bennett IJ, Brockholz B, et al. Non-destructive testing of crystalline silicon photovoltaic back-contact modules. In *2011 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*. IEEE, 2011, 003237–003240.
- [156] Spertino F, Ciocia A, Di Leo P, et al. A power and energy procedure in operating photovoltaic systems to quantify the losses according to the causes. *Solar Energy* 2015;118:313–326.
- [157] Pozza A, Sample T. Crystalline silicon PV module degradation after 20 years of field exposure studied by electrical tests, electroluminescence, and LBIC. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2016;24(3):368–378.
- [158] Deitsch S, Christlein V, Berger S, et al. Automatic classification of defective photovoltaic module cells in electroluminescence images. *Solar Energy* 2019;185:455–468.
- [159] Samara S, Natsheh E. Intelligent Real-Time Photovoltaic Panel Monitoring System Using Artificial Neural Networks. *IEEE Access* 2019;7(1):50287–50299.
- [160] Kilper T, Kruse I, Feser I, et al. A new generation of PV monitoring system with high-grade remote diagnostic based on module level monitoring and integrated yield simulation. In *31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSC 2015)*. 2015, 1679–1682.
- [161] Brecl K, Pirc M, Bokalič M, et al. Performance and Degradation Evaluation of PV Modules on the Substring Level by an In-Situ Electronic Device. In *2019 IEEE 46th Photovoltaic Specialists*

- Conference (PVSC). IEEE, 2019, 1316–1319.
- [162] Teubner J, Kruse I, Scheuerpflug H, et al. Comparison of drone-based IR-imaging with module resolved monitoring power data. *Energy Procedia* 2017;124:560–566.
- [163] Rashidi Y, Moallem M, Vojdani S. Wireless Zigbee system for performance monitoring of photovoltaic panels. In 2011 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference. IEEE, 2011, 003205–003207.
- [164] Fuentes M, Vivar M, Burgos J, et al. Design of an accurate, low-cost autonomous data logger for PV system monitoring using Arduino<sup>®</sup> that complies with IEC standards. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2014;130:529–543.
- [165] Han J, Lee I, Kim SH. User-friendly monitoring system for residential PV system based on low-cost power line communication. *IEEE Transactions on Consumer Electronics* 2015;61(2):175–180.
- [166] Malik A, Damit SJBH. Outdoor testing of single crystal silicon solar cells. *Renewable Energy* 2003;28(9):1433–1445.
- [167] Van Dyk E, Gxasheka A, Meyer E. Monitoring current–voltage characteristics and energy output of silicon photovoltaic modules. *Renewable Energy* 2005;30(3):399–411.
- [168] Ibrahim A. Analysis of electrical characteristics of photovoltaic single crystal silicon solar cells at outdoor measurements. *Smart Grid and Renewable Energy* 2011;2(02):169.
- [169] Rivai A, Rahim NA. Binary-based tracer of photovoltaic array characteristics. *IET Renewable Power Generation* 2014;8(6):621–628.
- [170] Enrique J, Duran E, Sidrach-de Cardona M, et al. A new approach to obtain IV and PV curves of photovoltaic modules by using DC-DC converters. In Conference Record of the Thirty-first IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2005. IEEE, 2005, 1769–1772.
- [171] Duran E, Galán J, Sidrach-de Cardona M, et al. A new application of the buck-boost-derived converters to obtain the IV curve of photovoltaic modules. In 2007 IEEE Power Electronics Specialists Conference. IEEE, 2007, 413–417.
- [172] Durán E, Andújar J, Enrique J, et al. Determination of PV generator IV/PV characteristic curves using a DC-DC converter controlled by a virtual instrument. *International Journal of Photoenergy* 2012;2012.
- [173] Riley C, Tolbert L. An online autonomous I–V tracer for PV monitoring applications. In 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting.

- IEEE, 2015, 1–5.
- [174] Khatib T, Elmenreich W, Mohamed A. Simplified IV characteristic tester for photovoltaic modules using a DC-DC boost converter. *Sustainability* 2017;9(4):657.
- [175] Kuai Y, Yuvarajan S. An electronic load for testing photovoltaic panels. *Journal of Power Sources* 2006;154(1):308–313.
- [176] Forero N, Hernández J, Gordillo G. Development of a monitoring system for a PV solar plant. *Energy Conversion and Management* 2006;47(15-16):2329–2336.
- [177] Belmili H, Cheikh SMA, Haddadi M, et al. Design and development of a data acquisition system for photovoltaic modules characterization. *Renewable Energy* 2010;35(7):1484–1492.
- [178] Sahbel A, Hassan N, Abdelhameed MM, et al. Experimental performance characterization of photovoltaic modules using DAQ. *Energy Procedia* 2013;36:323–332.
- [179] Al-Soeidat M, Lu DDC, Zhu J. An analog BJT-tuned maximum power point tracking technique for PV systems. *IEEE Transactions on Circuits and Systems II: Express Briefs* 2018;66(4):637–641.
- [180] Leite V, Chenlo F. An improved electronic circuit for tracing the IV characteristics of photovoltaic modules and strings. In *Proceedings of the International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'10)*. European Association for the Development of Renewable Energies, 2010.
- [181] Mahmoud MM. Transient analysis of a PV power generator charging a capacitor for measurement of the I–V characteristics. *Renewable Energy* 2006;31(13):2198–2206.
- [182] Muñoz J, Lorenzo E. Capacitive load based on IGBTs for on-site characterization of PV arrays. *Solar Energy* 2006;80(11):1489–1497.
- [183] Muñoz J, De la Casa J, Fuentes M, et al. New portable capacitive load able to measure PV modules, PV strings and large PV generators. In *26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, volume 1. 2011, 4276–4280.
- [184] Spertino F, Ahmad J, Ciocia A, et al. Capacitor charging method for I–V curve tracer and MPPT in photovoltaic systems. *Solar Energy* 2015;119:461–473.
- [185] Erkaya Y, Moses P, Marsillac S. On-site characterization of PV modules using a portable, MOSFET-based capacitive load. In 2016

- IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). IEEE, 2016, 3119–3122.
- [186] Chen Z, Lin W, Wu L, et al. A capacitor based fast IV characteristics tester for photovoltaic arrays. *Energy Procedia* 2018;145:381–387.
- [187] Stein JS, McCaslin S, Hansen CW, et al. Measuring PV system series resistance without full IV curves. In 2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC). IEEE, 2014, 2032–2036.
- [188] Martinez V, Jimeno J. Simultaneous fit to I-V characteristics of solar cells. In Second world conference and exhibition on photovoltaics solar energy conversion. 1998.
- [189] Monokroussos C, Etienne D, Morita K, et al. Accurate power measurements of high capacitance PV modules with short pulse simulators in a single flash. In Proc. 27th Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. 2012, 3687–3692.
- [190] Edler A, Schlemmer M, Ranzmeyer J, et al. Understanding and overcoming the influence of capacitance effects on the measurement of high efficiency silicon solar cells. *Energy Procedia* 2012;27:267–272.
- [191] Ortega E, Aranguren G, Saenz M, et al. Photovoltaic Module to Module Monitoring System. In 2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC)(A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC & 34th EU PVSEC). IEEE, 2018, 2703–2708.
- [192] Ferretti N, Pelet Y, Berghold J, et al. Performance testing of high-efficient PV modules using single 10 ms flash pulses. In 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Paris, France. 2013, 3184–3187.
- [193] Virtuani A, Rigamonti G, Friesen G, et al. Fast and accurate methods for the performance testing of highly-efficient c-Si photovoltaic modules using a 10 ms single-pulse solar simulator and customized voltage profiles. *Measurement Science and Technology* 2012; 23(11):115604.
- [194] Sinton RA, De Ceuster D, Wilson K, et al. Flash testing high-efficiency silicon solar cells and modules. In Proc. 20th European Photovoltaic Energy Conf., Barcelona, Spain. 2005, 659–662.
- [195] Hu B, Li B, Zhao R, et al. Reflection-type single long-pulse solar simulator for high-efficiency crystalline silicon photovoltaic modules. *Review of Scientific Instruments* 2011;82(6):065104.
- [196] Hishikawa Y, Shimura H, Tobita H. Accurate IV curve measurements of high-capacity c-si solar cells: Effects of IV testers and new



- technology for rapid measurement. In Proc. 28th Eur. Photovoltaic Sol. Energy Conf. 2013, 3159–3161.
- [197] Ramspeck K, Schenk S, Komp L, et al. Accurate efficiency measurements on very high efficiency silicon solar cells using pulsed light sources. In Proc. 29th Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. Exhib. 2014, 1253–1256.
- [198] Gao Q, Zhang Y, Yu Y, et al. Effects of I-V Measurement Parameters on the Hysteresis Effect and Optimization in High-Capacitance PV Module Testing. *IEEE Journal of Photovoltaics* 2018;8(3):710–718.
- [199] Herman M, Jankovec M, Topič M. Optimal IV curve scan time of solar cells and modules in light of irradiance level. *International Journal of Photoenergy* 2012;2012.
- [200] Kojima H, Iwamoto K, Shimono A, et al. Accurate and rapid measurement of high-capacitance PV cells and modules using a single short pulse light. In 2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC). IEEE, 2014, 1896–1898.
- [201] Virtuani A, Rigamonti G. Performance testing of high-efficient highly-capacitive c-Si PV modules using slow-speed dark current-voltage characteristics and a reconstruction procedure. In Proc. 28th Eur. Photovoltaic Sol. Energy Conf. 2013, 2876–2881.
- [202] Sinton RA, Wilterdink HW, Blum AL. Assessing transient measurement errors for high-efficiency silicon solar cells and modules. *IEEE Journal of Photovoltaics* 2017;7(6):1591–1595.
- [203] Vahlman H, Liping J, Hyvarinen J, et al. Capacitive effects in high-efficiency sola cells duing I-V curve measurement: Considerations on error of correction and extraction of minority carrier lifetime. In 35st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSC 2018). 2018, 254–261.
- [204] Kerr MJ, Cuevas A, Sinton RA. Generalized analysis of quasi-steady-state and transient decay open circuit voltage measurements. *Journal of applied physics* 2002;91(1):399–404.
- [205] Slapšak J, Mitterhofer S, Topič M, et al. Wireless system for in situ monitoring of moisture ingress in PV modules. *IEEE Journal of Photovoltaics* 2019;9(5):1316–1323.
- [206] Yujie H, Xihuang Z. Research and application of pv monitoring system based on zigbee and gprs. In 2011 10th International Symposium on Distributed Computing and Applications to Business, Engineering and Science. IEEE, 2011, 338–342.

- [207] Papageorgas P, Piromalis D, Antonakoglou K, et al. Smart solar panels: In-situ monitoring of photovoltaic panels based on wired and wireless sensor networks. *Energy Procedia* 2013;36:535–545.
- [208] Prieto MJ, Pernía AM, Nuño F, et al. Development of a wireless sensor network for individual monitoring of panels in a photovoltaic plant. *Sensors* 2014;14(2):2379–2396.
- [209] Parikh A, Pathan F, Rathod B, et al. Solar panel condition monitoring system based on wireless sensor network. *International Journal of Science, Engineering and Technology Research (IJSETR)* 2015; 4(12):4320–4324.
- [210] Sabry A, Hasan W, Kadir M, et al. Wireless monitoring prototype for photovoltaic parameters. *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science* 2018;11(1):9–17.
- [211] Murugesh R, Hanumanthaiah A, Ramanadhan U, et al. Designing a Wireless Solar Power Monitor for Wireless Sensor Network Applications. In *2018 IEEE 8th International Advance Computing Conference (IACC)*. IEEE, 2018, 79–84.
- [212] Paredes-Parra JM, Mateo-Aroca A, Silvente-Niñirola G, et al. PV module monitoring system based on low-cost solutions: Wireless Raspberry application and assessment. *Energies* 2018;11(11):3051.
- [213] Methfessel M, Lange S, Kraemer R, et al. Real-life deployment of Bluetooth scatternets for wireless sensor networks. In *Real-World wireless sensor networks*. Springer, 2014, 43–51.
- [214] Roman E, Alonso R, Ibañez P, et al. Intelligent PV module for grid-connected PV systems. *IEEE Transactions on Industrial electronics* 2006;53(4):1066–1073.
- [215] Sanchez-Pacheco FJ, Sotorrío-Ruiz PJ, Heredia-Larrubia JR, et al. PLC-based PV plants smart monitoring system: field measurements and uncertainty estimation. *IEEE Transactions on instrumentation and measurement* 2014;63(9):2215–2222.
- [216] Han J, Choi CS, Park WK, et al. PLC-based photovoltaic system management for smart home energy management system. *IEEE Transactions on Consumer Electronics* 2014;60(2):184–189.
- [217] Ortega E, Aranguren G, Jimeno JC. New monitoring method to characterize individual modules in large photovoltaic systems. *Solar Energy* 2019;193:906–914.
- [218] Ortega E, Aranguren G, Sáenz M, et al. Photovoltaic Modules Monitoring System Using a Wireless Sensor Network. In *32nd*

- European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. 2016.
- [219] Ortega E, Aranguren G, Saenz M, et al. Wireless sensor network for photovoltaic modules monitoring. In 2016 IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). IEEE, 2016, 2704–2708.
- [220] Ortega E, Aranguren G, Jimeno J. Determination of Maximum Power Point with a Module to Module Monitoring System, M3S. In 2019 IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). IEEE, 2019, 1288–1292.
- [221] Ortega E, Aranguren G, Jimeno JC. Photovoltaic modules self testing using M3S in an outdoor system. In 2020 47th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). IEEE, 2020, 1035–1041.