

TESIS DOCTORAL

2018

CARACTERIZACIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS MEDIANTE TÉCNICAS DE TERMOGRAFÍA INFRARROJA

GERMÁN ÁLVAREZ TEY

PROGRAMA DE DOCTORADO EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

DIRECTOR: Dr. JOSÉ CARPIO IBAÑEZ

CODIRECTOR: Dr. RAFAEL JIMÉNEZ CASTAÑEDA

TESIS DOCTORAL

2018

CARACTERIZACIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS MEDIANTE TÉCNICAS DE TERMOGRAFÍA INFRARROJA

GERMÁN ÁLVAREZ TEY

PROGRAMA DE DOCTORADO EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

DIRECTOR: Dr. JOSÉ CARPIO IBAÑEZ

CODIRECTOR: Dr. RAFAEL JIMÉNEZ CASTAÑEDA

A mis padres, por enseñarme el camino a recorrer
A Nely, por transmitirme la fuerza y el coraje necesario
A mis hijos, por ser fuente continúa de inspiración

AGRADECIMIENTOS

Han sido muchas las personas que han contribuido de una u otra forma a la elaboración de este trabajo. Deseo expresar mi agradecimiento a todos ellos y en especial a:

A mis Directores de Tesis, el Prof. Dr. José Carpio Ibáñez y el Prof. Dr. Rafael Jiménez Castañeda, por su inestimable apoyo y dirección a lo largo de los años de realización de esta tesis que supieron guiarme hacia la consecución del objetivo final. Sus consejos, su amistad y su constancia fueron fundamentales para poder ver la luz al final del largo camino que ha supuesto la realización de este trabajo.

A mis amigos y antiguos compañeros del Departamento de Ingeniería Eléctrica y del Laboratorio de Metrología Eléctrica y Calibración, Otoniel O'Dogherty, Juan Fernández y Eugenio Domínguez por su amistad y colaboración.

A mis amigos y compañeros actuales del Laboratorio de Metrología Eléctrica y Calibración, Carmen García, Juan Luis Beira, Germán Jiménez, Juan Antonio Ortiz, Manuel Morales y Manuel Calleja por su incondicional apoyo personal y técnico.

A mis compañeros del Servicio de drones de la UCA, Luis Barbero y Jordi López por su predisposición y ayuda durante la etapa de preparación y realización de las inspecciones aéreas.

A toda mi familia y amigos que tanto se alegran de que haya podido culminar esta Tesis. A todos muchas gracias.

RESUMEN

Esta Tesis Doctoral aborda el tema de la caracterización térmica y eléctrica de instalaciones fotovoltaicas (FV) mediante la aplicación de Termografía Infrarroja (IR). La termografía IR es una técnica no destructiva (NDT) que se utiliza para realizar mantenimiento de forma simple y rápida en instalaciones fotovoltaicas (FV). La imagen IR con cámaras termográficas en condiciones de estado estacionario es un método habitual para el control de calidad de módulos FV y plantas FV en operación. Para una correcta inspección es necesario considerar diferentes aspectos de configuración y posicionamiento del equipo termográfico que permitan reducir errores de medición.

Esta Tesis Doctoral considera elementos que contribuyen a la correcta configuración del equipo termográfico. Se analiza la influencia de la temperatura aparente reflejada en inspecciones IR en el exterior y se propone un método simple para obtenerla. Se analiza la importancia de la emisividad en termografía IR. Se determina experimentalmente el valor de la emisividad en módulos FV de diversos tipos tanto de forma frontal como trasera. También se estudia el posicionamiento adecuado del equipo termográfico para minimizar los reflejos procedentes del sol y del cielo. Para ello se estudia la altura ideal de inspección y la altura mínima según la disposición de la instalación FV. Se estudia la influencia de la distancia de inspección para obtener una resolución geométrica adecuada. También se analiza en un caso concreto la influencia del ángulo horizontal de inspección termográfica y la radiación reflejada.

La principal aportación que se desarrolla en esta Tesis Doctoral es una propuesta de procedimiento de inspección por Termografía IR de instalaciones FV en el exterior. Este procedimiento tiene por objeto la medida de temperatura con la máxima exactitud posible, para ello considera todas las posibles fuentes de error con objeto de compensarlas y minimizarlas. Esta propuesta de procedimiento pretende ser de aplicación general, de forma sistematizada, para cualquier tipo de instalación en el exterior. La propuesta de procedimiento desarrollada complementa a la reciente especificación técnica IEC TS 62446-3 (2017) considerando aspectos relevantes para la medida de temperatura en sistemas FV en el exterior.

Una aportación relevante original de la presente Tesis Doctoral es la extrapolación de resultados debido a la velocidad del viento. Para ello, se ha considerado el método de TamizhMani según modelo de 3 parámetros para representar el comportamiento térmico de los sistemas FV de cualquier tecnología. Este método permite obtener un factor de corrección para aplicar a la temperatura medida por termografía IR considerando 3 parámetros: la temperatura atmosférica, la velocidad del viento y la irradiancia.

ABSTRACT

This Doctoral Thesis deals with the subject of thermal and electrical characterization of photovoltaic (PV) installations through the application of Infrared Thermography (IR). The infrared (IR) thermography is a non-destructive technique (NDT) which is used to carry out maintenance quickly and easily in photovoltaic (PV) systems. IR imaging with thermographic cameras under steady state conditions is a usual method for quality control of PV modules and PV plants in operation. For the proper IR inspection which determines the severity or the importance of the detected findings, it is necessary to consider different aspects of the configuration and the location of the thermographic equipment which allow reducing measuring errors.

This Doctoral Thesis considers some elements which contribute to the accurate configuration of the thermographic equipment. The influence of the reflected apparent temperature in outdoor IR inspections is analysed and it is proposed a simple method for obtaining it. Besides, the importance of the emissivity in IR thermography is analysed. For that, the value of the emissivity in PV modules of various types both front and rear shape is determined experimentally. It is also studied the proper location of the thermographic equipment in order to minimize reflections of the sun and the sky. For this objective, it is studied the ideal and minimum height of inspection according to the layout of the PV system. The influence of the inspection distance is studied to obtain an adequate geometric resolution. In a particular case, it is also analysed the influence of the horizontal angle of thermographic inspection and the reflected radiation.

The main contribution developed in this Doctoral Thesis is a proposal for an IR Thermography inspection procedure for outdoor PV installations. The purpose of this procedure is to measure the temperature as accurately as possible, for which it considers all possible sources of error in order to compensate and minimize them. This procedure proposal aims to be of general application, in a systematized way, for any type of outdoor PV installation. The proposed procedure complements the recent technical specification IEC TS 62446-3 (2017) considering relevant aspects for the measurement of temperature in outdoor PV systems.

An original relevant contribution of this Doctoral Thesis is the extrapolation of results due to wind speed. To do this, the TamizhMani method has been considered according to a 3-parameter model to represent the thermal behavior of PV systems of any technology. This method allows obtaining a correction factor to apply to the temperature measured by IR thermography considering 3 parameters: the atmospheric temperature, the wind speed and the irradiance.

INDICE GENERAL

1	INTRODUCCIÓN A LA CARACTERIZACIÓN TÉRMICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	1
1.1	Introducción	1
1.2	Situación actual de la energía solar fotovoltaica	4
1.2.1	Situación actual de la energía solar fotovoltaica en el mundo	4
1.2.2	Situación actual de la energía solar fotovoltaica en España	7
1.3	Comportamiento de módulos FV expuestos a condiciones reales de operación	10
1.3.1	Composición y estructura de un módulo FV	10
1.3.2	Modelo eléctrico de módulos fotovoltaicos.....	12
1.3.3	Modelo térmico de módulos fotovoltaicos	15
1.3.3.1	Modelo térmico en PVSYST	19
1.3.4	Comportamiento eléctrico de módulos fotovoltaicos debido a la temperatura	21
1.4	Revisión de la normativa técnica de módulos fotovoltaicos relacionada con la temperatura.....	25
1.5	Estimación de la temperatura de módulos/células FV en condiciones reales de operación	27
1.5.1	Método de Roos	29
1.5.2	Método de la temperatura de operación nominal de célula (TONC)	30
1.5.3	Método de TamizhMani	31
1.5.4	Método de Sandia National Laboratories	34
1.6	Conocimientos y técnicas claves en termografía infrarroja	36
1.6.1	Termografía activa y pasiva	38
1.7	Necesidad de un procedimiento contrastado para la evaluación de sistemas FV mediante termografía IR.....	40
1.8	Objetivos de la Tesis Doctoral.....	41
1.9	Estructura de la Tesis Doctoral	41
2	APLICACIÓN DE LA TERMOGRAFÍA INFRARROJA AL MANTENIMIENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS - ESTADO DEL ARTE.....	42
2.1	Introducción.....	42
2.2	Mecanismos de degradación y fallos de módulos FV.....	42
2.2.1	Fallos en módulos FV debidos a causas externas.....	44
2.2.2	Fallos en módulos FV generales a cualquier tecnología.....	45

2.2.3	Fallos en módulos FV de silicio	48
2.2.4	Fallos en módulos FV de película delgada	52
2.3	Fallos de módulos FV que presentan efectos térmicos	53
2.3.1	Células calientes	56
2.3.2	Protección frente a situación de célula/punto caliente en módulos FV	58
2.4	Métodos usados para detección de fallos en módulos FV	61
2.4.1	Inspección visual	61
2.4.2	Mediciones eléctricas	65
2.4.3	Termografía infrarroja (IR)	66
2.4.4	Termografía pulsada	70
2.4.5	Termografía Lock-in	71
2.4.6	Electroluminiscencia (EL) y fotoluminiscencia (PL)	73
2.5	Revisión bibliográfica sobre realización de inspecciones termográficas en el exterior en instalaciones fotovoltaicas	73
2.5.1	Recomendaciones de fabricantes	77
2.6	Normativa sobre termografía IR y sobre realización de inspecciones termográficas en el exterior en instalaciones fotovoltaicas	80
2.6.1	Normativa sobre termografía infrarroja	81
2.6.2	Especificación Técnica IEC TS 62446-3. Photovoltaic (PV) system – Requirements for testing, documentation and maintenance. Part 3: Photovoltaic modules and plants – Outdoor infrared thermography	82
3	DESARROLLO DE METODOLOGÍA PARA LA INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA EN INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	92
3.1	Introducción	92
3.2	Factores a considerar en inspecciones termográficas en el exterior	94
3.2.1	Influencia de la reflexión y del sombreado	94
3.2.2	Influencia de la temperatura reflejada por el cielo	96
3.2.3	Influencia de las condiciones atmosféricas	97
3.3	Descripción de la planta para la realización experimental de ensayos	99
3.4	Descripción de la instrumentación utilizada	101
3.4.1	Cámaras termográficas	102
3.4.2	Software de análisis termográfico	103
3.4.3	Estación meteorológica	104
3.4.4	Equipo de medición de radiación solar	105
3.4.5	Registrador de datos	106
3.4.6	Termohigrómetro	106
3.4.7	Sondas y termopares de ensayo	106
3.4.8	Calibrador de termómetros de infrarrojos	107

3.4.9	Analizador de red trifásico.....	107
3.5	Análisis de la influencia de la configuración del equipo termográfico para la inspección en instalaciones FV	108
3.5.1	Análisis del encendido de cámara termográfica	108
3.5.2	Determinación de la temperatura aparente reflejada en inspecciones IR en el exterior	111
3.5.3	Determinación experimental de la emisividad en módulos FV	115
3.5.4	Influencia de la reflectividad con el ángulo de inspección.....	119
3.5.5	Efecto de la presencia de nubes.....	121
3.5.6	Efecto de la velocidad del viento.....	123
3.6	Propuesta de método para compensar el efecto convectivo del viento	125
3.7	Análisis de la influencia del posicionamiento del equipo termográfico para la inspección en instalaciones FV	131
3.7.1	Análisis de la influencia de la inspección frontal o trasera	131
3.7.2	Determinación de la altura ideal y mínima para la inspección termográfica frontal	134
3.7.3	Análisis de la influencia del ángulo horizontal de inspección	139
3.7.4	Análisis de la influencia de la distancia máxima de inspección	143
4	PROPUESTA DE PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN POR TERMOGRAFÍA IR DE INSTALACIONES FV	148
4.1	Introducción.....	148
4.2	Aspectos no considerados en la especificación técnica IEC TS 62446-3	150
4.3	Propuesta de Procedimiento de Inspección por Termografía IR de Instalaciones Fotovoltaicas.....	152
4.3.1	Características básicas de equipos termográficos a utilizar.....	152
4.3.2	Instrumentación accesoria para inspecciones	153
4.3.3	Verificaciones previas.....	154
4.3.4	Condiciones atmosféricas.....	155
4.3.5	Configuración básica del equipo termográfico	156
4.3.5.1	Determinación de la emisividad frontal/trasera.....	157
4.3.5.2	Determinación de la temperatura reflejada del cielo.....	157
4.3.5.3	Otros parámetros de configuración	158
4.3.6	Posicionamiento del equipo termográfico	158
4.3.6.1	Ubicación frontal/trasero del equipo termográfico	158
4.3.6.2	Determinación de la altura de inspección	159
4.3.7	Procedimiento de inspección	160
4.3.8	Análisis de resultados	161
4.3.8.1	Extrapolación debido a la irradiancia.....	161

4.3.8.2	Extrapolación debida la velocidad del viento	163
4.3.9	Criterios de aceptación/rechazo para células/puntos calientes	164
4.4	Contenido de informe de inspección termográfica	166
4.5	Anexo A: Hoja de toma de datos	168
4.6	Anexo B: Matriz de anomalías térmicas de módulos FV según especificación técnica IEC TS 62446-3	171

5 APLICACIÓN DE PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN A INSTALACIÓN REAL. ANÁLISIS DE RESULTADOS 175

5.1	Introducción	175
5.2	Datos básicos de planta FV a inspeccionar	175
5.3	Aplicación del Procedimiento de Inspección	176
5.3.1	Verificaciones previas	177
5.3.2	Inspección visual	177
5.3.3	Condiciones atmosféricas	179
5.3.4	Configuración básica del equipo termográfico	181
5.3.4.1	Determinación de la emisividad frontal	181
5.3.4.2	Determinación de la temperatura reflejada del cielo	181
5.3.4.3	Otros parámetros de configuración	181
5.3.5	Posicionamiento del equipo de inspección	181
5.3.5.1	Determinación de la altura máxima de inspección	182
5.4	Análisis de resultados	182
5.4.4	Incidencias tipo rotura de cristal de módulo FV	183
5.4.4.1	Análisis termográfico Nº 1	183
5.4.4.2	Análisis termográfico Nº 2	184
5.4.4.3	Análisis termográfico Nº 3	186
5.4.5	Incidencia tipo sombreado parcial	188
5.4.5.1	Análisis termográfico Nº 4	188
5.4.5.2	Análisis termográfico Nº 5	191
5.4.6	Incidencia tipo tecnología de módulos FV	193
5.4.6.1	Análisis termográfico Nº 6	193
5.4.6.2	Análisis termográfico Nº 7	194
5.4.7	Incidencias tipo módulos FV en circuito abierto	196
5.4.7.1	Análisis termográfico Nº 8	196
5.4.7.2	Análisis termográfico Nº 9	197
5.4.7.3	Análisis termográfico Nº 10	198
5.4.8	Otras incidencias	199
5.4.8.1	Análisis termográfico Nº 11	199
5.4.8.2	Análisis termográfico Nº 12	200

5.4.8.3	Análisis termográfico N° 13	202
5.4.8.4	Análisis termográfico N° 14	203
5.5	Conclusiones de la Inspección	204
6	CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS DE INVESTIGACIÓN	207
6.1	Introducción	207
6.2	Conclusiones y principales aportaciones originales	207
6.3	Líneas futuras de investigación.....	209
7	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	212

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Pérdidas por temperatura y elevación de la temperatura del módulo respecto a la ambiente (a 1000 W/m^2) agrupados por tipo de montaje (Nordmann et al. 2004).....	2
Figura 1.2: Evolución de la potencia instalada de sistemas FV conectados a red en el periodo 2000-2016 a nivel mundial (SolarPower Europe 2017).....	5
Figura 1.3: Evolución de la potencia instalada de sistemas FV conectados a red en el periodo 2000-2016 para países de Europa (SolarPower Europe 2017).....	5
Figura 1.4: Evolución de la potencia instalada acumulada de sistemas FV conectados a red en el periodo 2000-2016 para países de Europa (SolarPower Europe 2017).	6
Figura 1.5: Porcentaje de la demanda de electricidad cubierto por energía solar FV en países europeos para el año 2016 (SolarPower Europe 2017).	7
Figura 1.6: Corte transversal de un módulo fotovoltaico de Si-c.....	11
Figura 1.7: Metalización sobre una célula de silicio (izquierda) e interconexión de células en cadenas (derecha).	12
Figura 1.8: Circuito equivalente para una célula FV.....	13
Figura 1.9: Circuito equivalente para un módulo FV.....	14
Figura 1.10: Modelo termodinámico de módulo FV (Botsaris & Tsanakas 2010).....	15
Figura 1.11: Representación de temperaturas en módulo FV.	17
Figura 1.12: Curva I-V de módulo FV (línea verde) temperatura de célula y tedlar (líneas rojas y azul respectivamente) y temperatura del vidrio (línea amarilla) (Tina & Abate 2008).....	19
Figura 1.13: Pérdidas de temperatura en programa PVSYST.....	21
Figura 1.14: Variación de parámetros eléctricos con la temperatura. (Fuente: Grupo IDAE) .	23
Figura 1.15: Curva I-V para diferentes temperaturas. (Fuente programa PVSYST)	24
Figura 1.16: Curva de potencia para diferentes temperaturas. (Fuente programa PVSYST)...	24
Figura 1.17: Rendimiento de módulos FV para diferentes temperaturas. (Fuente programa PVSYST)	25

Figura 1.18: Modelo de red neuronal.....	32
Figura 1.19: Relación experimental para la temperatura superficial posterior de un módulo plano de doble vidrio en configuración de montaje en estructura abierta como función de la irradiancia solar, temperatura atmosférica y velocidad del viento (Kratochvil et al. 2004)....	35
Figura 1.20: Sistema de adquisición de imágenes por Termografía Infrarroja activa. La posición de la fuente de calor establece si la adquisición se produce en reflexión o en transmisión.....	39
Figura 2.1: Rotura de vidrio debido a tornillo demasiado apretado (izquierda), y a un mal diseño de abrazadera (derecha) (IEA-PVPS Task 13 2014).....	44
Figura 2.2: Delaminación de módulos de Si-p (izquierda) y de módulo de Si-m (derecha) (IEA-PVPS Task 13 2014).....	46
Figura 2.3: Delaminación de la cubierta posterior (IEA-PVPS Task 13 2014).....	47
Figura 2.4: Decoloración central en célula (izquierda) y decoloración de célula completa (derecha) (IEA-PVPS Task 13 2014).	48
Figura 2.5: Rotura de célula de Si-m apreciable visualmente (izquierda) y visualizadas mediante termografía Lock-in (IEA-PVPS Task 13 2014).....	49
Figura 2.6: Fotografía de pista de caracol en módulo FV (IEA-PVPS Task 13 2014).....	50
Figura 2.7: Quemaduras apreciables visualmente en célula (izquierda) y en la cubierta posterior (derecha) (IEA-PVPS Task 13 2014).....	50
Figura 2.8: Micro arcos producidos sobre la cadena de interconexión con contacto insuficiente (IEA-PVPS Task 13 2014).	52
Figura 2.9: Módulo FV con un punto caliente (izquierda) y célula caliente (derecha).	54
Figura 2.10: Módulo FV con una subcadena en circuito abierto (izquierda) y el correspondiente diodo bypass sobrecalentado (derecha).	54
Figura 2.11: Información general sobre fallos que pueden causar efectos térmicos (Vodermayer et al. 2012).....	55
Figura 2.12: Ejemplo de evolución temporal de diferencia de temperatura y potencia comparando células normales con aquellas que presentan anomalías térmicas (Vodermayer et al. 2012).....	56
Figura 2.13: Desviación de P_{mpp} entre cadenas de células normales y la que presentan anomalías térmicas en relación a la irradiancia (Vodermayer et al. 2012).....	56

Figura 2.14: Asociación en serie de dos células solares con características diferentes (Lorenzo et al. 2009).....	57
Figura 2.15: Asociación en serie de varios módulos iguales (curva azul) y uno distinto (curva amarilla) (Lorenzo et al. 2009).....	58
Figura 2.16: Modos de colocación de los diodos bypass en los módulos FV.....	60
Figura 2.17: Diagrama de estructura de generador fotovoltaico típico.....	61
Figura 2.18: Contenido de Informe de inspección visual realizado por Laboratorio de Energía Solar de la Universidad de Cádiz.	63
Figura 2.19: Detalle fotográfico de inspección visual realizado sobre las células indicadas en figura anterior.....	64
Figura 2.20: Curva I-V de un módulo FV iluminado y los parámetros más importantes (izquierda). Influencia de la resistencia serie (R_s) y resistencia <i>shunt</i> (R_{sh}) sobre la curva I-V (derecha).....	65
Figura 2.21: Perfil de temperatura a través de puntos de derivación en una célula FV registrada 10 s después de aplicar una corriente en polarización inversa tanto desde la superficie de la célula como a través del vidrio (King et al. 2000).	68
Figura 2.22: Imágenes de termografía de fase pulsada obtenidas a diferentes frecuencias a través de láminas traseras opacas de módulos FV (IEA-PVPS Task 13 2014).	71
Figura 2.23: Diagrama de bloques de elementos de termografía Lock-in.....	72
Figura 2.24: Imagen de defectos de una célula solar identificada mediante termografía Lock-in (IEA-PVPS Task 13 2014).	72
Figura 2.25: Imagen de defectos de una célula solar identificada mediante ensayo electroluminiscente (EL).....	73
Figura 2.26: Dependencia de la emisividad y la reflectividad en el vidrio respecto del ángulo de incidencia (FLIR Systems 2011).....	78
Figura 2.27: Ángulo de inspección recomendado (verde) y no recomendado (rojo) al realizar inspecciones termográficas sobre módulos FV (FLIR Systems 2011).....	78
Figura 2.28: Portada de especificación técnica IEC TS 62446-3.	83
Figura 3.1: Componentes de radiación IR que llegan a cámara de IR.	94
Figura 3.2: Imagen termográfica con reflexión de los operadores termográficos.	95

Figura 3.3: Imagen termográfica con efecto de reflexión solar de elemento arquitectónico cercano.	95
Figura 3.4: Reflexión de tipo difusa que se produce sobre módulo FV de Si-a.....	96
Figura 3.5: Reflexión de tipo especular que se produce sobre módulo FV de tipo Si-m.	96
Figura 3.6: Secuencia de imágenes termográficas sobre módulo FV con célula caliente y nubes en movimiento.....	97
Figura 3.7: Plano de ubicación de instalaciones de planta experimental en Recinto Interior Zona Franca de Cádiz.....	100
Figura 3.8: Fachada principal de edificio Zona Franca. Los módulos FV de la fachada son de Si-a monocapa.	100
Figura 3.9: Resumen de características de instalaciones en planta experimental en Zona Franca de Cádiz.....	101
Figura 3.10: Cámaras termográficas: ThermaCAM S60 de Flir Systems (izquierda) y Workswell 2ª gen de WIRIS (derecha).....	103
Figura 3.11: Software de análisis de termografía ThermaCam Researcher Pro 2.7 SR-1.	104
Figura 3.12: Estación Meteorológica (Anemoveleta, Piranómetros y Sonda de Temperatura) de Campbell Scientific.	105
Figura 3.13: Parámetros de salida estación meteorológica.	105
Figura 3.14: Equipo portátil medida de radiación solar Solar-02 de HT Instruments.....	106
Figura 3.15: Registrador de datos Hydra Fluke 2625A.	106
Figura 3.16: Termohigrómetro digital Fluke 971.....	106
Figura 3.17: Sonda adhesiva PT-100. Bobina de termopares tipo J de TC Medida y Control.	107
Figura 3.18: Calibrador de termómetros de IR de Hart Scientific.	107
Figura 3.19: Analizador de red trifásico y accesorios de RPM (Reliable Power Meters).	108
Figura 3.20: Resultado de la medida de temperatura a largo plazo en cuerpo negro estabilizado a 30 °C (a) y 70 °C (b) con cámaras IR de tipo MW (roja) y LW (azul) después del encendido (Vollmer & Möllmann 2011).	109
Figura 3.21: Ensayo de comportamiento en encendido de cámara FLIR ThermaCam S60. ...	110

Figura 3.22: Resultado de la medida de temperatura a largo plazo sobre calibrador IR estabilizado a 30 °C (a) y 70 °C (b) con cámara FLIR ThermaCam S60 después del encendido.	111
Figura 3.23: Efecto de la variación de la temperatura de objeto a 30°C con la temperatura atmosférica reflejada para diferentes valores de emisividad.	112
Figura 3.24: Efecto de la variación de la temperatura de objeto a 18°C con la temperatura atmosférica reflejada para diferentes valores de emisividad.	113
Figura 3.25: Ensayo experimental con papel de aluminio para la medida de la temperatura aparente del cielo.	114
Figura 3.26: Ensayo de estabilidad térmica de sondas de contacto.	117
Figura 3.27: Termografías IR obtenidas para determinación experimental de emisividad... ..	118
Figura 3.28: Disposición de calibrador IR y cámara termográfica para estudio de reflectividad sobre módulo FV.....	120
Figura 3.29: Variación de la reflectividad respecto al ángulo de inspección para vidrio de módulo FV.....	121
Figura 3.30: Disposición de elementos para analizar célula caliente en módulo FV por efecto de la presencia de nubes.	122
Figura 3.31: Variación de la temperatura de célula caliente y célula adyacente por efecto de la presencia de nubes.	122
Figura 3.32: Disposición de elementos para validación de método de estimación térmica de módulo FV por método termográfico.	123
Figura 3.33: Lecturas de temperatura en célula caliente y célula adyacente respecto a la velocidad del viento.....	124
Figura 3.34: Termografías IR para estudio del efecto del viento en parte superior e inferior en estación experimental.	124
Figura 3.35: Validación de modelo térmico por método termográfico.	126
Figura 3.36: Factor de corrección obtenido por aplicación de modelos de 3 parámetros según método de <i>Tamizhmani</i>	130
Figura 3.37: Termografías que indican diferencia entre la temperatura de una célula de un módulo FV entre el lado frontal (a) y el lado posterior (b) (Krenzinger & de Andrade 2007).	132

Figura 3.38: Disposición de sondas de contacto utilizadas en el ensayo.....	132
Figura 3.39: Termografías IR obtenidas para determinación experimental de diferencia de temperatura entre parte frontal y posterior de módulos sin carga.	133
Figura 3.40: Variación de la emisividad y la reflectividad con el ángulo de inspección del vidrio (Buerhop et al. 2011).....	135
Figura 3.41: Disposición de elementos y parámetros para el cálculo de la altura ideal de inspección.....	136
Figura 3.42: Disposición de elementos y parámetros para el cálculo de la altura mínima de inspección.....	137
Figura 3.43: Efecto de la reflexión del cielo para la parte superior del módulo FV.....	138
Figura 3.44: Efecto de la reflexión solar como consecuencia de diferentes ángulos de inclinación de instalaciones.....	139
Figura 3.45: Termografías IR realizadas desde diferentes ángulo de inspección y reflexiones producidas.	140
Figura 3.46: Lecturas de temperatura máximas y mínimas según ángulo horizontal de inspección.....	141
Figura 3.47: Valores de temperatura obtenidos en estación experimental para las 4 instalaciones desde diferentes ángulos de inspección.	143
Figura 3.48: Representación gráfica de la distancia, el IFOV, el VFOV, el HFOV y el tamaño del punto detectable sobre el campo para la cámara ThermaCAM S60, lente de 24° y distancia de 25 m.	144
Figura 3.49: Termografías IR obtenidas en las 4 instalaciones de planta experimental para distintas distancias indicadas en la 1ª columna.	146
Figura 3.50: Valores de temperatura medidos desde diferentes distancias de inspección. .	147
Figura 4.1: Disposición de elementos y parámetros para el cálculo de la altura ideal (h) y altura mínima (h_m) de inspección.....	159
Figura 5.1: Vista aérea de planta FV de 100 kW de Villamartín (Cádiz).....	176
Figura 5.2: Imágenes del dron utilizado para la inspección termográfica aérea.	177
Figura 5.3: Localización de incidencias sobre planta FV tras inspección visual considerando matriz de identificación por módulo FV.....	178

Figura 5.4: Imagen detallada de la existencia de vegetación que provoca sombreado parcial.	179
Figura 5.5: Imagen detallada de módulos FV con rotura de cubierta frontal.	179
Figura 5.6: Vista del cielo en el momento de inspección IR.	180
Figura 5.7: Instalación de piranómetro portátil sobre el plano de los módulos FV.	180
Figura 5.8: Radiador Lambert a la sombra para la medida de la temperatura reflejada del cielo.	181
Figura 5.9: Análisis termográfico aéreo N° 1.	183
Figura 5.10: Análisis termográfico aéreo N° 2.	184
Figura 5.11: Análisis termográfico sobre el terreno N° 2.	185
Figura 5.12: Análisis termográfico aéreo N° 3.	186
Figura 5.13: Análisis termográfico sobre el terreno N° 3.	187
Figura 5.14: Análisis termográfico aéreo N° 4.	188
Figura 5.15: Análisis termográfico sobre el terreno N° 4 en módulo AV6 (vista frontal).	189
Figura 5.16: Análisis termográfico sobre el terreno N° 4 en módulo AV6 (vista trasera).	190
Figura 5.17: Análisis termográfico sobre el terreno N° 4 en módulo AR4.	190
Figura 5.18: Análisis termográfico aéreo N° 5.	191
Figura 5.19: Análisis termográfico sobre el terreno N° 5.	192
Figura 5.20: Análisis termográfico aéreo N° 6.	193
Figura 5.21: Análisis termográfico aéreo N° 7.	194
Figura 5.22: Análisis termográfico sobre el terreno N° 7 (vista uno).	195
Figura 5.23: Análisis termográfico sobre el terreno N° 7 (vista dos).	195
Figura 5.24: Análisis termográfico aéreo N° 8.	196
Figura 5.25: Análisis termográfico aéreo N° 9.	197
Figura 5.26: Análisis termográfico aéreo N° 10.	198
Figura 5.27: Análisis termográfico aéreo N° 11.	199

Figura 5.28: Análisis termográfico aéreo N° 12.	200
Figura 5.29: Análisis termográfico sobre el terreno N° 12 (vista frontal).....	201
Figura 5.30: Análisis termográfico sobre el terreno N° 12 (vista trasera)	201
Figura 5.31: Análisis termográfico aéreo N° 13.	202
Figura 5.32: Análisis termográfico aéreo N° 14.	203
Figura 5.33: Localización de incidencias sobre planta FV tras inspección termográfica considerando matriz de identificación por módulo FV.	205

INDICE DE TABLAS

Tabla 1.1: Datos de coeficientes de temperatura de módulos FV de diversos fabricantes y tecnologías.....	23
Tabla 1.2: Valores del parámetro de Ross para varias situaciones de montaje (Skoplaki et al. 2008).....	30
Tabla 1.3: Módulos utilizados en proyecto para recogida de datos (TamizhMani et al. 2003).	32
Tabla 1.4: Coeficientes determinados empíricamente usados para predecir la temperatura superficial trasera del módulo como función de la irradiancia, temperatura atmosférica y velocidad del viento (Skoplaki & Palyvos 2009).	36
Tabla 2.1: Resumen de patrón térmico de imágenes IR de módulos FV observables en mediciones en el exterior (IEA-PVPS Task 13 2014).....	70
Tabla 2.2: Requisitos mínimos para la cámara IR según IEC TS 62446-3.	84
Tabla 2.3: Requisitos mínimos de los equipos para registrar condiciones ambientales según IEC TS 62446-3.	85
Tabla 2.4: Condiciones ambientales especificadas según IEC TS 62446-3.....	87
Tabla 2.5: Clasificación de anomalías según IEC TS 62446-3.....	89
Tabla 2.6: Factor de extrapolación para diferencias de temperatura a condiciones de carga nominal según IEC TS 62446-3.	91
Tabla 3.1: Factor de corrección según la velocidad del viento (FLIR Systems 2010).	98
Tabla 3.2: Resumen de características eléctricas y térmicas en CEM (1000 W/m ² , AM 1,5G y T=25°C) de instalaciones en planta experimental.....	101
Tabla 3.3: Especificaciones de la cámara IR ThermaCAM S60 de Flir Systems (FLIR Systems 2004) y Workswell 2ª gen de WIRIS (WIRIS 2017).	102
Tabla 3.4: Resultados de emisividad obtenidos y condiciones de obtención.	118
Tabla 3.5: Resultados de estudio del efecto del viento en parte superior e inferior en estación experimental.....	125

Tabla 3.6: Valores de temperatura obtenidos por aplicación de modelos de 3 parámetros según método de <i>Tamizhmani</i>	128
Tabla 3.7: Factor de corrección obtenido por aplicación de modelos de 3 parámetros según método de <i>Tamizhmani</i>	129
Tabla 3.8: Resultados de diferencia de temperatura obtenida entre parte frontal y posterior.	134
Tabla 3.9: Valores de altura ideal y altura mínima calculado para los valores indicados de α , L y d.	138
Tabla 3.10: Valores de temperatura ($^{\circ}\text{C}$) medidos para las 4 instalaciones desde diferentes ángulos de inspección.....	142
Tabla 3.11: Valores para diferentes distancias de tamaño punto detectable, VFOV y HFOV para la cámara ThermaCam S60 con lente de 24°	144
Tabla 3.12: Valores de temperatura medidos para las 4 instalaciones desde diferentes distancias de inspección.	146
Tabla 4.1: Requisitos mínimos para la cámara de termografía IR.....	153
Tabla 4.2: Requisitos mínimos de los equipos para registrar condiciones ambientales y de funcionamiento.	154
Tabla 4.3: Condiciones atmosféricas especificadas.....	156
Tabla 4.4: Factor de extrapolación para diferencias de temperatura a condiciones de carga nominal según especificación IEC TS 62446-3.....	163
Tabla 4.5: Factor de corrección según la velocidad del viento.	164
Tabla 4.6: Asignación de clases de anomalías según IEC TS 62446-3.	165
Tabla 5.1: Especificaciones técnicas de módulos FV de la instalación.....	176
Tabla 5.2: Resumen de incidencias detectadas en la inspección.....	206

LISTADO DE SIMBOLOS

CdTe	Telurio de Cadmio
CIS	Diseleniuro de Cobre de Indio
d	Distancia horizontal de inspección (m)
D _{vie}	Dirección del viento
EFG	Edge defined Film-fed Growth (crecimiento con película de borde definido)
E _g	Energía de banda de la célula semiconductor (eV)
E _{g0}	Energía de banda de la célula semiconductor a 0 K (1,16 eV para Si)
FF	Factor de forma
G	Irradiancia solar (W/m ²)
h	Altura ideal de inspección (m)
h _m	Altura mínima de inspección (m)
H _{rel}	Humedad relativa (%)
I	Intensidad de la célula FV (A)
I ₀	Intensidad de saturación del diodo (A)
I _d	Intensidad del diodo (V)
I _L	Intensidad fotovoltaica (A)
I _{mp}	Intensidad de máxima potencia (A)
I _r	Intensidad a través de R _{sh} (A)
I _{sc}	Intensidad de cortocircuito (A)
k	Constante de Boltzman (1,38 · 10 ⁻²³ J/K)
K _{ev}	Constante de Boltzman / carga del electrón (8,61 · 10 ⁻⁵ eV/K)
k _r	Coeficiente de Ross
L	Longitud total de módulos FV dispuestos (m)
n	Factor de calidad del diodo
N _p	Número de cadenas en paralelo
N _s	Número de células en serie que forman una cadena
P _c	Potencia eléctrica entregada por la célula (W)
P _m	Potencia máxima (W)
P _{mpp}	Potencia en el punto de máxima (W)
P _Q	Potencia calorífica disipada al entorno (W)
PR	Performance Ratio
q	Carga electrónica (1,602 · 10 ⁻¹⁹ C)
R _s	Resistencia serie (Ω)
R _{sh}	Resistencia paralelo (Ω)

S_c	Superficie de la célula (m^2)
Si-a	Silicio amorfo
Si-c	Silicio cristalino
Si-m	Silicio monocristalino
Si-p	Silicio policristalino
T	Transmitancia de la atmósfera
T_{atm}	Temperatura atmosférica ($^{\circ}C$)
T_c	Temperatura de célula FV (K, $^{\circ}C$)
TCE	Temperatura equivalente de célula ($^{\circ}C$)
T_{cie}	Temperatura aparente reflejada del cielo (K, $^{\circ}C$)
T_{mod}	Temperatura de módulo FV (K, $^{\circ}C$)
T_{ref}	Temperatura aparente reflejada ($^{\circ}C$)
T_s	Temperatura de la fuente medida por la cámara ($^{\circ}C$)
T_{vid}	Temperatura del vidrio (K)
V	Tensión de la célula FV (V)
V_{ca}	Tensión a circuito abierto (V)
V_d	Tensión del diodo (V)
V_{mp}	Tensión de máxima potencia (V)
V_{vie}	Velocidad del viento (m/s)
W_{atm}	Radiación de la atmósfera (W/m^2)
W_{obj}	Radiación emitida por el objeto (W/m^2)
W_{ref}	Radiación efectiva de los alrededores del objeto (W/m^2)
α	Coeficiente de temperatura de la intensidad de cortocircuito ($\%$, $^{\circ}C^{-1}$) Angulo de inclinación de los módulo FV
β	Coeficiente de temperatura de la tensión a circuito abierto ($\%$, $^{\circ}C^{-1}$)
δ	Coeficiente de temperatura del punto de máxima potencia ($\%$, $^{\circ}C^{-1}$)
ΔT	Gradiente de temperatura ($^{\circ}C$)
ΔT_{HS}	Incremento de temperatura del punto caliente respecto a células adyacentes ($^{\circ}C$)
ϵ	Emisividad
ζ	Coeficiente térmico del laminado ($^{\circ}C/W$)
η	Eficiencia eléctrica de módulo FV
ρ	Coeficiente de reflexión

ACRÓNIMOS

AENOR	Asociación Española de Normalización y Certificación
ARC	Anti Reflective Coating (capa antirreflectante)
ASTM	American Society for Testing Materials
ASU-PTL	Photovoltaic Testing Lab de la Universidad del Estado de Arizona
BOS	Balance of System
CEM	Condiciones estándar de medida
CENELEC	European Committee for Electrotechnical Standardization
DLIT	Termografía Lock-in oscura
EFCR	Edificios FV conectados a red
EL	Electroluminiscencia
ENAC	Entidad Nacional de Acreditación
END	Ensayos No Destructivos
FPA	Matriz de plano focal
FV	Fotovoltaica
IEA	International Energy Agency
IEC	International Electrotechnical Commission
ILIT	Termografía Lock-in iluminada
IR	Infrarrojo
ISO	International Organization for Standardization
LW	Long wavelength (Longitud de onda larga)
MW	Medium wavelength (Longitud de onda media)
NREL	National Renewable Energy Laboratory
PID	Degradación inducida por potencial
PL	Fotoluminiscencia
PVPS	Photovoltaic Power System Programme
RPAS	Remotely Piloted Aircraft Systems
SER	Standard Reference Environment
SW	Short wavelength (Longitud de onda corta)
TI	Termografía Infrarroja
TONC	Temperatura de Operación Nominal de Célula (°C)
UV	Ultravioleta

Capítulo 1

1 INTRODUCCIÓN A LA CARACTERIZACIÓN TÉRMICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

1.1 Introducción

En los últimos años se viene produciendo un importante crecimiento a nivel mundial en el número de instalaciones fotovoltaicas (FV), en la potencia instalada y en la energía proporcionada. El desarrollo tecnológico alcanzado, la reducción de costes y los programas de ayudas establecido en muchos países, con objeto de impulsar el uso de esta fuente de energía renovable, ha provocado un avance sin precedentes en el sector fotovoltaico.

Como consecuencia de la fuerte demanda de instalaciones FV se ha producido la introducción en el mercado de productos de tecnologías no muy desarrolladas creando incertidumbre respecto a su fiabilidad a largo plazo. En algunos casos las instalaciones FV se basan en criterios en los cuales el diseño, el montaje y el mantenimiento se han llevado a cabo de forma no óptima. Por consiguiente, se hace necesaria la consideración de técnicas de inspección eficaces que permitan conocer el rendimiento energético de las mismas. Esta situación puede ser especialmente acusada en instalaciones integradas en fachadas o tejados. El conocimiento de dicho rendimiento es vital para evaluar la rentabilidad económica de los sistemas, y ofrecer confianza al sistema financiero especialmente en épocas de crisis y desconfianza generalizada en los mercados.

Por otra parte, la mayoría de los fabricantes de módulos FV garantizan durante al menos 25 años una potencia mínima del módulo en Condiciones Estándar de Medida (CEM). Esto puede provocar discrepancias entre propietarios y fabricantes respecto al cumplimiento de las condiciones de garantía. Es previsible que dentro de unos años se constatare la previsible degradación de los módulos fotovoltaicos y puedan determinarse las consecuencias sobre el rendimiento energético de instalaciones actualmente en funcionamiento. En consecuencia, se considera de especial relevancia, disponer de técnicas de análisis fiables y de aplicación industrial para las plantas FV en servicio en la actualidad y las que se construirán en el futuro.

La temperatura de operación de los módulos fotovoltaicos juega un papel fundamental sobre la eficiencia energética de los mismos. El diseño de las instalaciones fotovoltaicas puede ocasionar una mejora en la energía producida si se permite una ventilación adecuada de los módulos que la componen. Esta situación es especialmente importante en determinadas aplicaciones, como en sistemas fotovoltaicos integrados en edificios o en tejados, donde el diseño realizado puede conllevar una disminución de la producción energética asociada debido a las condiciones térmicas.

En un estudio (Nordmann et al. 2004) realizado por IAE PVPS Task2 (Photovoltaic Power Systems Programme de la Agencia Internacional de la Energía), para evaluar el rendimiento de sistemas FV bajo condiciones reales, se analiza el efecto de la temperatura sobre el rendimiento de sistemas FV en diferentes tipos de instalaciones. El estudio concluye que en instalaciones sobre tejado inclinado altamente integrado, el incremento de temperatura media del módulo respecto del ambiente puede ser de hasta 55 K, con pérdidas anuales debido a la temperatura del 11,3%. En instalaciones integradas en fachadas, el incremento de temperatura puede ser de hasta 52 K con pérdidas anuales por temperatura de hasta el 7,2%. En instalaciones con tejado inclinado el incremento de temperatura puede ser de hasta 34 K con pérdidas anuales por temperatura de hasta el 7%. Mientras que en instalaciones independientes y cubierta plana, la elevación de temperatura puede oscilar entre 28 y 20 K con pérdidas de temperatura entre el 1,7% y el 5%. En la Figura 1.1 se muestra un resumen de los resultados del citado estudio agrupados por tipo de montaje.

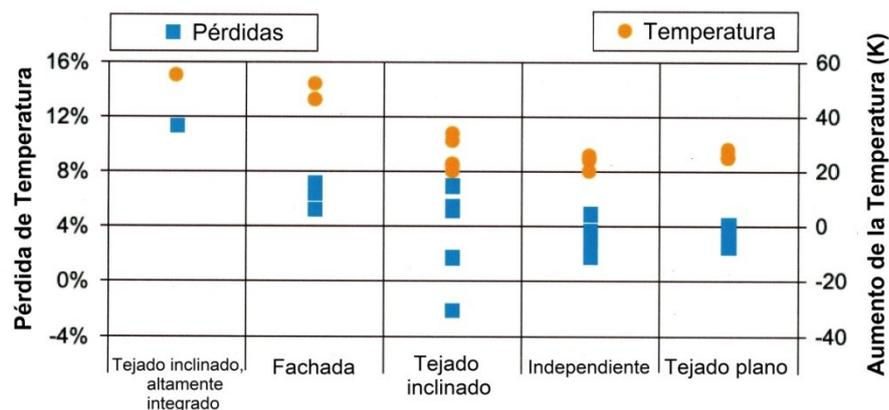


Figura 1.1: Pérdidas por temperatura y elevación de la temperatura del módulo respecto a la ambiente (a 1000 W/m²) agrupados por tipo de montaje (Nordmann et al. 2004).

La mayoría de la radiación solar absorbida por un módulo FV no es convertida en electricidad sino que contribuye a incrementar la temperatura del módulo reduciendo la eficiencia energética. El comportamiento térmico del módulo FV está condicionado por diversas

magnitudes atmosféricas. Una revisión bibliográfica, según se expone en apartado 1.5, permite destacar numerosas referencias que expresan la temperatura de célula FV como una función de las correspondientes variables atmosféricas, concretamente, la temperatura atmosférica, la velocidad del viento, así como la irradiancia solar. Otras variables dependientes del sistema y materiales, tales como la transmitancia del vidrio de la cubierta, la absorptividad del módulo, así como la respuesta eléctrica del módulo van a afectar a la temperatura del mismo.

Por otra parte, la aparición de células o puntos calientes (*hot spot*) en módulos FV va a provocar una disminución del rendimiento energético del mismo. En determinadas situaciones, algunas células pueden llegar a convertirse en ‘carga’ y disipar la energía generada por las demás. En este caso, la elevación de temperatura puede ser de tal magnitud que conlleve una degradación irreversible del módulo. Son varias las causas que pueden producir la aparición de puntos calientes en un módulo FV, por ejemplo la degradación individual de célula debida a rotura, la pérdida de una parte de circuito serie-paralelo debido a la apertura de interconexiones, o una iluminación no uniforme del módulo. Este último efecto es especialmente importante en aplicaciones integradas en edificios donde los sombreados parciales provocados por elementos cercanos como arboles u otros edificios, o sombreados accidentales (hojas, excrementos de aves, suciedad, etc.) pueden ser comunes.

En muchos sistemas la medida de temperatura de módulos FV se realiza mediante sensores de contacto y de forma puntual. La norma IEC 61724 (IEC 61724 2000), sobre monitorización de sistemas fotovoltaicos, especifica que la temperatura del módulo FV se ha de medir, en aquellos que sean representativos de las condiciones del campo, por medio de sensores de temperatura colocados en la parte posterior de uno o más módulos. La utilización de sensores de contacto para medición puntual puede ofrecer una indicación errónea de la temperatura real del módulo debido a las condiciones en las que se realice la medida. Hay que destacar que la temperatura del módulo FV influye en el funcionamiento del mismo, reduciendo su eficiencia cuanto mayor sea la misma, y dependiendo esta influencia de la naturaleza y materiales que componen el módulo FV.

La termografía infrarroja (IR) es una herramienta que permite caracterizar el comportamiento térmico de los cuerpos de acuerdo a la energía térmica emitida por los mismos. Sus diferencias fundamentales respecto a la medición de temperatura convencional por contacto son las siguientes:

- La medida se realiza de forma remota y sin contacto
- La medida es bidimensional
- La medida se realiza en tiempo real

Las aplicaciones actuales de la termografía IR son muy diversas. Entre otras, se pueden citar las siguientes: mantenimiento eléctrico, mantenimiento de edificios, monitorizado de

procesos en industria, control de calidad, medicina y veterinaria, ensayos no destructivo e investigación y desarrollo.

En el área de instalaciones FV, la termografía IR es utilizada a nivel de laboratorio en control de calidad de fabricación de módulos FV mediante la aplicación de una corriente inversa que permita detectar células o conexiones defectuosas con antelación al proceso de laminación final. A nivel de ensayo de campo en instalaciones FV las aplicaciones están orientadas a la detección de defectos de forma cualitativa. En los últimos años se utilizan equipos termográficos montados en sistemas aéreos tripulados de forma remota (RPAS o drones) para la inspección mediante termografía aérea de grandes plantas FV.

1.2 Situación actual de la energía solar fotovoltaica

1.2.1 Situación actual de la energía solar fotovoltaica en el mundo

La energía solar fotovoltaica ha experimentado un importante crecimiento a nivel mundial en los últimos años. Según datos de *SolarPower Europe* en su último informe (SolarPower Europe 2017), en el año 2016 la capacidad total de energía solar mundial rebasó el nivel de los 300 GW, después de superar la marca de 200 GW el año anterior, y el nivel de 100 GW en el año 2012. Este crecimiento ha estado liderado por China con 34,5 GW instalados en 2016, lo que representa casi la mitad de la nueva potencia instalada en el mundo en dicho año. Estados Unidos y los países de Asia Pacífico (especialmente Japón e India) también han contribuido a este crecimiento mientras que Europa ha sufrido un cierto estancamiento como se puede apreciar en Figura 1.2.

Los datos de potencia instalada acumulada a finales de 2016 a nivel mundial están encabezados por China con 77,9 GW que suponen la cuarta parte de la potencia instalada en el mundo. Le siguen en segundo lugar Japón (42,9 GW), en tercer lugar EE.UU (42,4 GW), Alemania (41,1 GW), Italia (18,9 GW), Reino Unido (11,5 GW), India (9,5 GW), Francia (7,1 GW), Australia (5,8 GW) y en décimo lugar España (5,4 GW).

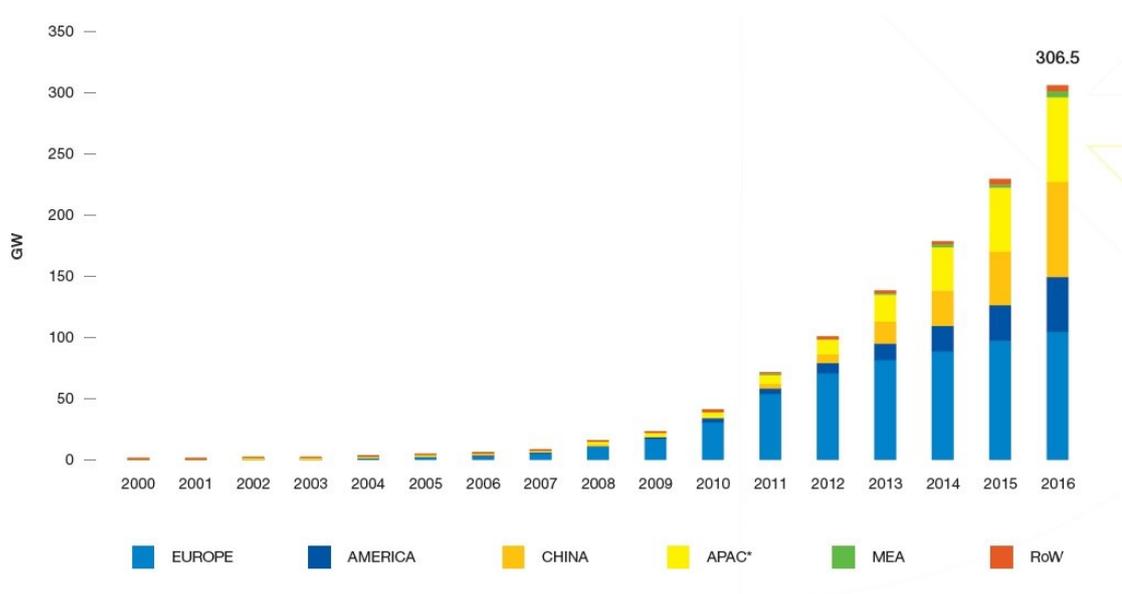


Figura 1.2: Evolución de la potencia instalada de sistemas FV conectados a red en el periodo 2000-2016 a nivel mundial (SolarPower Europe 2017).

Según *SolarPower Europe* (SolarPower Europe 2017), el mercado Europeo experimentó un nuevo retroceso en el año 2016 con la instalación de solo 6,7 GW de potencia solar de conexión a red. En la Figura 1.3 se puede apreciar la evolución de la potencia instalada de los sistemas FV conectados a red en el periodo 2000-2016 para países de Europa. El incremento en potencia instalada en Europa en el año 2016 se ha producido principalmente en el Reino Unido (1,97 GW), seguido de Alemania (1,42 GW) y Turquía (0,47 GW). El sector de la energía solar europea continúa su fase de retroceso.

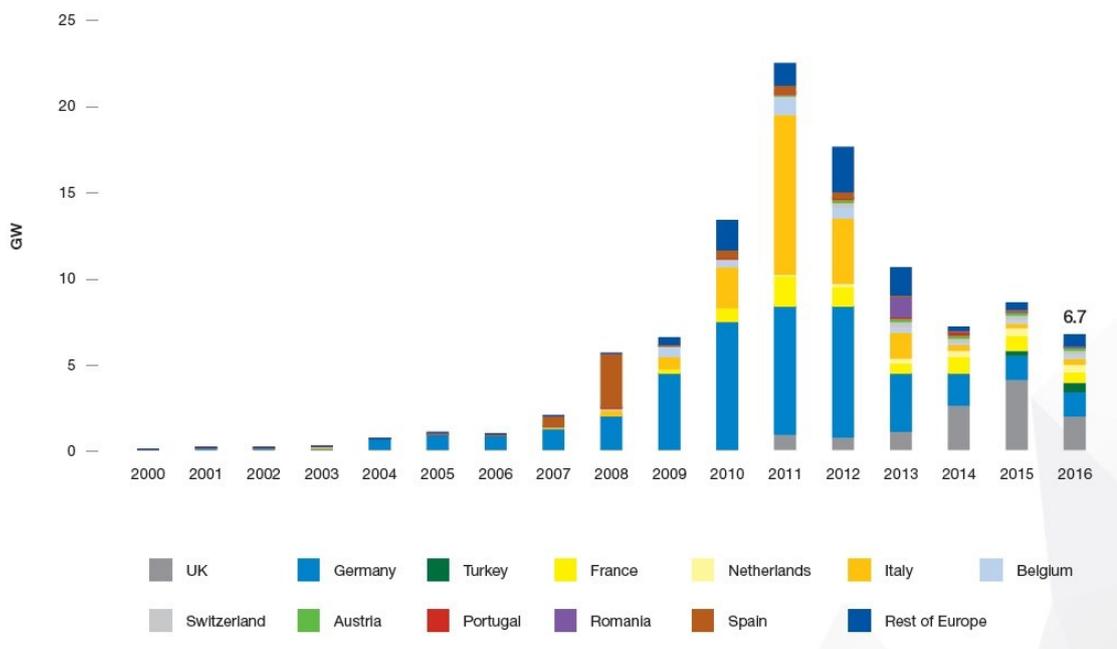


Figura 1.3: Evolución de la potencia instalada de sistemas FV conectados a red en el periodo 2000-2016 para países de Europa (SolarPower Europe 2017).

Europa logró alcanzar el hito histórico de alcanzar los 100 GW de potencia instalada en la primavera de 2016, sin embargo este hito pronto fue superado por la región de Asia Pacifico que alcanzó los 147 GW al finalizar el año con China instalando la tercera parte de la potencia solar acumulada en Europa en un solo año.

Doce países disponen en Europa de una capacidad de potencia instalada superior a 1 GW a finales del año 2016. La suma total de este volumen supone 104,3 GW, de los cuales Alemania dispone con diferencia de la mayor capacidad instalada en Europa con un valor próximo a 41,1 GW. Italia le sigue con prácticamente la mitad de capacidad instalada con un valor cercano a los 19 GW. Le siguen Reino Unido (11,5 GW), Francia (7,1 GW), España (5,4 GW), Bélgica (3,4 GW), Grecia (2,6 GW), Republica Checa (2,1 GW), Holanda (1,9 GW), Suiza (1,7 GW), Rumania (1,3 GW) y Bulgaria (1 GW).

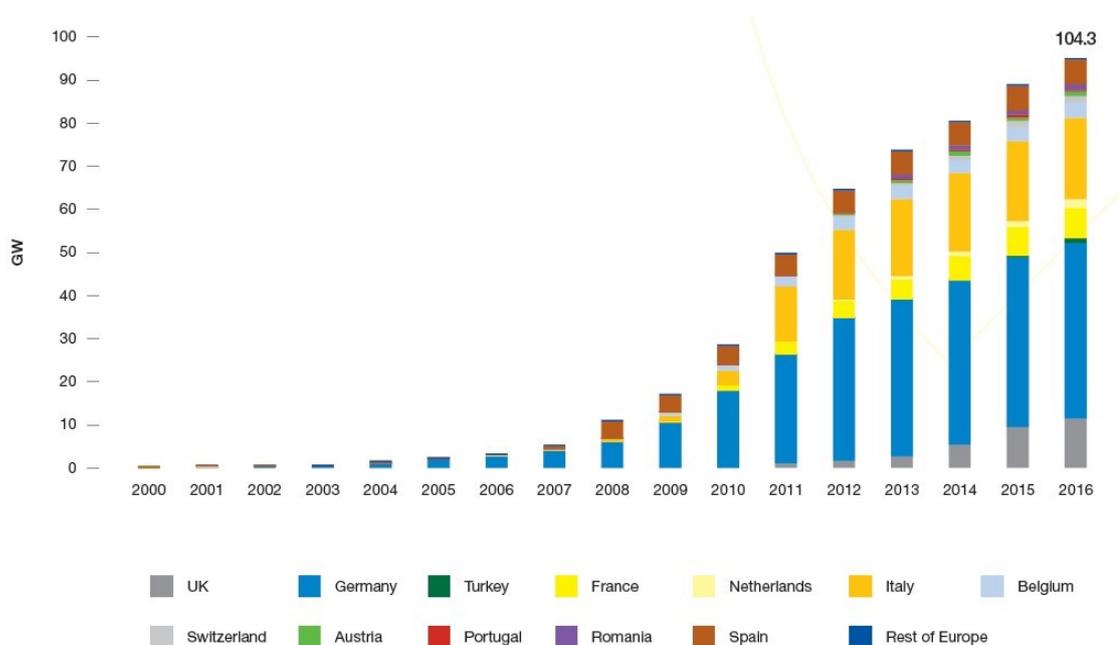


Figura 1.4: Evolución de la potencia instalada acumulada de sistemas FV conectados a red en el periodo 2000-2016 para países de Europa (SolarPower Europe 2017).

La energía solar está suministrando casi el 4% de la electricidad demandada en Europa según informe de *SolarPower Europe* (SolarPower Europe 2017) para el año 2016. Esto corresponde al consumo anual de Holanda o la demanda combinada de Irlanda, Bulgaria y Portugal. Según se indica en la Figura 1.5 aproximadamente el 9% del consumo de energía en Italia es cubierto por la energía solar. Italia junto a Alemania y Grecia superan el 6% de demanda de electricidad por energía solar FV. Un total de 18 de los 28 países miembros de la Unión Europea contribuyen con valor superior al 1% de sus necesidades energéticas.

Parece claro que la energía solar se ha establecido como una parte importante de la cartera de energía en Europa.

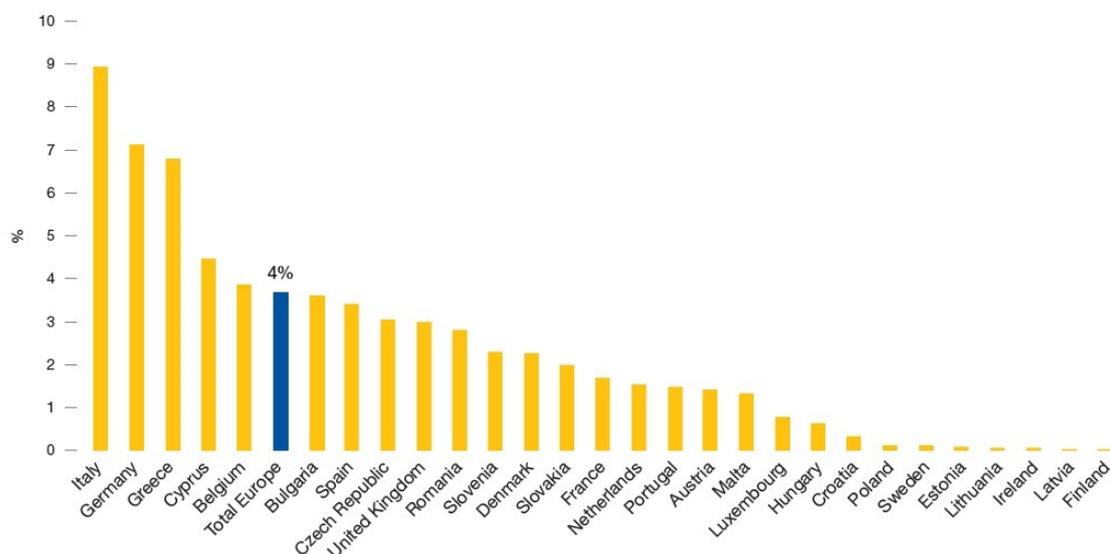


Figura 1.5: Porcentaje de la demanda de electricidad cubierto por energía solar FV en países europeos para el año 2016 (SolarPower Europe 2017).

1.2.2 Situación actual de la energía solar fotovoltaica en España

La situación del mercado energético en España es análoga a la de otros países europeos. El modelo energético se encuentra en fase de transición. El país dispone de óptimos recursos energéticos renovables y un nivel tecnológico excelente en energías renovables y específicamente en energía solar fotovoltaica. España fue el país con mayor potencia fotovoltaica instalada en el mundo en 2008. Después de esto, diferentes factores causaron el colapso del sector fotovoltaico español, forzando a las empresas del mismo a desviar y concentrar su actividad en el mercado internacional, especialmente América, África y Oriente Medio. A pesar de esta situación transitoria, la energía solar fotovoltaica debe representar a medio y largo plazo una oportunidad de futuro en España.

España, en la actualidad ha desaparecido por completo del mapa europeo FV desde hace varios años. Después de frenar su programa de ayudas, el Gobierno español no sólo implementó cambios retroactivos, sino que también ha obstaculizado el mercado emergente de autoconsumo con un impuesto solar y altas multas para los consumidores profesionales no declarados. Aun así España, según informe 2017 de UNEF (UNEF 2017), ha incrementado en 55 MW la potencia total instalada teniendo en cuenta tanto la potencia conectada a red (14 MW según Red Eléctrica de España) como la potencia aislada y la de autoconsumo.

El desarrollo de la energía solar antes del año 2000 era muy escaso, y su venta a la red estaba fomentada mediante primas que cobraban los productores por cada kWh inyectado a

la red sobre el precio del mercado. En el año 2004 la energía fotovoltaica representaba una parte muy pequeña del conjunto de las renovables, que en total suponían aproximadamente el 6,5% del consumo de energía primaria. Por generar esta electricidad limpia el propietario recibía una tarifa bonificada de la compañía distribuidora. Durante los primeros 25 años de vida de la instalación el cliente recibía el 575% (casi 6 veces más) de la tarifa medida de referencia. Dicha tarifa, se había fijado por el Gobierno en 7,3 céntimos de euro el kWh (para 2005).

Las características del mercado energético español en los inicios del siglo XXI estaban determinadas básicamente por una fuerte dependencia con respecto de las fuentes de energía convencionales (petróleo, gas, carbón y energía nuclear). Por aquellas fechas las renovables representaban menos del 5% del consumo energético global. Esta combinación tradicional de fuentes de energía comportaba importantes inconvenientes, como una fuerte dependencia externa, una preocupante falta de sostenibilidad del sistema energético y un daño significativo del medio ambiente, incluyendo la emisión de grandes cantidades de CO₂.

Los factores positivos eran la disponibilidad de fuentes renovables de energía a gran escala (una alta irradiación solar, abundantes zonas con viento y mucho terreno disponible). Además, la existencia de una industria de renovables de alto nivel tecnológico en pujante crecimiento y la existencia de una comunidad investigadora experta, con grupos de investigación bien consolidados, tanto en universidades como en institutos de investigación, que para el caso de la energía solar fotovoltaica, cubrían por completo la cadena de valor.

El desarrollo del mercado fotovoltaico había sido muy limitado hasta mayo de 2007, cuando el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo publicó el RD 661/2007 para la regulación de la producción de energía en el régimen especial. Este RD 661/2007 estableció una Tarifa de Inyección a Red (TIR) del orden de 0,40 €/kWh, dependiente de la potencia nominal de la instalación, revisable anualmente según la inflación durante los primeros 25 años, más una reducción escalonada después.

El RD 661/2007 estableció un marco legal que tenía: TIR bien establecidas, una regla clara de actualización y una garantía a largo plazo. Estas condiciones se añadieron a los factores positivos citados, de forma que el sector fotovoltaico experimentó un importante desarrollo. El marco era válido hasta 371 MW de potencia nominal instalada en total. Tan pronto como se alcanzase el 85 % de este límite un nuevo real decreto debería sustituir al antiguo en un período no inferior a un año. Ya en junio de 2007, la frenética actividad desencadenada unos meses atrás había dado lugar a una potencia acumulada nada menos que de 326 MW, así que en septiembre de 2007 se aprobó un periodo de validez de un año para el RD 661/2007. El mercado sabía que las instalaciones fotovoltaicas que estuviesen funcionando antes de septiembre de 2008 se beneficiarían de tarifas de inyección a red garantizadas más altas que las que pudieran corresponder a cualquier otra instalada después. Se habían generado las condiciones para una fiebre del oro fotovoltaica. El ritmo de puesta en marcha de

instalaciones fotovoltaicas se disparó hasta 500 MW/mes, de modo que en septiembre de 2008 la potencia instalada acumulada había alcanzado 3116 MW. Durante el año 2008 España se convirtió en el primer mercado fotovoltaico del mundo, con más de 2.500 MW instalados, superando con ello a Alemania, tradicional líder internacional en implantación de la energía solar. Sin embargo, a diferencia de lo ocurrido en Alemania, el crecimiento en España no se produce de un modo sostenible, el Gobierno modificó su política de ayudas con la aprobación del Real Decreto 1578/2008.

Se había producido un crecimiento del 500%, el mayor en todo el mundo, en tan sólo un año. Varios factores habían favorecido esta evolución explosiva: ya habían aparecido los primeros síntomas de la crisis financiera, así que muchos inversores estaban buscando productos financieros alternativos; el crédito era barato y fácil de conseguir; el marco legal permitía construir grandes instalaciones compartidas por muchos pequeños propietarios (huertos solares); la evidencia de que las condiciones empeorarían después de la fecha límite; disponibilidad de mucho sol y tierras; el cambio del Euro con respecto al dólar favorecía la importación de módulos fotovoltaicos.

Cuando en septiembre de 2008 se alcanza la fecha límite, se publica un nuevo Real Decreto: el RD 1578/2008. Por primera vez se trataba a las instalaciones sobre cubierta y a las de campo de forma diferente. Se redujeron las tarifas de inyección a red, pero el mayor impacto sobre el mercado lo causó la limitación de la potencia instalada.

De forma resumida, esta modificación consistía en paralizar el mercado durante más de seis meses por el cambio regulatorio; reducir la retribución por la energía producida un 30%; introducir una reducción progresiva de la retribución que puede superar el 10% anual; establecer un límite máximo anual de 500 MW durante los próximos años, con un nuevo registro para adjudicar esta potencia que complicaba la tramitación administrativa de los proyectos; y dividir el mercado en dos segmentos, uno para plantas solares en suelo y otro para instalaciones incorporadas a la edificación, cuando más del 95% del mercado estaba orientado al suelo.

El nuevo sistema imponía un registro de pre-asignación que abría cuatro convocatorias al año con bastantes trámites administrativos y un ritmo de reducción del 10 % por año. El nuevo decreto paralizó el mercado interior, que desde entonces ha crecido sólo ligeramente hasta alcanzar la presente capacidad instalada acumulada de 5,4 GW a finales de 2016 (SolarPower Europe 2017). Debido a la desconfianza generada por las normas retroactivas aprobadas en 2010 y la mala situación financiera y crisis económica, se produce que las empresas del Sector Fotovoltaico nacional intensifiquen su salida hacia otros mercados exteriores para desarrollar su actividad, ya que la situación en España no se corresponde con lo que sucede en otros países.

Aun así, el marco legal no fue el único factor que provocó el colapso del mercado fotovoltaico interno. Además del retroceso de la demanda forzada por decreto, los precios

de venta internacionales se redujeron drásticamente como consecuencia del dumping. En estas circunstancias la Comisión Europea y el Parlamento Europeo fueron muy ineficientes para legislar a favor de la protección de la industria europea.

Este escenario domina el mercado actual en España y en otros países europeos. España es aún el quinto país de Europa en capacidad fotovoltaica acumulada, por detrás de Alemania, Reino Unido, Italia y Francia. Las fuentes de energía convencionales son cada vez más caras, su disponibilidad no está en absoluto garantizada y la necesidad de reducir drásticamente la contaminación y la reducción de emisiones de CO₂ no puede seguir retrasándose. La energía solar fotovoltaica es competitiva y continua reduciendo costes. Es necesario explotar en los próximos años los nuevos modelos de negocio que surgen del nuevo modelo energético. Nuevos servicios energéticos, el manejo inteligente de la red eléctrica, sistemas eficientes de almacenamiento, etc. son sólo ejemplos de las oportunidades que los cambios que nos esperan abren a la industria.

El Gobierno ya ha reconocido esta realidad en el Plan de Energías Renovables 2011-2020, que prevé una reactivación del sector fotovoltaico y el desarrollo de las renovables muy por encima del 20% del consumo de energía primaria en 2020. Por otra parte, la ratificación del Acuerdo de París, en el que se enfatiza el papel de las renovables como fuentes de energía limpia, y a la apuesta, de muchos países por las subastas energéticas hacen que la tecnología de energías renovables, incluyendo por supuesto a la fotovoltaica, sea uno de los campos que ofrecen las oportunidades de negocio más prometedoras en España y en Europa.

1.3 Comportamiento de módulos FV expuestos a condiciones reales de operación

1.3.1 Composición y estructura de un módulo FV

Con objeto de estudiar el comportamiento eléctrico y térmico de módulos FV planos es necesario conocer su composición y estructura. A continuación se muestra en Figura 1.6 el corte transversal de un módulo fotovoltaico típico y se detallan los diferentes elementos característicos.

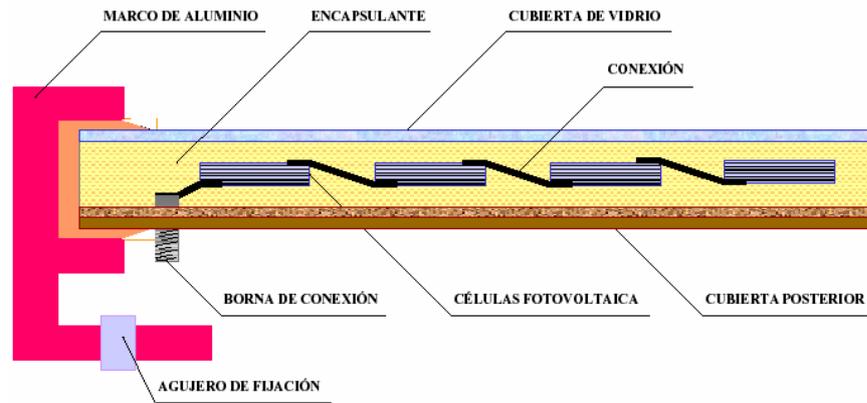


Figura 1.6: Corte transversal de un módulo fotovoltaico de Si-c.

- Cubierta frontal: habitualmente de vidrio con bajo contenido en hierro para minimizar la absorción de radiación en el propio vidrio.
- Encapsulante: polímero transparente, aislante y termoplástico, que debe ser impermeable al agua y resistente a la fatiga térmica y a la abrasión. El tipo más empleado es el EVA¹.
- Células solares y sus conectores: las cintas de interconexión eléctrica suelen ser de aluminio o acero inoxidable, y se sueldan de forma redundante, con dos conductores paralelos para aumentar la recolección de portadores en ambas caras de la célula.
- Cubierta posterior: normalmente es una película de Tedlar adosada en toda la superficie del módulo, aunque también existen modelos que emplean una nueva capa de Tedlar y un segundo vidrio.

Los bordes del bloque así laminado se protegen de la posible exfoliación con una junta de neopreno, y todo el conjunto va incrustado en un marco de aluminio adherido normalmente con silicona, que le proporciona resistencia mecánica. Está preparado para permitir su instalación y montaje en cualquier estructura. Se incorpora también una caja de conexiones externa (normalmente adherida con silicona en la parte posterior) que cuenta con dos bornes de salida, positiva y negativa, para permitir el conexionado de módulos. Ésta ha de ser de cierre hermético y resistente a la intemperie para proteger las conexiones del módulo, y lleva incorporados diodos de protección.

Una célula se corresponde con la parte más pequeña de material semiconductor la cual tiene una tensión asociada con una sola unión. En un módulo de silicio policristalino (Si-p) o

¹ EVA: Etileno Vinil Acetato

monocristalino (Si-m), cada célula se compone de una sola pieza de silicio. En un módulo de capa fina, el material semiconductor se deposita sobre un área grande, con celdas definidas mediante el trazado a través del material para producir regiones aisladas eléctricamente. Una cadena de las células representa un conjunto de células, por lo general de 10 a 12 células de un módulo basado en la oblea o aproximadamente 60-100 células en un módulo de capa fina, que están conectados eléctricamente en serie. Dos o más cadenas de células a veces se conectan en paralelo con un diodo de paso, creando un sub-módulo eléctricamente independiente.

Se consideran hasta 4 niveles de metalización e interconexiones eléctricas según se observa en Figura 1.7: Las "líneas de rejilla" conforman el nivel más fino de metalización directamente sobre las células y consisten en una serie de líneas de espesor $< 0,4$ mm. La intensidad eléctrica de las "líneas de rejilla" se recoge en las "barras colectoras", que también están directamente sobre la célula. Las células están conectadas en serie para formar una cadena por las "cintas de interconexión de células". Esta cinta a menudo dificulta la inspección de las "barras colectoras" en las células de silicio, ya que están superpuestas. Las cadenas múltiples están conectadas a través de la "cadena de interconexión", que normalmente se encuentra cerca del borde del módulo y puede ser oscurecida por el marco del módulo o capas de la cubierta. La disposición de la metalización y/o interconexiones pueden ser menos estandarizado en los módulos de capa fina que la de los módulos de silicio mono y policristalino. En el caso de los módulos de capa fina, pueden no ser necesarios los cuatro niveles de metalización e interconexiones eléctricas.

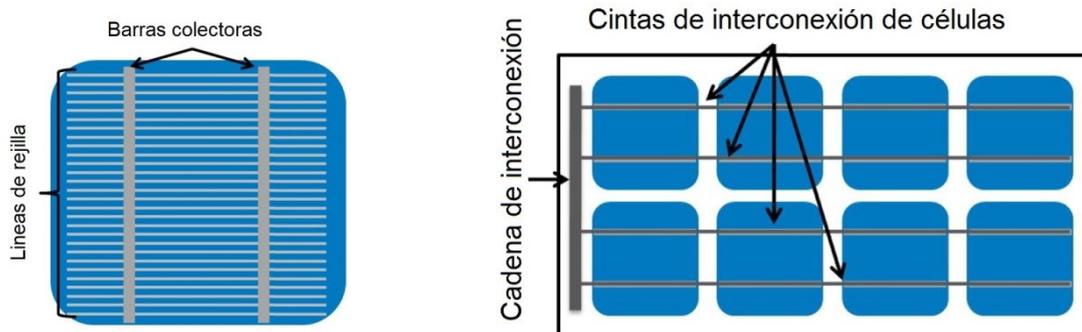


Figura 1.7: Metalización sobre una célula de silicio (izquierda) e interconexión de células en cadenas (derecha).

1.3.2 Modelo eléctrico de módulos fotovoltaicos

Un campo solar FV consiste de una agrupación de módulos FV y un módulo consiste de un conjunto de células FV conectadas en serie y en paralelo. Por lo tanto, el comportamiento eléctrico de la célula FV puede ser extendido para representar módulos FV y campos solares. Un circuito equivalente de una célula FV ampliamente referenciado en bibliografía (Tina &

Scrofani 2008; Castañer & Silvestre 2002) se muestra en la Figura 1.8. El siguiente conjunto de ecuaciones de circuito expresan una curva típica de intensidad-tensión (I-V) de una célula FV.

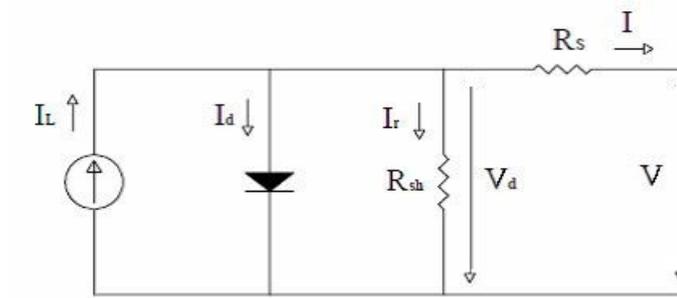


Figura 1.8: Circuito equivalente para una célula FV.

$$V = V_d - R_s \cdot I = \frac{n \cdot k \cdot T_c}{q} \ln \left(\frac{I_d}{I_0} + 1 \right) - R_s \cdot I \quad (1.1)$$

$$I = I_L - I_d - I_r \quad (1.2)$$

$$I_r = \frac{V + R_s \cdot I}{R_{sh}} \quad (1.3)$$

$$I_L = \frac{G}{1000} \left[I_{Lref} + \left(\frac{dI_L}{dT_c} \right) \Big|_{T_c = T_{cref}} (T_c - T_{cref}) \right] \quad (1.4)$$

$$I_d = I_0 \left[e^{\left(\frac{q \cdot V_d}{n \cdot k \cdot T_c} \right)} - 1 \right] \quad (1.5)$$

$$I_0 = I_{0ref} \left(\frac{T_c}{T_{cref}} \right)^3 e^{\left(\frac{1}{k_{ev}} \left(\frac{E_{gref}}{T_{cref}} - \frac{E_g}{T_c} \right) \right)} \quad (1.6)$$

$$E_g = E_{g0} - \frac{7,02 \cdot 10^{-4} \cdot T_c^2}{1108 + T_c} \quad (1.7)$$

Los parámetros con el subíndice “ref” se refieren a las siguientes condiciones: $T_c = 25\text{ °C}$ y $G = 1000\text{ W/m}^2$. Un circuito equivalente para módulo FV basado en el anterior es mostrado en la Figura 1.9.

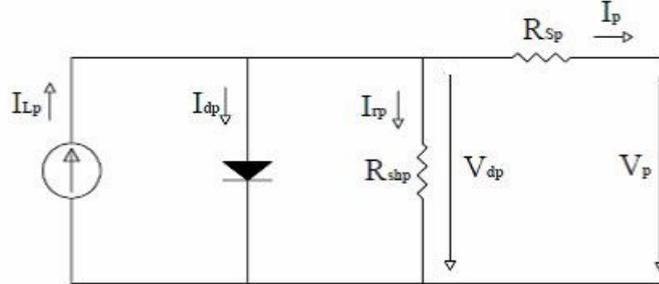


Figura 1.9: Circuito equivalente para un módulo FV.

Cuando un módulo FV se realiza con N_s células en serie que forman una cadena y N_p cadenas en paralelo, bajo la hipótesis que el modelo eléctrico es el mismo para todas las células junto con la temperatura y la irradiancia, las ecuaciones anteriores son modificadas como sigue:

$$V_p = V_{dp} - R_{sp} \cdot I_p = \frac{N_s \cdot n \cdot k \cdot T_c}{q} \ln \left(\frac{I_{dp}}{I_{op}} + 1 \right) - R_{sp} \cdot I_p \quad (1.8)$$

$$I_p = I_{Lp} - I_{dp} - I_{rp} \quad (1.9)$$

$$I_{rp} = \frac{V_p + R_{sp} \cdot I_p}{R_{shp}} \quad (1.10)$$

$$I_{Lp} = N_p \cdot \frac{G}{1000} \left[I_{Lref} + \left(\frac{dI_L}{dT_c} \right)_{T_c=T_{cref}} \cdot (T_{pv} - T_{cref}) \right] \quad (1.11)$$

$$I_{dp} = I_{op} \left[e^{\left(\frac{q \cdot V_{dp}}{N_s \cdot n \cdot k \cdot T_c} \right)} - 1 \right] \quad (1.12)$$

$$I_{0p} = I_{0pref} \left(\frac{T_c}{T_{cref}} \right)^3 e^{\left(\frac{1}{k_{ev}} \left(\frac{E_{gref}}{T_{cref}} - \frac{E_g}{T_c} \right) \right)} \quad (1.13)$$

Donde:

- $I_p = N_p \cdot I$
- $I_{Lp} = N_p \cdot I_L$
- $I_{0p} = N_p \cdot I_0$
- $V_{dp} = N_s \cdot V_d$
- $R_{sp} = R_s \cdot N_s / N_p$

1.3.3 Modelo térmico de módulos fotovoltaicos

Los módulos FV en su funcionamiento habitual reciben radiación procedente del sol. De la totalidad de la radiación incidente sobre un cuerpo, una parte es absorbida pasando a incrementar su energía interna, otra parte es reflejada al exterior, y una última porción es transmitida a la parte posterior según se indica en la Figura 1.10. En el caso de la mayoría de los módulos FV, al tratarse de cuerpos sólidos con propiedades no transmisivas, la fracción no reflejada es rápidamente absorbida por lo que pueden considerarse opacos a la radiación.

Un cuerpo determinado alcanza el equilibrio térmico cuando la velocidad de absorción de la energía procedente de los cuerpos que le rodean es igual a la velocidad con que emite su propia energía interna. Esta situación de equilibrio térmico es necesaria considerarla debido a que un cambio brusco en las condiciones ambientales, provocado, por ejemplo, por el paso de una nube o por rachas de viento, puede provocar una situación térmica transitoria.

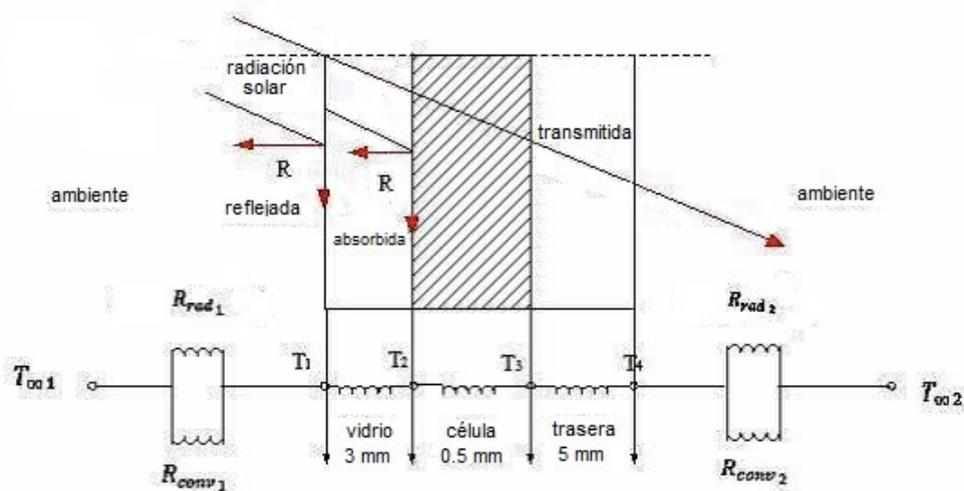


Figura 1.10: Modelo termodinámico de módulo FV (Botsaris & Tsanakas 2010).

Las células transforman parcialmente en electricidad la radiación efectiva que le llega, mientras que el resto de potencia no aprovechada debe ser entregada en forma de calor al entorno. El principal mecanismo para la disipación del calor en los módulos planos terrestres es la convección. Los mecanismos de transferencia de calor por radiación son secundarios aunque no despreciables. El balance de potencias se puede expresar mediante la siguiente ecuación según se describe en referencias (Lorenzo et al. 2009),(Perpiñan 2015):

$$S_c \cdot G \cdot (1 - \rho) = P_c + P_Q \quad (1. 14)$$

Cuando la célula en cuestión funciona correctamente el criterio de signos supone un valor positivo para la potencia eléctrica. La temperatura de la célula respecto a la temperatura atmosférica puede calcularse de forma aproximada a partir de la potencia calorífica con la ecuación:

$$T_c = T_{atm} + \zeta \cdot P_Q \quad (1. 15)$$

El coeficiente térmico del laminado (ζ) puede ser estimado a partir de una constante C y el área de la célula A_c , $\zeta = C/A_c$. Una simplificación común consiste en asumir que el incremento de la temperatura de la célula respecto a la ambiente depende linealmente de la irradiancia incidente. El coeficiente de proporcionalidad C depende de muchos factores, tales como el modo de instalación del módulo, la velocidad del viento, la humedad ambiental y las características constructivas del laminado. El coeficiente de proporcionalidad C puede calcularse aplicando estas ecuaciones al caso particular de las condiciones de medida de la TONC ($I = 0$, $G = 800 \text{ W/m}^2$; $T_{atm} = 20^\circ\text{C}$). Como ejemplo representativo, para TONC = 47°C y $\rho = 0,06$ se obtiene $C = 0,036 \text{ }^\circ\text{C}/(\text{W/m}^2)$.

Con objeto de predecir la producción de energía de módulos FV es necesario estimar la temperatura del módulo como una función de las variables del entorno tales como: temperatura atmosférica, velocidad del viento, dirección del viento, irradiancia total y humedad relativa. También el punto de operación eléctrico ha de ser considerado puesto que tiene una influencia evidente sobre la temperatura de operación.

Seguidamente se presentan el modelo térmico simple referenciado en (Tina & Scrofani 2008). En este modelo se consideran que los módulos FV están formados por tres capas (vidrio, células encapsuladas y tedlar). Esta estructura se corresponde con la más común si bien existen módulos con estructura diferente (película delgada).

Para cada una de las capas del módulo se realiza un balance térmico. Para simplificar en el modelo térmico se consideran dos hipótesis:

- La temperatura se supone uniforme en toda la capa y varía a lo largo del eje “y” (Figura 1.11)
- La capacidad térmica de las capas se considera despreciable (estado permanente)

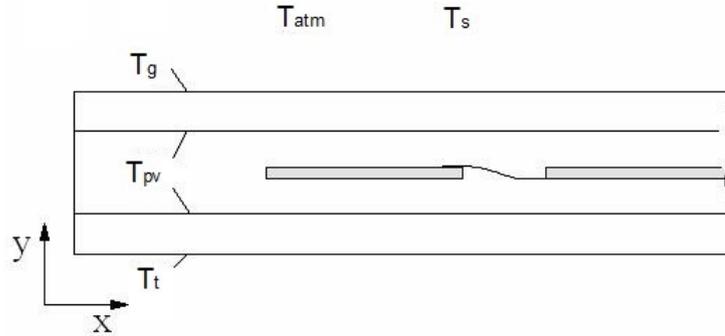


Figura 1.11: Representación de temperaturas en módulo FV.

Estas hipótesis permiten construir un modelo matemático simple. Naturalmente la temperatura no es uniforme en cada capa pero en este estudio se considera a la temperatura a lo largo del eje “y” de tal manera que se adopta un análisis unidimensional. La segunda hipótesis (capacidad térmica despreciable) requiere algunos comentarios, de hecho es bien conocido que en condiciones de estado permanente la capacidad térmica puede ser despreciada. Pero en estos casos todas las variables no pueden ser consideradas constantes ya que alguna de ellas puede variar rápidamente y con amplia amplitud de variación (tal como irradiancia y velocidad del viento). De esta forma los errores introducidos por esta hipótesis deben ser comprobados mediante ensayos experimentales.

Considerando la estructura genérica formada por tres capas (vidrio, célula fotovoltaica y tedlar) y las hipótesis de simplificación planteadas, es posible plantear el conjunto de tres ecuaciones basada en el equilibrio térmico:

$$\alpha_g G + \left(\frac{\lambda_g}{d_g} \right) (T_c - T_g) = h_{cga} (T_g - T_a) + h_{rgs} (T_g - T_a) \quad (1.16)$$

$$\left(\frac{\tau_g \alpha_{pv}}{1 - (1 - \alpha_{pv})(1 - \tau_g)} - \eta \right) G = \left(\frac{\lambda_g}{d_g} \right) (T_c - T_g) + \left(\frac{\lambda_t}{d_t} \right) (T_c - T_t) \quad (1.17)$$

$$\left(\frac{\lambda_t}{d_t}\right)(T_c - T_t) = h_{cta}(T_t - T_a) \quad (1. 18)$$

Donde:

- α factor de absortividad
- λ conductividad térmica en W/m K
- τ transmitancia
- η eficiencia eléctrica
- d espesor en m
- T temperatura en K
- h coeficiente de transferencia térmica en W/m² K

Y los subíndices son:

- a ambiente
- cga convectivo vidrio-ambiente
- cta convectivo tedlar-ambiente
- rgs radiativo vidrio-cielo
- g vidrio templado
- r radiativo
- s cielo
- t Tedlar

Los términos h_{cga} y h_{cta} son respectivamente, el coeficiente de transferencia térmica convectivo vidrio-ambiente y tedlar-ambiente, y el término h_{rgs} es el coeficiente de transferencia térmica radiativo entre vidrio y cielo. Estos términos han sido calculados de acuerdo a la Teoría de Transmisión de Calor y los datos de entrada como: irradiancia (G), velocidad del viento (V_{vie}), temperatura atmosférica (T_{atm}), humedad del aire (H_{rel}), dimensión del módulo y datos térmicos de los materiales del módulo.

Se hace necesario considerar la influencia de la carga. Si se varía el punto de trabajo de un módulo FV desde el estado de circuito abierto al estado del cortocircuito se obtiene una variación de la temperatura de célula de tipo parabólico. Cuando la potencia proporcionada por el módulo es cero (también la eficiencia es nula) la temperatura alcanza el máximo valor. En este caso la energía solar que permanece en el interior del módulo es convertida en calor. Por otra parte cuando el módulo FV alcanza el punto de máxima potencia suministra la máxima energía siendo mínima la temperatura de célula. En este caso solo una fracción de la energía solar en el interior del módulo es convertida en calor. Fijando algunas variables ambientales es posible calcular mediante los modelos eléctricos y térmicos considerados la

variación de la temperatura de célula desde cortocircuito a circuito abierto (Tina & Abate 2008).

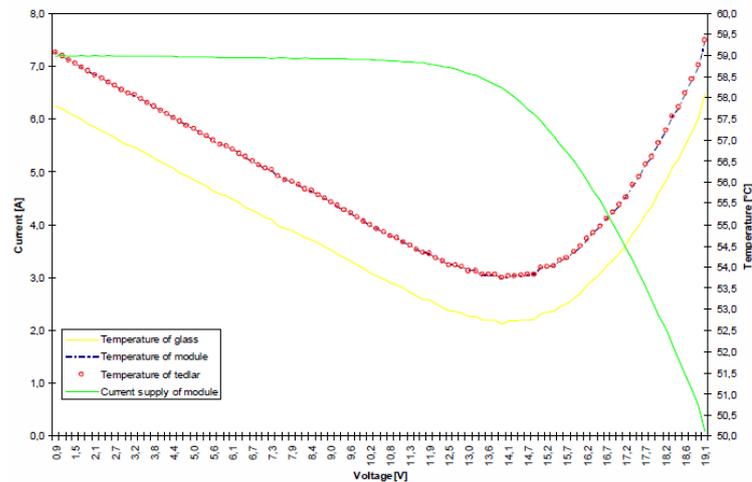


Figura 1.12: Curva I-V de módulo FV (línea verde) temperatura de célula y tedlar (líneas rojas y azul respectivamente) y temperatura del vidrio (línea amarilla) (Tina & Abate 2008).

1.3.3.1 Modelo térmico en PVSYST

El programa de simulación PVSYST es un software para PC ampliamente utilizado para el estudio, dimensionado y análisis de datos de sistemas fotovoltaicos. En el programa PVSYST el comportamiento térmico y su influencia en el rendimiento eléctrico, está determinado por un balance energético entre la temperatura atmosférica y el calentamiento de la célula debido a la radiación incidente. Las pérdidas por temperatura son función de la temperatura de la célula. El programa de simulación PVSYST la calcula mediante el siguiente balance térmico:

$$K \cdot (T_c - T_{atm}) = \alpha_s \cdot G \cdot (1 - \eta) \quad (1.19)$$

$$K = K_c + K_v \cdot V_{vie} \quad (1.20)$$

Donde:

- α_s coeficiente de absorción de irradiación solar (de valor usual de 0,9 aunque modificable)

- η eficiencia de la célula
- K factor de pérdidas térmicas, compuesto por la suma de dos valores, uno constante (K_c) y otro proporcional a la velocidad del viento (K_v). Los valores K vienen dados en $W/m^2 \cdot K$ y V_{vie} viene dado en m/s.

Los valores de K dependen del modo de montaje de los módulos (cubierta, tejado, fachada, etc). Para montaje en estructura abierta y libre circulación de aire estos coeficientes se refieren a las dos caras, es decir el doble del área. Si la parte trasera de los módulos presenta aislamiento térmico, los coeficientes se pueden reducir hasta la mitad (es decir la parte trasera no participa ni en la convección térmica ni en la transferencia por radiación). Los valores por defecto del PVSYST son $K_c = 20 W/m^2K$ y $K_v = 6 W/m^2K/m/s$. Estos valores son bastante coincidentes con mediciones experimentales pero fueron definidos utilizando velocidades de viento medidos justo sobre el campo solar en entornos de edificios. Tales velocidades son más bajas que los usuales datos de viento disponibles en ficheros meteorológicos (registrados a una altura de 10 metros o más). Sin embargo, en el caso de no tener valores fiables de viento, el programa recomienda asumir una velocidad de viento de 1,5 m/s, e introducir una única K (coeficiente de convección) constante de $29 W/m^2K$ ($20 + 6 \times 1,5$).

Aunque se tengan valores fiables de viento, hay que asegurarse de que sean a nivel del suelo y no valores meteorológicos (tomados a 10 m) como los que proporciona, por ejemplo, Meteonorm ya que la K_v está establecida para vientos a la altura de los módulos.

El programa PVSYST da otra opción para calcular las pérdidas, que sería a través de la TONC (temperatura de operación nominal de la célula para $G = 800 W/m^2$, $T_{atm} = 20^\circ C$, $V_{vie} = 1 m/s$ y circuito abierto), dado por los fabricantes de los módulos en las fichas técnicas.

La relación del TONC con los valores K se realizaría mediante un balance térmico similar al anterior sustituyendo en la expresión anterior los valores para las condiciones de operación normal ($T_c = TONC$, $V_{vie} = 1 m/s$, $G = 800 W/m^2$ y $\eta = 0$):

$$(K_c + K_v) \cdot (TONC - 20) = \alpha_s \cdot 800 \quad (1. 21)$$

El programa proporciona inmediatamente la equivalencia introduciendo cualquiera de los dos valores (K o TONC). Si se varía la TONC el programa variará la K actuando sobre K_c .

Dentro del menú "Tools" de PVSYST pueden obtenerse múltiples datos. En la base de datos de componentes se pueden visualizar y exportar gráficas y tablas sobre el comportamiento de los componentes de la instalación. Concretamente, pueden exportarse tablas de funcionamiento de módulo frente a la temperatura (Figura 1.13).

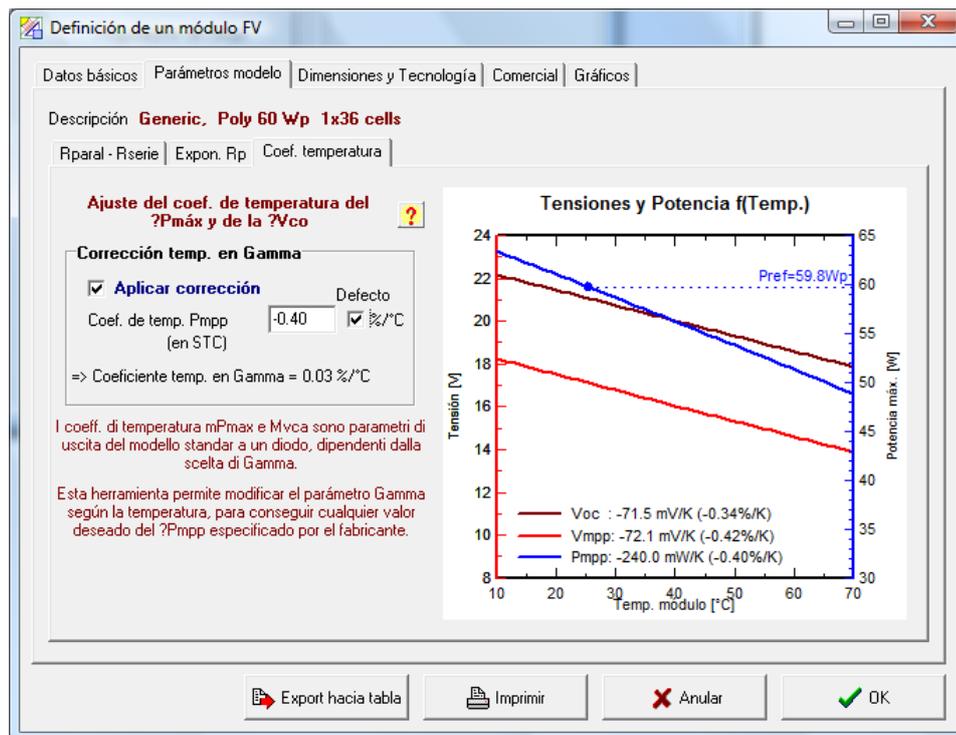


Figura 1.13: Pérdidas de temperatura en programa PVSYST.

1.3.4 Comportamiento eléctrico de módulos fotovoltaicos debido a la temperatura

El efecto de la temperatura sobre el punto de máxima potencia de un módulo fotovoltaico se puede evaluar a partir de la siguiente expresión según se referencia en (Lorenzo et al. 2009) y (Perpiñan 2015):

$$P_m = P_{m,ref} \cdot \frac{G}{G_{ref}} [1 - \delta \cdot (T_c - T_{ref})] \quad (1.22)$$

El subíndice “ref” indica las condiciones de referencia (normalmente las CEM). El coeficiente δ toma valores entre 0,4 y 0,5% $^{\circ}\text{C}^{-1}$ para módulos de silicio mono (Si-m) y policristalino (Si-p), y entre 0,1 y 0,2% $^{\circ}\text{C}^{-1}$ para módulos de silicio amorfo (Si-a). Estos valores pueden considerarse constantes en el rango típico de condiciones de trabajo.

Los módulos FV se expondrán en condiciones reales de operación a las variaciones propias de la climatología del lugar donde se ubiquen. Este hecho obliga a realizar un análisis del

comportamiento de los módulos para determinar la alteración de su curva característica ante distintos valores de las variables climatológicas.

La curva I-V de cualquier módulo fotovoltaico depende de forma acusada de la temperatura de la célula y de la irradiancia. No debe obviarse la dependencia de dicha temperatura de otras variables como la temperatura atmosférica, velocidad y dirección del viento, temperatura equivalente de cielo, temperatura del terreno, etc. No obstante, la influencia sobre la eficiencia del módulo es indirecta y siempre a través de la temperatura del módulo.

La temperatura del módulo va a incidir fundamentalmente en la disminución de la tensión a circuito abierto (V_{ca}), manteniéndose la intensidad de cortocircuito (I_{sc}) prácticamente constante (realmente existe un ligero aumento). Por lo tanto, con el incremento de la temperatura va a disminuir la V_{ca} y se provocará una reducción de la tensión de máxima potencia del módulo.

Para módulos con células de silicio, la disminución de la tensión a circuito abierto por célula se cifra en torno a 2,3 mV/°C mientras que la intensidad de cortocircuito sufre un aumento de 1,5 mA/°C.

El modelo que se aplica habitualmente, para un nivel de irradiancia invariable, considera que la influencia de la temperatura del módulo sobre la tensión a circuito abierto es aproximadamente lineal. Cuando la irradiancia es variable se optará según lo establecido en norma IEC 60904 (IEC-60904-5 2012) por:

$$V_{ca} = V_{ca\text{ ref}} + \beta(T_c - T_{\text{ref}}) + \frac{n \cdot k \cdot T_c}{e} \cdot \ln\left(\frac{G}{G_{\text{ref}}}\right) \quad (1. 23)$$

El subíndice “ref” indica las condiciones de referencia (normalmente las CEM). El comportamiento genérico de algunos parámetros característicos de los módulos fotovoltaicos ante incrementos de la temperatura, según se representa de forma resumida en la Figura 1.14, es el siguiente:

- Aumenta ligeramente la corriente: Aunque de manera muy leve, la corriente de cortocircuito aumenta con la temperatura.
- Disminuye la tensión: La disminución de tensión es mucho más importante que el aumento producido en la intensidad. Esto hace que la potencia, en módulos de silicio, disminuya con la temperatura.
- El Factor de Forma disminuye: El factor de forma define la forma de la curva característica. Representa el área encerrada. Un factor de forma del 100 % significa una curva rectangular. Al aumentar la temperatura disminuirá el factor de forma aplanándose la curva.

- La eficiencia eléctrica decrece: La eficiencia general del módulo decrecerá con la temperatura al hacerlo la potencia entregada por este.

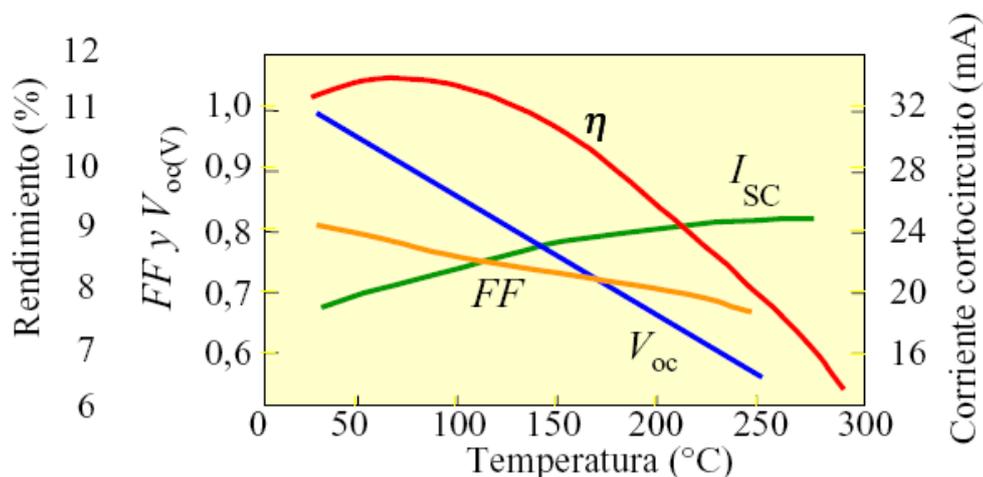


Figura 1.14: Variación de parámetros eléctricos con la temperatura. (Fuente: Grupo IDAE)

A continuación se presentan algunos coeficientes de temperatura de distintos fabricantes y tecnologías. No todas las especificaciones técnicas presentan estos datos (ya que algunos fabricantes no lo proporcionan o bien lo dan incompletos). En ocasiones se hacen con unidades distintas.

Fabricante	Tecnología	Modelo	$\alpha (I_{sc})$	$\beta (V_{oc})$	$\delta (P_{mpp})$
First Solar	Capa delgada	Serie FS 2	+0,04 %/°C	-0,25 % °C ⁻¹	-0,25 % °C ⁻¹
Tenesolar	Si-p	TE2000	+4,4 mA/°C	-116,1 mV/°C	-0,46 % °C ⁻¹
Unisolar	Si-a	PVL 136	+5,1 mA/°C	-176 mV/°C	-0,21 % °C ⁻¹
Spain PV	Si-m	VP	+0,065 %/°C	-0,38 % °C ⁻¹	-0,5 % °C ⁻¹

Tabla 1.1: Datos de coeficientes de temperatura de módulos FV de diversos fabricantes y tecnologías.

La Figura 1.15 presenta cinco curvas características I-V para cinco temperaturas distintas. Se aprecia como aumenta levemente la corriente de cortocircuito con la temperatura mientras la tensión de circuito abierto disminuye en mayor proporción. También se presentan los valores de potencia en el punto de máxima potencia (P_{mpp}).

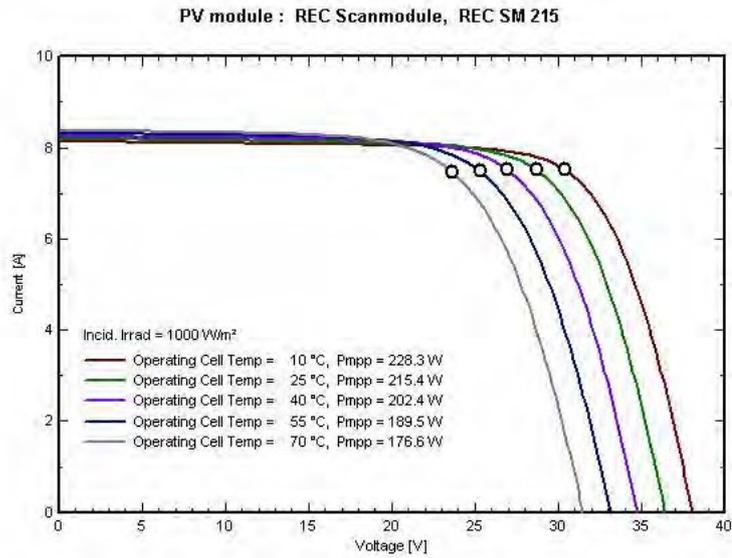


Figura 1.15: Curva I-V para diferentes temperaturas. (Fuente programa PVSYST)

En la Figura 1.16 se presenta de forma gráfica la reducción de potencia con la temperatura. En días despejados en los que la irradiancia supera los 800 W/m² los módulos fotovoltaicos pueden operar a temperatura en torno a 25 °C por encima de la ambiente. A estas temperaturas las reducciones de potencia pueden ser importantes.

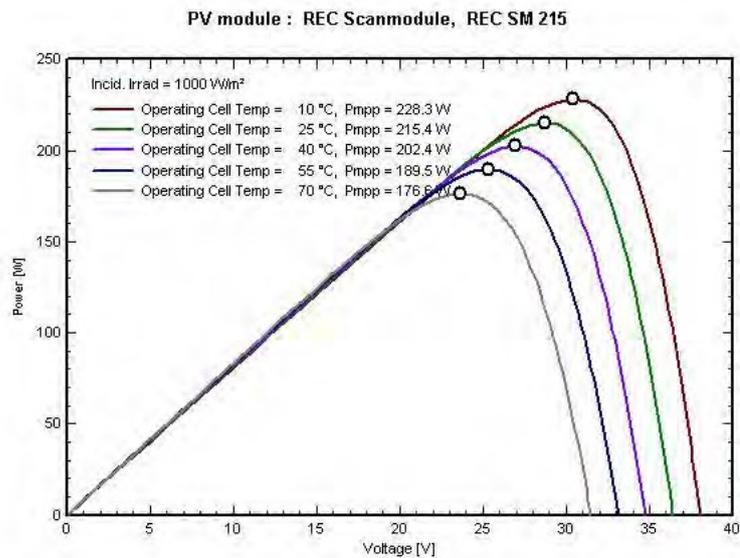


Figura 1.16: Curva de potencia para diferentes temperaturas. (Fuente programa PVSYST)

Por último, se presenta en una gráfica Irradiancia–rendimiento (Figura 1.17) la eficiencia del módulo para distintas temperaturas. Puede observarse como el comportamiento del módulo frente a la irradiancia pierde su proporcionalidad para irradiancias por debajo de 200 W/m^2 aproximadamente. Es lo que se conoce como pérdidas por baja irradiancia. Estas pérdidas tienen cierta importancia, sobre todo en días nublados o de baja irradiación.

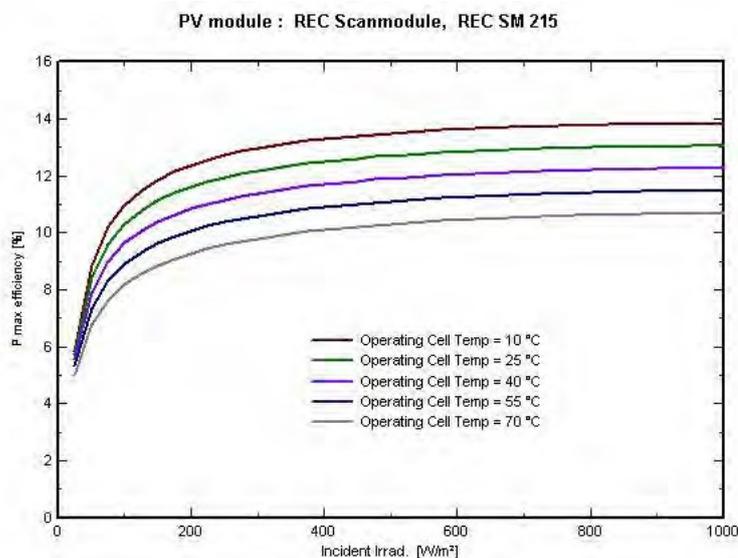


Figura 1.17: Rendimiento de módulos FV para diferentes temperaturas. (Fuente programa PVSYST)

1.4 Revisión de la normativa técnica de módulos fotovoltaicos relacionada con la temperatura

El 90% de las normas internacionales, conocidas con las siglas en inglés ISO, CEI (o IEC), son adoptadas por la Institución Europea de Normalización Eléctrica (CENELEC) y posteriormente editadas en España por la Asociación Española de Normalización y Certificación AENOR. Las normas no tienen carácter de obligatorio cumplimiento, son solo recomendaciones, a no ser que el Estado otorgue a estas normas el estatuto de obligatorio cumplimiento o que sean aceptadas particularmente como normas de calidad de producto para su comercialización.

En este apartado se presentan la normativa que están actualmente en vigor, relativas a los aspectos técnicos relacionados con el comportamiento térmico de módulos fotovoltaicos y su influencia sobre las características eléctricas en sistemas fotovoltaicos.

Norma **IEC 61215** (IEC-61215 2006); “Módulo fotovoltaico (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación de diseño y homologación”; Esta norma establece, entre otros, los procedimientos de ensayo para: medición de coeficientes de temperatura (α , β y δ),

medición de la temperatura de operación nominal de célula (TONC), ensayos de ciclos térmicos, y ensayo de resistencia a la formación de puntos calientes.

Norma **IEC 61646** (IEC-61646 2009); “Módulo fotovoltaico (FV) de lámina delgada para uso terrestre. Cualificación de diseño y homologación”. Esta norma establece, entre otros, los procedimientos de ensayo para: medición de coeficientes de temperatura (α , β y δ), medición de la temperatura de operación nominal de célula (TONC), ensayos de ciclos térmicos, y ensayo de resistencia a la formación de puntos calientes.

Norma **IEC 61724** (IEC 61724 2000); “Monitorización de sistemas fotovoltaicos. Guías para la medida, el intercambio de datos y el análisis”; Esta norma describe las recomendaciones generales para la monitorización de los sistemas fotovoltaicos. Se establecen métodos para las medidas de la temperatura atmosférica, velocidad del viento y temperatura del módulo. La medida de la temperatura atmosférica se realizará a la sombra mediante sensores de temperatura cuya precisión sea superior a 1K. La medida de la velocidad del viento se realizará a una altura y lugar representativo de las condiciones del campo FV con equipos cuya precisión sea mejor que $0,5 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$ para velocidades inferiores o iguales a $5 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$ y mejor del 10% para lecturas de velocidad del viento superior a $5 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$. La temperatura del módulo FV se medirá en aquellos que sean representativos de las condiciones del campo de módulos FV por medio de sensores de temperatura colocados en la parte posterior de uno o más módulos, y con una precisión mejor que 1K.

Norma **IEC 60891** (IEC-60891 2010); “Dispositivos fotovoltaicos. Procedimiento de corrección con la temperatura y la irradiancia de las características I-V de dispositivos fotovoltaicos”; Esta norma establece procedimientos para realizar las correcciones o extrapolaciones de la corriente y voltaje de unas condiciones de irradiancia y temperatura medidas a otras. También define procedimientos utilizados para determinar factores relevantes para estas correcciones. Explica como calcular los coeficientes de temperatura, así como la resistencia serie interna.

Norma **IEC 61853-1** (IEC-61853-1 2011); “Ensayos del rendimiento de módulos fotovoltaicos (FV) y evaluación energética. Parte 1: Medidas del funcionamiento frente a temperatura e irradiancia y determinación de las características de potencia”. Esta norma establece requisitos para la evaluación del comportamiento de los módulos, basado en la potencia, energía y rendimiento característico (PR) aplicable a todas las tecnologías fotovoltaicas. Establece, entre otros, la realización de ensayos en condiciones de alta temperatura (75 °C y

1000 W/m²) y condiciones de baja temperatura (15 °C y 500 W/m²). Además, se especifica las posiciones aproximadas de los 3 sensores de temperatura a situar en la parte posterior del módulo bajo ensayo (asegurando que cada una de ellas se encuentra detrás de una célula) y que los valores obtenidos deben promediarse para obtener la temperatura del módulo.

Norma **IEC 60904-5** (IEC-60904-5 2012); “Dispositivos fotovoltaicos. Determinación de la temperatura de la célula equivalente (TCE) de dispositivos fotovoltaicos por el método de la tensión de circuito abierto”. Esta norma define la temperatura de la célula equivalente (TCE) de un dispositivo fotovoltaico como la temperatura de la unión a la que la potencia eléctrica de salida se generaría si todo el dispositivo operase a temperatura uniforme e igual a esa temperatura. El método que describe está basado en el hecho de que la tensión a circuito abierto de una célula solar solo varía con la temperatura. Si se conoce la tensión a circuito abierto de un dispositivo en condiciones normalizadas de medida, junto con su coeficiente de temperatura, puede determinarse la temperatura equivalente de las células del dispositivo. Este método deberá utilizarse solamente a altos niveles de irradiancia.

Norma **IEC 61829** (IEC-61829 2016); “Campos fotovoltaicos de silicio cristalino. Medidas in situ de características corriente-tensión”. Esta norma es relativa a la medida exterior de módulos interconectados o generadores fotovoltaicos y describe los procedimientos de medida de las características de campos fotovoltaicos de silicio cristalino y de extrapolación a condiciones estándar de medida (CEM) o a otros valores de irradiancia y temperatura. Se presentan dos métodos de medida para la corrección de la irradiancia y temperatura. El primer método describe la medida de la temperatura mediante medida directa en la parte posterior del módulo, mientras que el segundo se realiza a partir de datos del voltaje en circuito abierto de un módulo de referencia, en la que se aplica una corrección dependiendo del nivel de irradiancia.

1.5 Estimación de la temperatura de módulos/células FV en condiciones reales de operación

En la fase de diseño de un sistema FV es necesario predecir su producción de energía esperada. De acuerdo a ello, es necesario disponer de un modelo térmico para estimar la temperatura de operación del módulo basada en las condiciones climatológicas locales; irradiancia solar, temperatura atmosférica, velocidad del viento y dirección del viento. Los recursos solares dependientes del emplazamiento y los datos meteorológicos de bases de datos reconocidas, o de modelos meteorológicos, son típicamente usados para suministrar

la información del entorno requerida en el análisis de diseño del campo solar. Las estimaciones de valores de promedio horario para irradiancia solar, temperatura atmosférica y velocidad del viento son usadas en el modelo térmico para predecir la temperatura de operación asociada del módulo FV. Hay que indicar que existe incertidumbre asociada tanto con los datos climatológicos tabulados como con el modelo térmico pero este enfoque se ha comprobado adecuado para la fase de diseño de sistemas.

Después de que un sistema FV ha sido instalado, la irradiancia solar y la temperatura del módulo pueden ser medidas directamente y los resultados utilizados en el modelo de rendimiento. Los valores medidos evitan la incertidumbre asociada con la temperatura del módulo estimada basada en las condiciones del entorno, y suministra la exactitud del modelo de rendimiento para la predicción esperada de rendimiento del sistema.

El entorno térmico que establece el valor instantáneo de la temperatura de operación de módulos FV es completamente complejo. Como resultado de los procesos internos que tienen lugar en el material semiconductor durante su exposición solar una gran porción de la radiación solar incidente es desperdiciada y liberada en forma de calor. Así, los mecanismos básicos de transferencia de calor, tal como convección y radiación, deben ser tenidos en cuenta en un balance energético apropiado sobre el módulo y por tanto en el método que permita la estimación de la temperatura del módulo. En la mayoría de los casos hay mecanismos que afectan tanto en la parte frontal como en la trasera de los módulos, por lo que en instalaciones típicas el diseño es realizado para facilitar la eliminación del calor de tal manera que los módulos puedan operar tan eficientemente como sea posible. En el caso de un campo solar montado libremente en estructura abierta la conducción de calor a través del marco y la estructura de montaje deben ser tenidos en cuenta. Sin embargo, en condiciones estacionarias, la conducción térmica transmite calor hacia las superficies que la transmite a la atmósfera mediante la convección y la radiación.

El balance energético estacionario tradicional que permite la estimación de la temperatura del módulo (o célula) requiere disponer de los siguientes datos:

- Las propiedades físicas y térmicas de la célula/módulo
- Los datos climatológicos y del recurso solar
- El coeficiente de transferencia de calor del viento.

Esta última cantidad no es fácil de determinar, especialmente en campo abierto, donde la monitorización del viento o el establecimiento de condiciones uniformes para las mediciones necesarias no son fáciles de implementar. Esto explica el gran número de correlaciones de coeficientes de pérdidas por viento que han aparecido en la literatura. Hay que tener en cuenta que la selección apropiada del valor de la velocidad del viento supone un problema en la comunidad científica. Según (Skoplaki et al. 2008) hay al menos 7 definiciones en uso: “local en superficie”, “cercano a superficie”, “en azotea”, “encima del techo”, “sobre

anemómetro montado en mástil”, “a 30 cm de la pared”, “a 10 m por encima del suelo”, “como en una estación meteorológica” y “cerca del plato” en mediciones en túnel de viento.

La temperatura de las células individuales (T_c) dentro de un módulo fotovoltaico es la variable apropiada a utilizar con objeto de predecir el comportamiento eléctrico del módulo. Sin embargo, puede diferir y ser mayor en unos pocos grados respecto a la temperatura del módulo en su parte posterior (T_{mod}), y esta diferencia depende principalmente de los materiales del substrato del módulo y de la intensidad del flujo de la radiación solar. La relación entre estas dos temperaturas puede ser expresada según (Kratochvil et al. 2004) mediante una expresión lineal simple:

$$T_c = T_{mod} + \frac{G}{G_{ref}} \cdot \Delta T \quad (1. 24)$$

En donde el subíndice ref se refiere a las CEM, y ΔT es la diferencia de temperaturas entre la célula FV y la parte posterior del módulo a la radiación solar de referencia. Esta diferencia de temperatura ΔT varía típicamente de 2 a 3 °C para módulos planos en montaje en estructura abierta. Para módulos planos con un aislamiento térmico en la superficie posterior esta diferencia de temperatura puede ser asumida como cero.

La temperatura de célula y la temperatura del módulo por la superficie posterior pueden ser claramente diferentes. La relación dada en la ecuación anterior se basa en suponer una situación de conducción térmica unidimensional a través de los materiales del módulo detrás de la célula (capas de encapsulante y polímeros para los módulos planos). La temperatura de célula dentro del módulo es calculada utilizando la temperatura superficial posterior medida y una diferencia de temperatura predeterminada entre la célula y la superficie posterior.

Es posible encontrar en la literatura diversas correlaciones que permiten estimar la temperatura de célula (o módulo) en condiciones estacionarias en función de las condiciones ambientales (Skoplaki et al. 2008), (Caamaño Martín 1998), (Munoz et al. 2011). Se estudian en los siguientes apartados aquellos modelos más relevantes.

1.5.1 Método de Roos

De acuerdo a este método (Skoplaki et al. 2008), la ecuación explícita más simple para estimar la temperatura de operación en condiciones estacionarias de un módulo/célula solar relaciona T_c con la temperatura atmosférica y la radiación solar incidente de la siguiente manera:

$$T_c = T_{atm} + k_r \cdot G \quad (1.25)$$

Esta expresión es válida para condiciones sin carga y sin viento. La constante k_r es el coeficiente de Ross el cual expresa el incremento de temperatura respecto a la ambiente con el incremento de la irradiancia solar. La principal dificultad de este modelo lineal se encuentra en la estimación del valor de k_r , el cual puede ser medido para un campo solar ya instalado pero no puede ser estimado de antemano especialmente cuando los efectos del viento son importantes. Los valores habituales para la constante k_r se encuentran en el rango de 0,02-0,04 °C m²/W. Un estudio de IEA PVPS Task2 (Nordmann & Clavadetscher 2003) extiende este rango categorizando los resultados cualitativamente de acuerdo al nivel de integración y al posible tamaño del espacio de ventilación trasero del módulo. A partir de dicho estudio, la Tabla 1.2: relaciona valores del parámetro k_r para varios tipos de montajes.

Tipos de montajes de campos solares FV	k_r (K m ² /W)
Montaje libre	0,021
Cubierta plana	0,026
Cubierta inclinada: Bien ventilado	0,020
Cubierta inclinada: No tan bien ventilado	0,034
Cubierta inclinada: Altamente integrado, pobremente ventilado	0,056
Integrado en fachada: módulos transparentes	0,046
Integrado en fachada: módulos opacos	0,054

Tabla 1.2: Valores del parámetro de Ross para varias situaciones de montaje (Skoplaki et al. 2008).

1.5.2 Método de la temperatura de operación nominal de célula (TONC)

Los factores atmosféricos que afectan al comportamiento térmico en módulos FV quedan recogidos en un valor único representado por la temperatura de operación nominal de célula (TONC). Según las normas IEC 61215 e IEC 61646, la TONC se define como la temperatura media de unión de la célula en equilibrio de un módulo montado en estructura abierta en el siguiente ambiente normalizado SER (*Standard Reference Environment*):

- $G = 800 \text{ W/m}^2$
- Distribución espectral: AM = 1,5
- Angulo de inclinación: 45° respecto a la horizontal
- $T_{atm} = 20 \text{ °C}$
- $V_{vie} = 1 \text{ m/s}$

- Carga eléctrica: ninguna (circuito abierto)

La TONC puede ser utilizada por el diseñador del sistema como indicativo de la temperatura que el módulo operará en campo y es por tanto un parámetro útil en la comparación del comportamiento de diferentes diseños de módulos. Sin embargo, la temperatura de operación real en cada instante estará afectada por la estructura de sujeción, la irradiancia, la velocidad del viento, la temperatura atmosférica, la temperatura del cielo, y las reflexiones y emisiones del suelo y objetos cercanos. Para una estimación precisa de funcionamiento deben tenerse en cuenta estos factores.

La ecuación siguiente expresa una aproximación aceptable del comportamiento térmico de una célula integrada en un módulo en base a las consideraciones previas:

$$T_c = T_{\text{atm}} + G \frac{\text{TONC} - 20}{800} \quad (1.26)$$

La dispersión típica de este modelo según (Caamaño Martín 1998) es de $\pm 5^\circ\text{C}$, lo que, en términos de potencia eléctrica representa un error inferior al 3%.

Las condiciones térmicas de montaje en estructura abierta y de escaso viento, lo cual es la base de la metodología TONC, no son extensibles a determinados diseños y aplicaciones FV como es en el caso de diseño de instalaciones EFCR (edificios FV conectados a red) o instalaciones FV en tejados con cierto nivel de integración. En estos casos la estimación de temperatura mediante TONC puede ocasionar errores importantes.

1.5.3 Método de *TamizhMani*

El método de *TamizhMani* según referencia (TamizhMani et al. 2003) se basa en un modelo matemático desarrollado para predecir la temperatura del módulo a partir de datos experimentales monitorizados de temperatura atmosférica, velocidad de viento, dirección del viento y humedad relativa.

Para la obtención del modelo se instalaron un grupo de módulos con diversas tecnologías conjuntamente en dos ubicaciones diferentes. La primera de las instalaciones fue montada por el *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) en Golden (Colorado), mientras que el *Photovoltaic Testing Lab* de la Universidad del Estado de Arizona (ASU-PTL) los instaló en Mesa (Arizona). La primera de las ubicaciones se caracteriza por unas condiciones climáticas con estaciones diferenciadas, mientras que en la segunda ubicación las condiciones meteorológicas son propias de clima desértico.

En ambas localizaciones se utilizó una estación meteorológica instalada junto a los módulos a estudiar para obtener los datos de las condiciones ambientales (temperatura atmosférica, humedad relativa, velocidad del viento y dirección del viento). Una célula de referencia proporcionó la irradiación global. Además, en los módulos FV montados en estructura abierta, se registraron la temperatura del mismo y la tensión a circuito abierto.

Los datos se muestrearon cada 5 segundos y promediados cada 5 minutos para su registro. El periodo de recogida de datos fue de dos años [2000-2002]. Los módulos utilizados en este proyecto se resumen en la siguiente tabla:

	Tecnología	N° módulos Ubicación NREL	N° módulos Ubicación ASU-PTL
1	Si-a	3	4
2	Si-m	1	2
3	CIS	1	2
4	EFG	1	2
5	Si-p	1	2
6	CdTe	1	2

Tabla 1.3: Módulos utilizados en proyecto para recogida de datos (TamizhMani et al. 2003).

El método de redes neuronales fue el utilizado para analizar los datos recogidos. El objetivo del análisis fue obtener la relación entre la temperatura del módulo y las condiciones ambientales. Las redes neuronales están formadas por elementos simples operando en paralelo. Estos elementos están inspirados en sistemas biológicos nerviosos. Al igual que en la naturaleza, la función de red se determina en gran parte por las conexiones entre los elementos. Una red neuronal puede ser entrenada para realizar una función en particular mediante el ajuste de los valores de las conexiones (pesos) entre los elementos. Como muestra en la Figura 1.18, la red se ajusta, en base a una comparación de la entrada y la salida, hasta que la salida de la red coincide con el objetivo. En este caso, el objetivo es la medida de la temperatura del módulo, las entradas son los parámetros ambientales monitorizados, la red neuronal es un modelo matemático y los pesos ajustados son los correspondientes coeficientes de los parámetros ambientales.

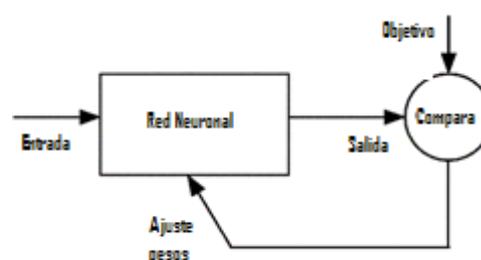


Figura 1.18: Modelo de red neuronal.

Inicialmente se desarrolló un modelo para predecir la temperatura del módulo de acuerdo a 5 entradas: temperatura atmosférica, humedad relativa, velocidad del viento, dirección del viento e irradiancia global. De esta manera se obtuvo una primera ecuación para predecir la temperatura del módulo en la que los coeficientes W_1 , W_2 , W_3 , W_4 , W_5 y Cte. eran conocidos.

$$T_{mod} = W_1 \cdot T_{atm} + W_2 \cdot G + W_3 \cdot V_{vie} + W_4 \cdot D_{vie} + W_5 \cdot H_{rel} + Cte. \quad (1. 27)$$

Posteriormente se desarrolló un modelo más simple para predecir la temperatura del módulo basado solo en 3 entradas (temperatura atmosférica, velocidad del viento e irradiancia global). En este caso se obtuvo la ecuación para predecir la temperatura del módulo en la que los coeficientes W_1 , W_2 , W_3 , y Cte. eran conocidos.

$$T_{mod} = W_1 \cdot T_{atm} + W_2 \cdot G + W_3 \cdot V_{vie} + Cte. \quad (1. 28)$$

Una evaluación posterior fue realizada de acuerdo a los resultados obtenidos con objeto de comparar los modelos de 3 y de 5 parámetros considerando la tecnología y la localización. Esta evaluación concluyó que el modelo de los 3 parámetros es superior al modelo de los 5 parámetros debido a que los errores en la exactitud de las mediciones de los dos últimos parámetros tienen una importante influencia sobre los valores de los coeficientes que estos dos parámetros por si mismos (dirección viento y humedad). Esto indica que el modelo simple de los 3 parámetros con los datos de los coeficientes promedios conjuntos podría ser usado para predecir la temperatura del módulo como muestra la siguiente ecuación:

$$T_{mod} = 0,943 \cdot T_{atm} + 0,028 \cdot G - 1,528 \cdot V_{vie} + 4,328 \quad (1. 29)$$

Como conclusión de este estudio se dedujo que la temperatura del módulo está principalmente condicionada por la temperatura atmosférica y por la irradiancia independientemente de la localización o tipo de tecnología. La temperatura atmosférica influye sobre la temperatura base del módulo y la irradiancia provoca principalmente el incremento de temperatura del módulo. La velocidad del viento y la humedad afectan ligeramente a la temperatura del módulo mientras que la influencia de la dirección del viento es despreciable.

1.5.4 Método de *Sandia National Laboratories*

El modelo desarrollado por *Sandia National Laboratories* (Kratochvil et al. 2004) para evaluar el rendimiento de sistemas fotovoltaicos considera características eléctricas, térmicas y ópticas de módulos FV. Su versatilidad y exactitud han sido comprobadas y validadas, tras una experiencia superior a 12 años, en módulos de placas planas (todas las tecnologías) así como para grandes campos FV.

Un modelo térmico simple de base empírica, descrito en ecuación (1. 30), fue publicado en el año 2004. El modelo ha sido aplicado satisfactoriamente para módulos planos montados en estructura abierta y para módulos planos con aislamiento en la superficie trasera simulando situaciones integradas en edificios. El modelo simple se ha comprobado que es muy adaptable e íntegramente adecuado para propósitos de diseño por suministrar la temperatura de operación del módulo esperada con una exactitud aproximada de $\pm 5^\circ\text{C}$. Las incertidumbres de temperatura de esta magnitud resultan en valores inferiores a un 3% sobre la salida de potencia del módulo.

$$T_{\text{mod}} = G \cdot \{e^{a+b \cdot V_{\text{vie}}}\} + T_{\text{atm}} \quad (1. 30)$$

Donde:

- a = Coeficiente determinado empíricamente estableciendo el límite superior para la temperatura del módulo a velocidades de viento bajas y alta irradiancia solar.
- b = Coeficiente determinado empíricamente estableciendo la velocidad a la que la temperatura del módulo cae cuando se incrementa la velocidad del viento.

El valor de la temperatura del módulo se realiza en superficie trasera en $^\circ\text{C}$. La velocidad del viento es medido a una altura 10 metros. Los coeficientes usados empíricamente (a , b) usados en el modelo son determinados usando miles de mediciones de temperatura registradas durante varios días diferentes con el módulo operando en condiciones cercanas al equilibrio térmico (condiciones de cielo abierto sin transitorios de temperatura debido a intermitencia en la presencia de nubes). Los coeficientes determinados están influenciados por la construcción del módulo, la configuración del montaje, la localización y la altura donde la velocidad del viento es medida.

La práctica meteorológica estándar para registrar velocidad del viento y dirección posiciona los dispositivos de medida (anemómetros) a una altura de 10 metros en un zona con un número mínimo de edificios o estructuras que obstruyan el movimiento del aire. Los datos tabulados de velocidad de viento y dirección suministrados en bases de datos meteorológicas fueron registrados bajo estas condiciones. Sin embargo, se debe advertir que mediante el análisis de los datos registrados después de la instalación del sistema, el modelo térmico puede ser ajustado para la determinación de nuevos coeficientes (a , b) que

compensen las influencias de la dependencia del lugar y las instalaciones de anemómetros diferentes de las prácticas meteorológicas estándar.

La Figura 1.19 ilustra los datos medidos típicos registrados sobre 6 días diferentes con condiciones nominalmente claras y un amplio rango de irradiancias, velocidad del viento y dirección del viento. El módulo en este caso fue un modelo de gran superficie de 300 W con vidrio templado por las superficies frontal y posterior. El efecto de periodos de calentamiento sin equilibrio (sobre 30 minutos) se ilustra para dos mañanas cuando el sol inicia la iluminación de los módulos. Un ajuste lineal a los datos medidos proporciona los coeficientes de corte y pendiente (a, b) requeridos en el modelo.

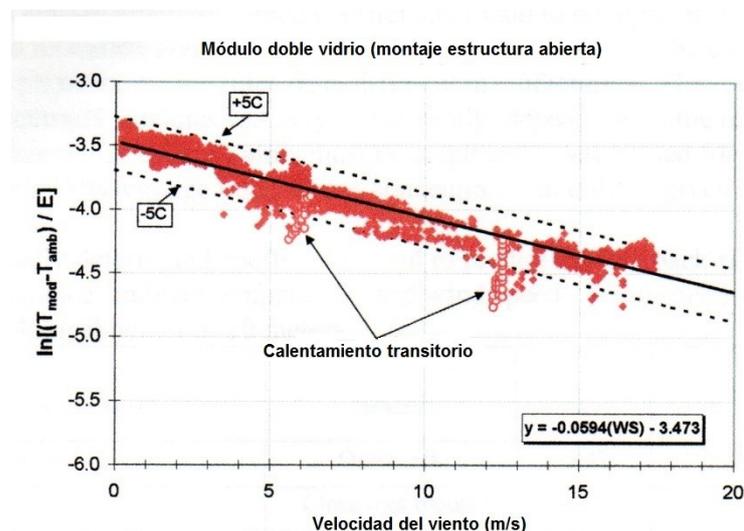


Figura 1.19: Relación experimental para la temperatura superficial posterior de un módulo plano de doble vidrio en configuración de montaje en estructura abierta como función de la irradiancia solar, temperatura atmosférica y velocidad del viento (Kratochvil et al. 2004).

La dirección del viento puede tener también cierta influencia sobre la temperatura de operación del módulo. Sin embargo, la incorporación del efecto de la dirección del viento en el modelo térmico parece ser completamente innecesaria. En este enfoque la influencia de la dirección del viento sobre la temperatura de operación es considerada como una influencia aleatoria añadiendo cierta incertidumbre al modelo térmico, pero también tendiendo a compensarse al promediar sobre una base anual. Similarmente, los transitorios térmicos causados por nubes y la capacitancia térmica del módulo pueden introducir influencias aleatorias sobre la temperatura del módulo, pero de nuevo estos efectos aleatorios promediarían sobre unas bases diaria o anual.

La Tabla 1.4: extraída de (Skoplaki & Palyvos 2009) proporciona coeficientes determinados empíricamente para ser representativos de diferentes tipos de módulos y configuraciones de

montaje. Los casos en la tabla pueden ser considerados genéricos para módulos FV típicos planos de diferentes fabricantes.

Tipo de módulo	Montaje	a	b	ΔT (°C)
Vidrio/célula/vidrio	Estructura abierta	-3,47	-0,0594	3
Vidrio/célula/vidrio	Montaje cercano a tejado	-2,98	-0,0471	1
Vidrio/célula/lámina polímero	Estructura abierta	-3,56	-0,0750	3
Vidrio/célula/lámina polímero	Posterior aislado	-2,81	-0,0455	0
Polímero/película delgada/acero	Estructura abierta	-3,58	-0,113	3

Tabla 1.4: Coeficientes determinados empíricamente usados para predecir la temperatura superficial trasera del módulo como función de la irradiancia, temperatura atmosférica y velocidad del viento (Skoplaki & Palyvos 2009).

1.6 Conocimientos y técnicas claves en termografía infrarroja

Tanto por su naturaleza como por su aplicabilidad, la Termografía IR supone la fusión de conocimientos y técnicas procedentes de diversos campos de la ciencia y de la tecnología. Por ello, con el fin de facilitar el seguimiento de lo recogido en esta Tesis Doctoral y una mejor comprensión de las aportaciones en ella incluidas, en lo que sigue se efectúan una introducción sobre los conocimientos y técnicas claves en Termografía IR, instando al lector a la consulta de referencias como (Vollmer & Möllmann 2011; Minkina & Dudzik 2009; FLIR Systems 2012; Cañadas Soriano & Royo Pastor 2016).

La temperatura puede ser determinada midiendo la radiación emitida por una superficie en una porción infrarroja del espectro electromagnético. Tras ser detectadas, la señal eléctrica correspondiente es entonces convenientemente procesada. Por ello, es necesario considerar tres aspectos fundamentales: la superficie del objeto, la transmisión de la radiación entre el objeto y el instrumento sensor y el propio instrumento de medida.

Cualquier objeto que se encuentre a una temperatura superior al cero absoluto (0 K o -273 °C) emite energía en el espectro infrarrojo según una distribución que puede ser caracterizada por tres leyes físicas: la ley de Planck, la ley *Stephan-Boltzmann* y la ley del desplazamiento de *Wien*. La primera de ellas describe la distribución de la intensidad radiada desde un emisor perfecto en función de la temperatura de éste. En la segunda de ellas, aparece el concepto, en forma de variable, de la emisividad (ϵ) como una característica superficial del material que permite modelar la radiación total emitida por un cuerpo a una temperatura, la integración a todas las longitudes de onda de la ley de *Planck*. Finalmente, la

tercera ley recoge la evolución del pico de la energía en función de la temperatura, obtenida a partir de la derivada de la función de *Planck*.

No todos los cuerpos emiten toda la radiación descrita por la ley de *Planck* sino que emiten una fracción de ésta. Esta fracción es la emisividad y , en general, varía con la longitud de onda, la forma del objeto, su temperatura, el ángulo de emisión de la radiación, las irregularidades de la superficie, factores ambientales... De esta forma se clasifican los materiales en cuerpos negros, cuerpos grises y cuerpos no grises según varía o no la emisividad de una superficie. Pero además, como consecuencia de la conservación de la energía, cuando una radiación es incidente a un cuerpo, parte de ésta es transmitida, parte absorbida y parte reflejada. Existe entonces una estrecha relación con otras propiedades de las superficies de los materiales: la transmisión, la absorción y la reflexión. Y, si el objeto se encuentra en equilibrio térmico con su entorno, la cantidad de energía absorbida debe ser igual a la radiada, haciendo que la absorción sea igual a la emisividad.

Las características del medio de transmisión existente entre el cuerpo bajo inspección y el instrumento de medida también afecta a las medidas de temperatura sin contacto. No existiría pérdida de energía si la medida se realizase en el vacío pero, incluso para distancias cortas, cualquier medio puede absorber energía y , por tanto, puede perturbar la medida. Así, el rango efectivo para los sistemas de medida termográficos está limitado por los fenómenos de absorción y dispersión de la radiación electromagnética en la atmósfera siendo dependiente de la distancia, condiciones ambientales y partículas en suspensión principalmente.

La radiometría infrarroja recoge las características de transmisión de los medios y materiales definiendo así el rango espectral en el que el cuerpo emite radiación, el rango espectral en el que el medio transmite y el rango espectral en el que el sensor funciona. En las medidas radiométricas, es de interés la captura de la mayor emisión posible por lo que es práctica habitual modificar la superficie del cuerpo inspeccionado añadiéndole un recubrimiento que aumente la emisividad y disminuya las variaciones de la misma, trabajar en las ventanas de menor atenuación atmosférica y utilizar materiales de alta sensibilidad en esas mismas regiones como partes integrantes del sistema de medida.

El instrumento de medida está compuesto de una parte óptica (lentes y filtros), un detector que convierte la energía infrarroja en una señal eléctrica y una parte electrónica que amplifica y acondiciona la señal para su posterior conversión en valores de temperatura. Se hace necesario un proceso de calibración y corrección de errores. Por lo general, estos sistemas se caracterizarán por el rango de temperatura que cubren, la exactitud, la repetitividad, la sensibilidad térmica, la velocidad de respuesta, la resolución espacial de la medida en el objeto y la distancia de trabajo, el rango espectral de trabajo, las condiciones ambientales en las que el instrumento es operativo y otros requerimientos de salida como las salidas digitales/analógicas de que dispone.

1.6.1 Termografía activa y pasiva

En la inspección térmica, los objetos bajo inspección pueden ser clasificados como activos o pasivos. Los cuerpos que generan por sí mismos calor o un flujo del mismo sin la aplicación o eliminación de una fuente externa se consideran activos. Por el contrario, aquellos que requieren de un aporte o extracción de calor externo para establecer un flujo hacia o desde el objeto son considerados pasivos térmicamente. En la evaluación de tales especímenes, la sincronización y control temporal de la inspección son críticos pues podría alcanzarse el equilibrio térmico sin que las anomalías lleguen a mostrarse. Igualmente hay que tener la precaución de evitar producir daños por estrés térmico en las piezas durante la excitación externa.

En virtud de lo anterior, la termografía infrarroja (TI) puede ser activa o pasiva. La última recoge aquellos casos en los que no se usa ninguna estimulación de calentamiento o enfriamiento externo para provocar un flujo de calor en el cuerpo inspeccionado. Sin embargo la TI activa utiliza estímulos externos para inducir un contraste térmico relevante en el objeto bajo inspección.

En la termografía pasiva, los materiales y estructuras bajo inspección se encuentran a temperaturas diferentes a la del ambiente, mostrando un patrón de temperaturas típico por el hecho de estar involucrados en procesos que producen calor. Una diferencia respecto a la temperatura normal de trabajo (referencia) del objeto sugiere un comportamiento anormal del mismo. Ello es debido al principio de conservación de la energía, la primera ley de la termodinámica, donde se recoge que cualquier proceso consume energía liberando calor según la ley de la entropía.

La TI pasiva captura información de temperatura en tiempo real desde una distancia segura sin ninguna interacción con el objeto. La clave reside en la diferencia de temperatura con respecto al entorno, de lo que se pueden obtener evidencias cualitativas del estado de un objeto (el análisis cuantitativo requiere de modelados térmicos de los objetos). Así, por ejemplo, se monitoriza edificaciones (localización de pérdidas de calor y humedades) o se emplea en mantenimiento preventivo, electrónica, medicina y veterinaria, elaboración de componentes y procesos industriales, detección de fuegos, fugas o detección de objetivos (militar).

En la termografía activa, a través de la estimulación externa, se provoca un flujo de calor interno en el objeto bajo estudio, permitiendo evaluar especies a temperatura atmosférica. El termograma obtenido presenta un patrón térmico que posibilita una caracterización cuantitativa del interior del espécimen. Así pueden detectarse laminaciones o inclusiones (las cuales representan variaciones en la conducción interna de calor), corrosiones, fisuras,

desencolados de materiales o estimar propiedades térmicas de materiales, o estudiar daños por impactos, entre otras aplicaciones.

Por su importancia en END, en la Figura 1.20 se ilustra el proceso de adquisición de imágenes por TI activa mediante un ejemplo de inspección de defectos internos en un objeto. Primero, se produce un contraste térmico en la superficie de la muestra bajo inspección. En general, este contraste se obtiene tras el envío de un frente de calor si bien la utilización de un frente frío es igualmente válida. Esto puede lograrse sea en régimen transitorio (con un impulso de energía) o en régimen permanente (con el envío de ondas periódicas), dependiendo de la aplicación. De igual manera, la adquisición de imágenes puede realizarse en reflexión (del mismo lado) o en transmisión (lado contrario). En general, el modo reflexión es utilizado para defectos internos relativamente cercanos a la superficie, mientras que el modo transmisión lo es para defectos profundos siempre y cuando se tenga acceso a los dos lados de la pieza.

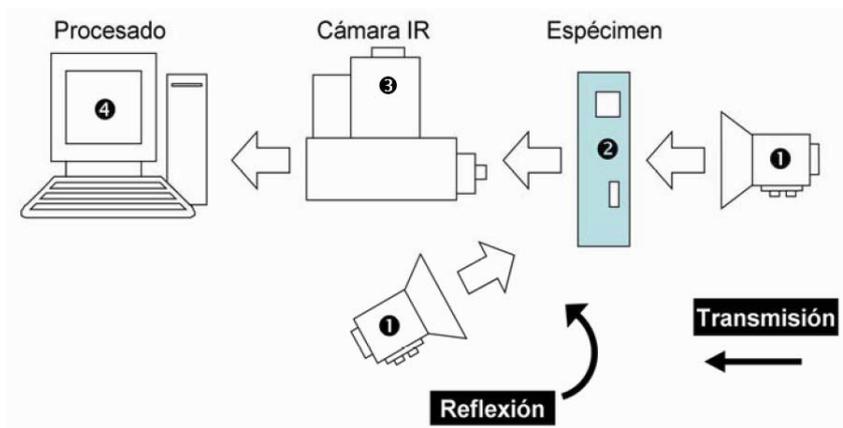


Figura 1.20: Sistema de adquisición de imágenes por Termografía Infrarroja activa. La posición de la fuente de calor establece si la adquisición se produce en reflexión o en transmisión.

Las condiciones en las que se encuentre la superficie del objeto bajo inspección son muy importantes. Las medidas pueden ser influenciadas por variaciones en la rugosidad, deposición de otros materiales o la no uniformidad de la misma; es por ello que debe limpiarse y acondicionarse adecuadamente con anterioridad al ensayo.

Una vez que el calor entra en contacto con la superficie del espécimen, la energía se transmite por conducción al interior de la pieza. El principio de detección de defectos se basa en el hecho de que el frente caliente se propaga homogéneamente a través del material salvo en presencia de una falta de homogeneidad con propiedades térmicas diferentes (defecto). Ello provoca una atenuación o un incremento (dependiendo de las propiedades térmicas del material y del defecto) en la conducción de calor, teniendo una

relación directa con el tiempo de propagación del frente. En la superficie de la muestra surgen entonces gradientes de temperatura que pueden sugerir la presencia de defectos y que pueden ser detectados con la ayuda de una cámara infrarroja. Las imágenes son finalmente adquiridas, procesadas, analizadas y almacenadas de forma digital.

1.7 Necesidad de un procedimiento contrastado para la evaluación de sistemas FV mediante termografía IR

En la utilización de la termografía IR para la evaluación de sistemas FV es necesario considerar determinados aspectos técnicos que permitan realizar una evaluación adecuada. Se pueden citar los siguientes:

- Existen multitud de equipos termográficos en el mercado con diferentes características técnicas en cuanto a rango de temperatura, resolución, sensibilidad, rango espectral, lentes IR, etc. que son necesarias conocer para una utilización adecuada para esta aplicación concreta.
- Para la realización de termografía cuantitativa orientada al conocimiento de valores de temperatura es fundamental una configuración en el equipo de determinados parámetros (emisividad, temperatura aparente reflejada, distancia, temperatura atmosférica y humedad) que permitan caracterizar el objeto bajo estudio y compensar el comportamiento de la atmosfera para la transmisión de radiación.
- Para la realización inspecciones termográficas en el exterior es fundamental conocer las condiciones de contorno para realizar configuración del equipo y valorar la influencia sobre el resultado obtenido. Podemos citar la irradiancia, la posibilidad de existencia de reflejos, la temperatura del cielo, el ángulo de inspección, la velocidad y dirección del viento.
- Para la realización de inspecciones termográficas en sistemas fotovoltaicos es necesario conocer el posicionamiento más adecuada del equipo termográfico de manera que se minimicen reflejos puntuales del sol, del cielo, sombras así como los procedentes de otros elementos constructivos cercanos.
- Para la realización de inspecciones termográficas aéreas en grandes plantas FV es necesario calcular la altura ideal de inspección. También será necesario disponer de un sistema de identificación apropiado para informar sobre los posibles hallazgos que puedan detectarse.
- En general, será conveniente disponer de un procedimiento sistematizado aplicable a instalaciones de cualquier tipo y que permita obtener resultado armonizado y con criterios homogéneos.

1.8 Objetivos de la Tesis Doctoral

De acuerdo a los apartados expuestos, la presente tesis doctoral se desarrolla según los siguientes objetivos:

1. Desarrollar una técnica de análisis basadas en la medida de temperatura, sin contacto, que permitan evaluar la pérdida de potencia eléctrica de instalaciones FV respecto a su condición de comportamiento de referencia.
2. Desarrollar una metodología de inspección de instalaciones FV basada en termografía IR que permita caracterizar el comportamiento térmico de las mismas (puntos calientes, suciedad superficial, desacople de células en módulos, etc.).
3. Proponer un procedimiento sistemático para aplicar la metodología desarrollada a plantas FV industriales de todo tipo.

1.9 Estructura de la Tesis Doctoral

La Tesis se va a estructurar en los siguientes capítulos:

- Capítulo 1: INTRODUCCIÓN A LA CARACTERIZACIÓN TÉRMICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.
- Capítulo 2: APLICACIÓN DE LA TERMOGRAFIA INFRARROJA AL MANTENIMIENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS - ESTADO DEL ARTE.
- Capítulo 3: DESARROLLO DE METODOLOGÍA PARA LA INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA EN INSTALACIONES FV.
- *Capítulo 4:* PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN POR TERMOGRAFÍA IR DE INSTALACIONES FV.
- Capítulo 5: APLICACIÓN DE PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN A INSTALACIÓN REAL. ANALISIS DE RESULTADOS.
- Capítulo 6: CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS DE INVESTIGACIÓN.

Capítulo 2

2 APLICACIÓN DE LA TERMOGRAFÍA INFRARROJA AL MANTENIMIENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS - ESTADO DEL ARTE

2.1 Introducción

En el presente capítulo se estudia los mecanismos de degradación y fallos de módulos FV. Se consideran los mecanismos de degradación organizados en función de la tecnología del módulo. De especial interés resultan aquellos fallos que producen efectos térmicos con objeto de caracterizarlos y de poder identificarlo mediante la técnica de termografía IR. También se revisan los diversos métodos alternativos utilizados por Mantenimiento para la detección de fallos en módulos FV.

A continuación, se realiza una exposición de la revisión bibliográfica realizada, la cual ha sido muy significativa en los últimos años. Esto es debido tanto al crecimiento del número de instalaciones FV, como a la necesidad de su Mantenimiento, y a la cada vez más asequible disponibilidad de equipos termográficos. También se exponen las recomendaciones de algunos fabricantes de equipos termográfico sobre las inspecciones en sistemas FV. Por último, se presenta la normativa técnica más relevante sobre termografía infrarroja y sobre inspecciones termográficas en el exterior en instalaciones FV. En este último caso se trata aun de una especificación técnica de muy reciente publicación en la que ha estado trabajando la CEI y que se considera del máximo interés debido a la temática directa con esta Tesis Doctoral.

2.2 Mecanismos de degradación y fallos de módulos FV

Los módulos FV como elementos integrantes de un sistema FV van a estar sometidos durante su ciclo de vida habitual a diferentes condiciones que pueden provocar una degradación que afecte a su rendimiento energético. En algunos casos, la degradación puede provocar una disminución de la producción energética del módulo FV, mientras que en otros se termina ocasionando el fallo completo de dicho módulo FV. Un fallo en un

módulo FV es una situación que produce una disminución de la potencia eléctrica generada por el mismo en su operación normal, o bien crea un problema de seguridad. En algunos casos los fallos pueden estar originados por un problema en su fabricación, mientras que en otros pueden estar provocados por su manipulación inadecuada durante su montaje, o por las condiciones ambientales locales.

La predicción de la fiabilidad de los módulos FV requiere una completa comprensión del diseño del sistema, las condiciones de operación, los mecanismos que originan el fallo y la duración de la acción que provoca dicho fallo. El fallo consiste en el final de la capacidad de un producto o sistema para realizar la función requerida. La principal función de un módulo FV es suministrar de forma segura energía eléctrica. Puesto que los módulos son típicamente desarrollados como componentes de sistemas, la degradación del módulo y el fallo no suelen ser identificadas de forma inmediata. El diseño de sistemas puede frecuentemente encubrir los efectos de la degradación de prestaciones del módulo y/o fallos individuales en módulos. De forma contraria, algunos mecanismos de degradación de módulos pueden degradar significativamente la operación y/o el rendimiento del sistema en su conjunto.

La identificación de mecanismos de degradación y el establecimiento de tasas de degradación ha llegado a ser un asunto de creciente importancia, especialmente en aplicaciones de sistemas FV para plantas generadoras conectadas en red y para aplicaciones FV integradas en edificios. Los propietarios, que pretenden vender energía a su suministradora eléctrica, tienen expectativas que pueden verse afectadas por la degradación de los módulos. Los consumidores de instalaciones FV integradas en edificios esperan módulos que puedan realizar otras funciones adicionales a las de producción energética. Estos mismos consumidores priorizarán probablemente sus expectativas. Por ejemplo, dichos propietarios pueden ser más tolerantes respecto a la degradación del rendimiento pero menos tolerantes a los costes de reemplazamiento para módulos defectuosos. Estos mismos propietarios pueden valorar más la estética que el rendimiento.

La escasa información disponible sobre degradación de módulos ha sido recopilada desde comienzos de los años 70 por diferentes institutos y centros de investigación. Sin embargo, estos trabajos no han sido desarrollados con criterios homogéneos. Los datos han sido generados con variedad de técnicas de medida y métodos analíticos lo que dificulta una interpretación adecuada de la información sobre degradación de módulos. En la referencia (Quintana et al. 2002) se citan resultados de varios estudios sobre degradación de módulos FV. Por ejemplo, pérdidas de rendimiento en módulos de 1-2% por año fueron encontradas en sistemas ensayados durante un periodo de 10 años desde mediados de los 80 hasta mediados de los 90. Los datos de módulos de tipo Si-p, expuestos de forma permanente al aire libre en configuración de circuito abierto durante 8 años, muestran alrededor de 0,5% de pérdida de rendimiento al año. Un estudio del año 2001 del Laboratorio Nacional de Energía Renovables (USA), indica el rendimiento de módulos envejecidos de tipo Si-m y tipo Si-p cuya degradación es aproximadamente 0,7% por año, principalmente debido a las

perdidas I_{sc} causada por la absorción UV cerca de la parte superior de la superficie de silicio. Según estudios estadísticos más recientes (IEA-PVPS Task 13 2014) indican que la pérdida de potencia en módulos FV de silicio cristalino es de 0,8% por año.

La falta de información homogénea sobre rendimiento no es la única complicación para comprender el fenómeno de la degradación. A pesar de los avances y la continua evolución de los procesos de fabricación existen diversos datos que indican problemas que afectan a la estabilidad a largo plazo como la desintegración de laminación de material de soporte, burbujeo de puntos de soldadura, fisuras en el material de apoyo, delaminación de módulos, degradación de uniones soldadas, puntos calientes, decoloración del encapsulante, daños mecánicos, degradación de células, etc.

A continuación se revisan los principales fallos en módulos FV según el informe “*Review of Failures of Photovoltaic Modules*” elaborado por IEA-PVPS Task 13 (IEA-PVPS Task 13 2014), el cual podemos considerar como referencia del estado del arte sobre dicho asunto dada la actualidad del documento (marzo 2014).

2.2.1 Fallos en módulos FV debidos a causas externas

Podemos considerar los siguientes fallos en módulos FV debidos a causas externas:

1. Sujeción:

Un fallo frecuente en campo es la rotura del vidrio en módulos FV causado por las abrazaderas o sistemas de sujeción. Los módulos vidrio/vidrio son más sensibles a este fallo. El origen del fallo en la fase de instalación es debido al uso de abrazaderas inadecuadas (cortas o estrechas), posiciones no acordes con recomendaciones del fabricante, o bien tornillos excesivamente apretados. La rotura de vidrio conduce a la pérdida de rendimiento progresiva de las células, y a la corrosión del circuito eléctrico causado por la penetración de oxígeno y vapor de agua en el módulo PV. Puede provocar puntos calientes con el consiguiente sobrecalentamiento.

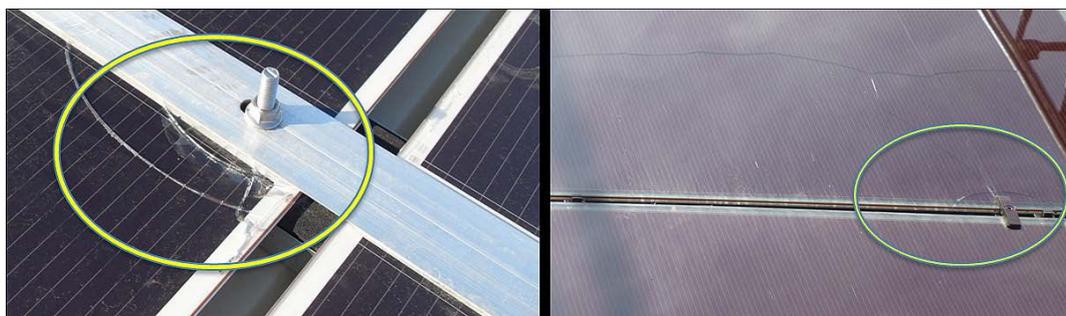


Figura 2.1: Rotura de vidrio debido a tornillo demasiado apretado (izquierda), y a un mal diseño de abrazadera (derecha) (IEA-PVPS Task 13 2014).

2. Transporte e instalación:

Son las primeras etapas críticas de la vida de un módulo FV. La cubierta de vidrio de algunos módulos FV se puede romper como consecuencia de su manipulación, o bien las células en el laminado se pueden romper debido a las vibraciones y golpes. La rotura de células puede ser difícil de identificar. Visualmente pudieran no ser apreciables, y en muchos casos no serán detectadas por su potencia del módulo PV inmediatamente después de su aparición.

3. Fallos de conectores rápidos:

Este elemento conecta los módulos solares entre sí, a los cables de extensión, a las cajas de conexiones y al inversor. Hay poca literatura sobre la fiabilidad de los conectores rápidos para la comunidad FV. Los fallos típicos son causados por el uso de conectores rápidos que no se ajustan exactamente a los diferentes tipos por su falta de normalización.

4. Relámpagos:

Un fallo en un diodo de paso originado por un rayo puede ser una causa externa de fallo que puede provocar problemas de seguridad posteriores. La caída de un rayo también puede causar una rotura mecánica del módulo. Ambos tipos de defectos pueden causar puntos calientes.

2.2.2 Fallos en módulos FV generales a cualquier tecnología

Los fallos en módulos FV debidos a causas internas pueden ser por múltiples razones. Determinados fallos son comunes a todos los módulos mientras que algunos defectos sólo se observan en algunos tipos de módulos. A continuación se describen los fallos que pueden tener lugar en todos los tipos de módulos FV.

1. Delaminación:

La adhesión entre el vidrio, encapsulante, capas activas y capa posterior puede estar en riesgo por muchas razones. Típicamente, si la adherencia se ve comprometida debido a la contaminación (por ejemplo la limpieza inadecuada del vidrio) o factores ambientales, se producirá la delaminación seguido por la entrada de humedad y la corrosión. La delaminación debe ser relativamente fácil de ver. En el material encapsulante EVA, el agente adherente (prevista para las interfaces de vidrio) es generalmente el aditivo menos estable, lo que limita la vida útil del mismo. Hay factores que afectan a la durabilidad de las interfaces dentro de un módulo FV como la radiación UV, la temperatura y/o la humedad. La delaminación en la cubierta posterior puede suponer un problema de aislamiento.

La experiencia demuestra que la delaminación frontal en las interfaces vidrio-encapsulante y célula-encapsulante son más frecuentes que la delaminación de la parte posterior. La delaminación frontal causa desacoplamiento óptico de materiales que transmiten la luz solar a las células provocando una pérdida del rendimiento. La delaminación en cualquiera de las caras del módulo interrumpe la eficiencia en la disipación de calor, e incrementa la posibilidad de calentamiento de la célula por polarización inversa, y como consecuencia causa una disminución del rendimiento por operar la célula a temperaturas superiores. La delaminación contribuye al incremento de diferencia de temperatura entre el punto caliente y el resto del módulo reduciendo la eficiencia de la transferencia de calor en el área delaminada.

Los módulos con daños de encapsulado suponen una posibilidad de fallos a tierra así como excesiva derivación de corriente. Adicionalmente, el daño del encapsulado puede causar riesgos de seguridad en sistemas de tensión elevada al no proporcionar el aislamiento necesario para evitar el contacto indirecto, así como la creación de caminos para la corrosión electromecánica. El riesgo eléctrico se puede incrementar con la absorción de humedad en el encapsulado.



Figura 2.2: Delaminación de módulos de Si-p (izquierda) y de módulo de Si-m (derecha) (IEA-PVPS Task 13 2014).

2. Perdida de adherencia en la cubierta posterior:

La cubierta posterior de un módulo sirve para proteger los componentes electrónicos de la exposición directa al medio ambiente y para proporcionar un funcionamiento seguro en presencia de altos voltajes de CC. La cubierta posterior puede estar compuesta de vidrio o polímeros, y puede incorporar una lámina de metal. Normalmente, los módulos FV se laminan con una construcción de lámina de material polimérico con múltiples capas. La exfoliación puede producirse en respuesta al calor, el ciclo térmico, al estrés mecánico, la humedad, a la luz UV, o bien otras tensiones físicas o químicas. Puede producir formación de burbujas en la parte posterior lo cual no presentará un problema de seguridad inmediata.

La absorción de humedad a través de la parte posterior del módulo, o a través de los marcos metálicos del módulo, puede causar corrosión e incremento de la corriente de fuga. La corrosión ataca la metalización de la célula en los módulos de silicio cristalino y a las capas semiconductoras en módulos de película delgada causando pérdida de rendimiento eléctrico. La retención de humedad en el encapsulado del módulo incrementa la conductividad eléctrica del material. Esto provoca incremento de la corriente de fuga y la consecuente pérdida de rendimiento. La penetración de humedad combinada con daños en los materiales encapsulados del módulo puede introducir problemas severos de seguridad en aplicaciones de alta tensión.



Figura 2.3: Delaminación de la cubierta posterior (IEA-PVPS Task 13 2014).

3. Fallo en la caja de conexionado:

La caja de conexionado protege la conexión de cadenas de células de los módulos a los terminales externos. Generalmente contiene los diodos de paso para proteger las células en una cadena en caso de punto caliente o sombreado. Los fallos habituales observados son debidos a una pobre fijación de la caja a la cubierta posterior, mala adherencia a largo plazo y falta de hermeticidad con el consiguiente riesgo eléctrico.

4. Rotura del marco:

Muchos módulos FV se han diseñado y se utilizan para las regiones de carga pesada de nieve. Para ensayar y certificar estos módulos FV previstos para las regiones de carga pesada de nieve se aplica ensayo de carga mecánica según la norma IEC 61215. En estos casos la superficie inclinada permite a la nieve desplazar la carga a las partes inferiores del módulo lo que provoca un par de torsión en los puntos montados. Como consecuencia del ángulo de inclinación, la fuerza hacia abajo aumenta la tensión a la parte inferior del módulo, dando como resultado una posible falta de resistencia para mantener la integridad estructural del cristal.

2.2.3 Fallos en módulos FV de silicio

Los módulos FV más comunes están hechos de células solares de silicio. Existe una gran experiencia acumulada en los fallos de módulos de este tipo. Los módulos de silicio cristalino tienen un largo historial registrado de estabilidad del rendimiento en campo. Esta estabilidad es debida, en parte, a la estabilidad del material semiconductor (silicio cristalino) usado para fabricar las células. La experiencia de campo indica que la causa principal para la pérdida de rendimiento en estos módulos está asociada con mecanismos externos a las células, como uniones de soldaduras, oscurecimiento del encapsulante, delaminación y problemas de interconexión. La degradación inducida por luz durante la etapa inicial de funcionamiento es uno de los pocos cambios que pueden ser atribuidos al dispositivo semiconductor (Si-c). Este efecto está limitado a las primeras horas de exposición del módulo y resulta en una pérdida de 1 a 5% en la corriente de cortocircuito. Este efecto ha sido frecuentemente cuantificado mediante ensayos de laboratorio por parte de los fabricantes. A continuación se describen los fallos que pueden tener lugar en módulos FV de silicio:

1. Decoloración de EVA:

Uno de los mecanismos de degradación más evidentes para los módulos FV es la decoloración del etileno-acetato de vinilo (EVA) o de otros materiales de encapsulación. El EVA se formula normalmente con aditivos, incluyendo UV y estabilizadores térmicos. Pero si la elección de aditivos y/o sus concentraciones son inadecuadas, el material puede llegar a decolorar. El color puede cambiar a amarillo (*yellowing*) e incluso marrón (*browning*). La decoloración puede modificar la transmisión óptica y, por tanto, se reduce la energía generada por el módulo FV. Este fenómeno puede aparecer en diferentes zonas del módulo no teniendo que estar unas próximas a las otras debido a que se pueden haber empleado polímeros de diferentes características. Algunos estudios indican que la decoloración de EVA puede contribuir a una lenta degradación que se observa en la mayoría de los módulos de silicio. La velocidad de degradación media del orden de 0,5%/año.

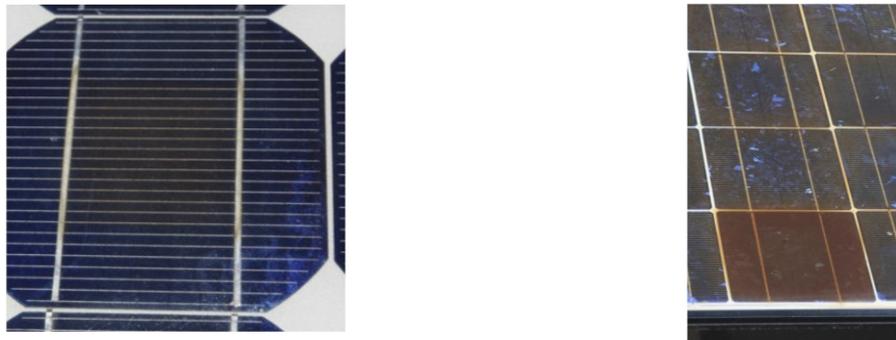


Figura 2.4: Decoloración central en célula (izquierda) y decoloración de célula completa (derecha) (IEA-PVPS Task 13 2014).

2. Rotura de células:

Las células solares son elementos muy frágiles. Las roturas de célula proceden de grietas en el sustrato de silicio de la célula que frecuentemente no son visibles a simple vista. Pueden formarse en diferentes longitudes y orientaciones en una célula solar, y están originadas normalmente por el proceso de fabricación tanto de las células como de los módulos FV. Las mejoras en los procesos de fabricación han minimizado la aparición de células agrietadas. Las grietas a partir de la cinta de interconexión de células son causadas por la tensión residual inducida por el proceso de soldadura. Estas grietas están frecuentemente situadas en el extremo o punto de partida del conector y son las más frecuentes en fabricación. También el proceso de encadenación de las células solares tiene un alto riesgo para la generación de grietas. Después de terminar la producción, el riesgo de producirse grietas es en el proceso de embalaje, transporte y carga de módulos FV.



Figura 2.5: Rotura de célula de Si-m apreciable visualmente (izquierda) y visualizadas mediante termografía Lock-in (IEA-PVPS Task 13 2014).

3. Pistas de caracol:

Una “pista de caracol” es visible por el ojo humano y supone un cambio de color gris/negro de la pasta de plata de la metalización frontal de las células solares serigrafiadas. El efecto se parece a una huella de caracol en el vidrio frontal del módulo. El cambio de color se produce en el borde de la célula solar y en las grietas a lo largo de células normalmente invisibles. El origen de la decoloración de la pasta de plata no está claro. Sin embargo, en la región de la decoloración de la pista de caracol a lo largo del dedo de plata de la metalización de células anverso muestra partículas de plata de tamaño nanométrico en el EVA por encima del dedo de plata. Estas partículas de plata causan la decoloración. Los módulos afectados por este defecto muestran una tendencia a corriente de fugas elevadas.

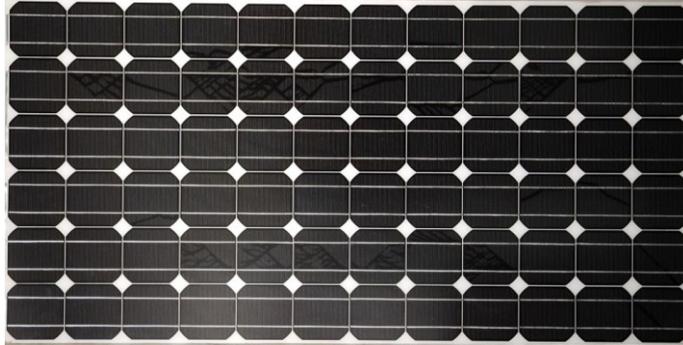


Figura 2.6: Fotografía de pista de caracol en módulo FV (IEA-PVPS Task 13 2014).

4. Quemaduras:

Uno de los fallos más comunes que en ocasiones se observan en los módulos de silicio está asociado con partes del módulo que se vuelven muy calientes. Es debido a fallo de la unión de soldadura, la rotura de la cinta, calentamiento localizado por corriente inversa u otros puntos calientes. Los fallos por soldadura y de rotura de cinta de interconexión pueden estar causados por fatiga térmica. Otra posibilidad de quemadura es debida a la circulación de corriente inversa. A veces es producida por sombreado en parte del módulo, también pueden ocurrir no uniformidades dentro del módulo incluyendo células rotas. Las quemaduras están normalmente asociadas con pérdida de potencia aunque en determinadas condiciones es posible un arco eléctrico que ocasione un incendio.

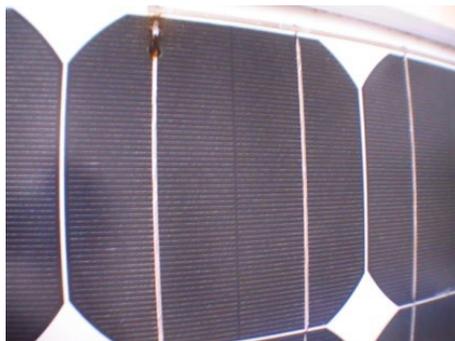


Figura 2.7: Quemaduras apreciables visualmente en célula (izquierda) y en la cubierta posterior (derecha) (IEA-PVPS Task 13 2014).

5. Degradación inducida por potencial (PID):

Este modo de degradación se debe a las conexiones serie que tienen lugar entre los diferentes módulos FV. Al ser conectados en serie se produce una suma de las tensiones de cada uno de los módulos con lo cual se puede llegar fácilmente a varios cientos de voltios en una rama. Con el fin de proteger a las personas frente a un

contacto directo, el marco donde se encuentran instalados los módulos es conectado a tierra de tal forma que su potencial es de 0 V. Por ello aparece una diferencia de potencial negativa entre las células fotovoltaicas y el marco metálico, de tal forma que surge una corriente de fuga que transita desde la capa activa del silicio, pasando por el encapsulante (EVA) y la cubierta frontal de vidrio hasta llegar al marco metálico. Este mecanismo de degradación se ve favorecido en climas húmedos y calurosos, además de que en aquellos módulos que han recibido en su superficie una aplicación de capa anti reflectante (ARC) se da mayor probabilidad de sufrir este tipo de degradación. Con el fin de minimizar este tipo de degradación se procede a conectar el polo negativo del inversor a tierra, para de esta forma eliminar la diferencia de potencial que ha aparecido previamente.

6. Desconexión de células y de cintas de cadenas de interconexión:

En ocasiones aparecen cintas de célula o una cadena de interconexión debilitada y la consiguiente desconexión. Puede haber varias causas posibles de este fallo. La mala soldadura en el proceso de producción de módulos FV de la conexión entre la cinta de interconexión de célula y la interconexión de cadena es la razón más importante para estas desconexiones. El estrés físico durante el transporte de módulos fotovoltaicos, el ciclo térmico y/o puntos calientes por el sombreado parcial de las células durante el funcionamiento del sistema fotovoltaico a largo plazo hacen que aparezca la desconexión.

La degradación de la interconexión eléctrica en módulos de silicio cristalino puede ocurrir cuando el área de la unión célula-cinta o cinta-cinta cambia en estructura o geometría. Un cambio en la estructura puede ocurrir como resultado de la segregación de los metales (SnPb) en la aleación de soldadura pudiendo producir un engrosamiento. Este engrosamiento causa la formación de granos metálicos en la interconexión por lo que se experimenta fatiga termomecánica, aumento de la posibilidad de ruptura en la frontera del grano y posibilidad de fallo en la unión.

Las consecuencias directamente atribuibles a la degradación de la interconexión incluyen incremento de la resistencia en el circuito eléctrico, incremento de calentamiento en el módulo, y localización de puntos calientes causando quemaduras en soldaduras, en el polímero de cubierta posterior y en el encapsulante.

7. Diodo de paso defectuoso:

Los diodos de paso son integrados en los módulos FV en paralelo a un cierto número de células solares. Estos diodos reducen la pérdida de potencia causada por un sombreado parcial sobre el módulo. Además se evita la polarización inversa de

células individuales. Por lo general se utilizan diodos *Shottky* los cuales son muy susceptibles a las descargas de alta tensión estáticas, por lo que el contacto humano sin conexión a tierra debe ser evitado.

2.2.4 Fallos en módulos FV de película delgada

Para los módulos FV de película delgada hay muchas menos experiencias acumuladas en los últimos años que para los módulos fotovoltaicos de Si cristalinos. También la variedad de diferentes tipos de esta tecnología es mucho más amplia por lo que algunos fallos pueden ser específicos para un determinado fabricante. Seguidamente se describen los fallos que pueden tener lugar en módulos FV de película delgada:

1. Micro arcos en conectores encolados:

Para los módulos fotovoltaicos de película delgada se utilizan diversas técnicas para conectar la cadena de interconexión a las células y entre sí. Las técnicas más comunes son la soldadura por ultrasonidos, soldadura y encolado conductor. Para el encolado conductor la presión sobre la zona de conexión es un factor importante para la conductividad eléctrica. En algunos casos, cuando la presión no es suficiente la conexión se abre y el módulo FV puede perder hasta el 100% de la potencia. Este fallo afecta principalmente al factor de forma FF de la curva I-V. Debido a la pérdida de contacto aparecen micro arcos en las áreas de conexión. Para confirmar que este fallo se produce se puede presionar/sujetar el módulo FV en los puntos de conexión afectados, de manera que el FF del módulo debería aumentar.

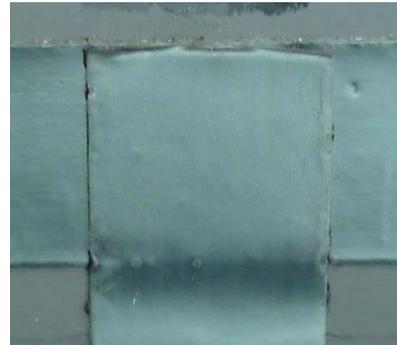


Figura 2.8: Micro arcos producidos sobre la cadena de interconexión con contacto insuficiente (IEA-PVPS Task 13 2014).

2. Puntos calientes en derivación:

El rendimiento eléctrico de los módulos de película delgada depende fuertemente de la calidad del proceso de deposición. Si esta deposición no es adecuada se pueden producir derivaciones originadas en el proceso de fabricación, o bien, derivaciones originadas posteriormente por polarización inversa de las células (causadas por el

sombreado de los módulos en un sistema fotovoltaico). Las derivaciones en células de película delgada pueden hacerse visibles mediante Electroluminiscencia. El comportamiento de los puntos calientes de las tecnologías fotovoltaicas de silicio cristalino y de película delgada bajo sombreado es muy diferente. Esto es debido al hecho de que para los módulos de capa fina las medidas preventivas utilizando diodos de paso pueden no ser suficientes para limitar la tensión inversa en las células afectadas.

2.3 Fallos de módulos FV que presentan efectos térmicos

Los sistemas de monitorización convencionales actuales no son capaces de detectar todos los defectos en módulos FV que causan un efecto sobre el comportamiento eléctrico y el rendimiento energético resultante. Además, muchos de estos defectos no pueden ser descubiertos de forma visual por lo que una posible pérdida de potencia no es detectable sin una medición eléctrica detallada. La termografía IR aplicada a módulos FV proporciona una forma cómoda de identificar diferentes efectos térmicos sobre módulos FV en funcionamiento. Sin embargo, estos efectos son difíciles de interpretar sin una información concreta respecto a la relación entre las anomalías térmicas y el comportamiento eléctrico en operación.

La imagen izquierda de la Figura 2.9: según referencia (Vodermayer et al. 2012) muestra un módulo bajo condiciones de operación reales con un punto caliente. El incremento de temperatura con el valor medio del módulo es sobre 40 K y la temperatura absoluta es mayor que 90 °C. Esto puede provocar un daño irreversible sobre el módulo FV. La pérdida de potencia en este caso es superior al 10% causado por un defecto de soldadura de unión que causa una resistencia eléctrica alta. En la imagen de la derecha se muestra una célula caliente. La diferencia de temperatura entre la célula caliente y el promedio de temperatura del módulo es de 13 K. Normalmente la razón para este efecto puede ser una célula defectuosa y/o desajuste de características.

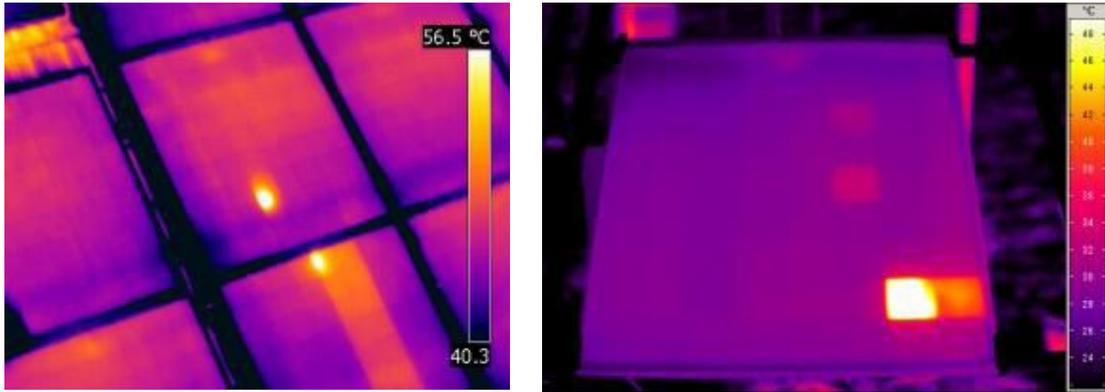


Figura 2.9: Módulo FV con un punto caliente (izquierda) y célula caliente (derecha).

En la Figura 2.10: según referencia (Vodermayer et al. 2012) se muestra una cadena en circuito abierto (izquierda) con su correspondiente diodo de paso sobrecalentado. La diferencia de temperatura entre la cadena de células calientes y cadenas de células normales es de 2 K. La cadena de células calientes no produce potencia de salida. La razón para esto es un problema en la soldadura de unión en la cadena sobrecalentada, o bien podría ser un defecto en el diodo de paso. En ambos casos la cadena de células está ligeramente más caliente que el resto del módulo debido a que la potencia solar absorbida es únicamente convertida en calor.

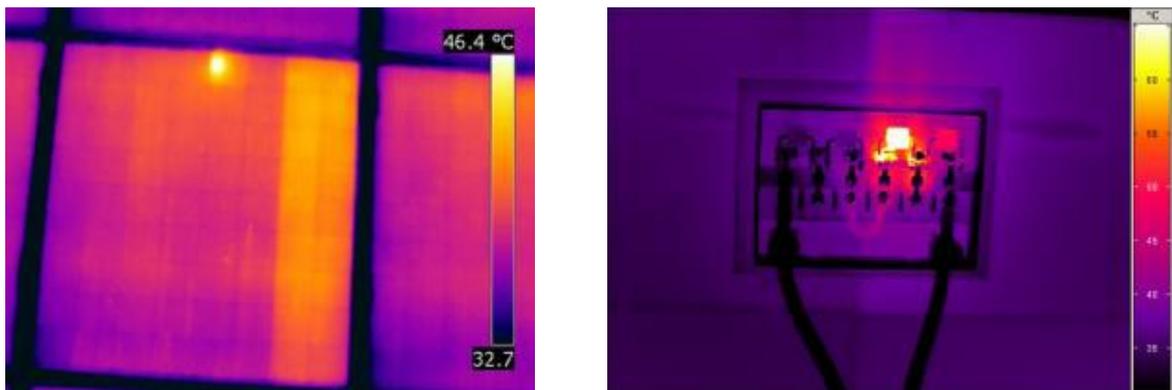


Figura 2.10: Módulo FV con una subcadena en circuito abierto (izquierda) y el correspondiente diodo bypass sobrecalentado (derecha).

Por lo tanto, la interpretación de efectos térmicos mostrados puede ser difícil debido a que hay varios fallos eléctricos diferentes que pueden causar un fenómeno térmico determinado. En la Figura 2.11 se muestran esquemáticamente sobre un módulo FV los fallos eléctricos que pueden causar efectos térmicos apreciables. Además de los fallos

mostrados se pueden producir fallos debidos a rotura de célula, contacto frontal y sombreado parcial.

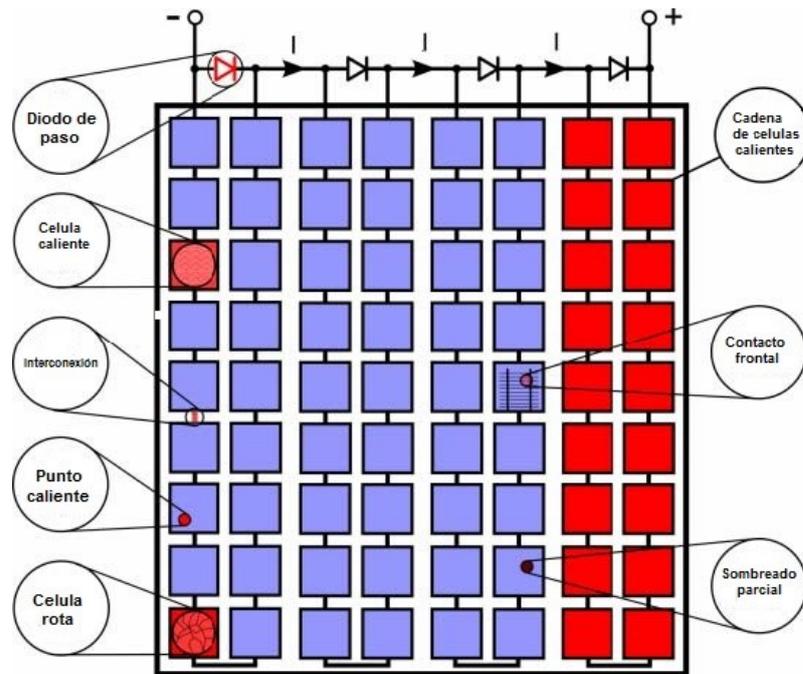


Figura 2.11: Información general sobre fallos que pueden causar efectos térmicos (Vodermayer et al. 2012).

Es posible evaluar en condiciones de operación real en el caso de un módulo con célula caliente la correlación existente entre la temperatura de dicha célula y la pérdida de potencia asociada. En la Figura 2.12 se muestra resultado de ensayo, según referencia (Vodermayer et al. 2012), en el que se muestra el comportamiento durante un periodo de tiempo bajo condiciones reales en día despejado y con pocas nubes. La temperatura es medida entre la célula caliente y la temperatura promedio del resto del módulo. Los escalones esporádicos a las 9:14 y 9:56 no parecen estar justificados debidos a que ni la irradiancia ni la temperatura ambiente dan una indicación de influencia sobre los valores medidos. Sin embargo, parece que la diferencia de temperatura está correlacionada con la diferencia de potencia obtenida.

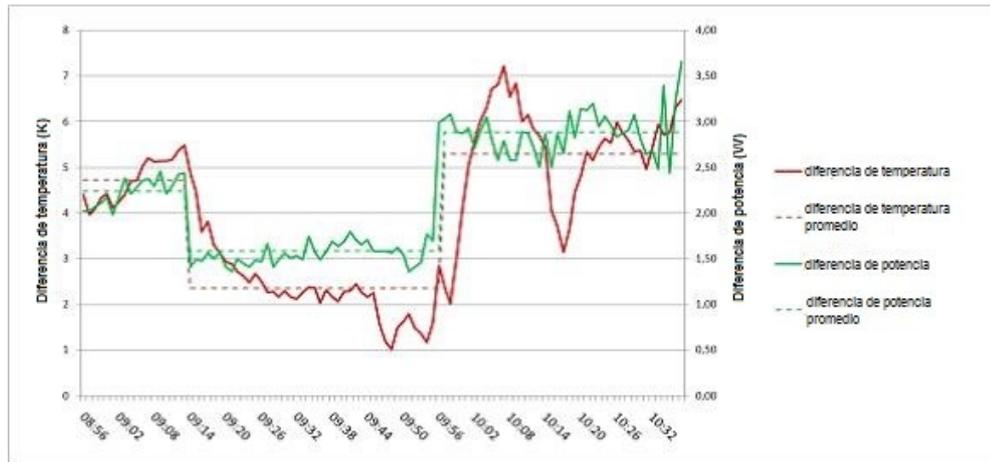


Figura 2.12: Ejemplo de evolución temporal de diferencia de temperatura y potencia comparando células normales con aquellas que presentan anomalías térmicas (Vodermayer et al. 2012).

La Figura 2.13 muestra las diferencias de potencia en condiciones de máxima potencia entre la cadena de células con célula sobrecalentada y las otras 3 cadenas de células en función de la irradiancia. Los puntos obtenidos están basados en las mismas series de mediciones que las obtenidas en la Figura 2.12. El comportamiento que se deduce es que las pérdidas de potencia se incrementan de forma aproximadamente lineal con la irradiancia.

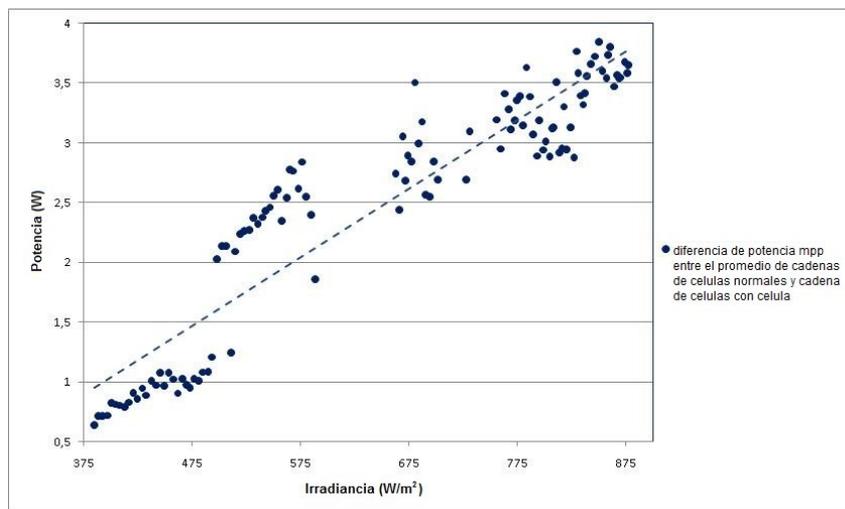


Figura 2.13: Desviación de P_{mpp} entre cadenas de células normales y la que presentan anomalías térmicas en relación a la irradiancia (Vodermayer et al. 2012).

2.3.1 Células calientes

Las características eléctricas de las células que componen una agrupación son siempre diferentes. Esta dispersión de parámetros altera el funcionamiento ideal. Cuando en una agrupación serie una de las células es incapaz de alcanzar el mismo nivel de fotocorriente

que el resto, ya sea por sus diferentes características, avería o por sombreado, su funcionamiento puede quedar gravemente alterado y, bajo determinadas condiciones, puede ocasionar la avería del módulo.

Para ilustrar el fenómeno y según (Lorenzo et al. 2009), la Figura 2.14 presenta el caso simple de dos células solares asociadas en serie: para una corriente I_A ambas células están polarizadas directamente y el conjunto de las dos está próximo a su punto de máxima potencia; sin embargo, para una corriente I_B la tensión del conjunto aunque se mantiene positiva, es menor que antes y la célula 1 está inversamente polarizada, por lo que disipa parte de la potencia generada por la célula 2.

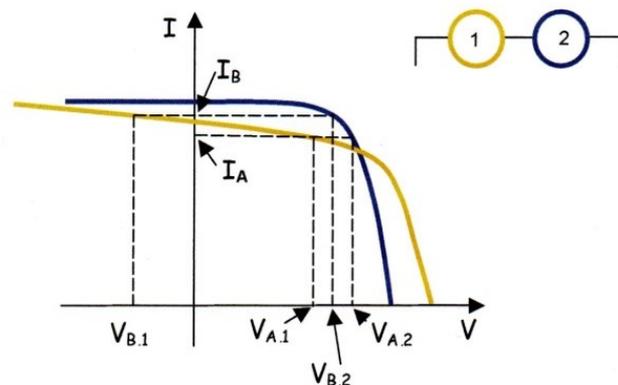


Figura 2.14: Asociación en serie de dos células solares con características diferentes (Lorenzo et al. 2009).

Este fenómeno hace que sea posible que un módulo no presente ningún punto ni célula caliente cuando opera a tensiones cercanas a las del punto de máxima potencia pero que si lo haga cuando opera a tensiones significativamente menores que ella. Incluso módulos con la homologación IEC 61215 y que no tengan ningún defecto aparente pueden envejecer aceleradamente si su tensión de operación es normalmente muy pequeña, ya que esta circunstancia puede hacer que alguna célula se mantenga permanentemente en polarización inversa y disipando potencia, y la consecuente elevación de temperatura puede ir en detrimento de la vida útil del encapsulado.

La situación anterior es extensible al caso de varios módulos conectados en serie lo que puede provocar que uno de los módulos pueda operar a tensiones bajas cuando forman parte de un generador. Para ilustrar el problema, consideremos la Figura 2.15 en la cual se consideran varios módulos conectados en serie de los cuales todos menos uno tienen una curva I-V idéntica y caracterizada por una resistencia paralelo muy elevada, mientras que el otro, aunque su potencia máxima sea igual a la de los demás presente una curva I-V caracterizada por una resistencia paralelo algo inferior. En dicha situación, cuando se asocian los módulos en serie esa ligera diferencia de resistencia paralelo puede traducirse en una

diferencia significativamente mayor en las tensiones de operación. En efecto, es intuitivo entender que el punto de máxima potencia de la agrupación serie corresponderá a uno de corriente muy próximo a la de máxima potencia de los módulos idénticos, y que entonces la tensión de operación del módulo “distinto” es bastante inferior a la del resto. Por tanto, de acuerdo a lo anteriormente expuesto, este módulo “distinto” podrá presentar puntos o células calientes que no se manifestarían con el módulo operando a tensión cercana a la de máxima potencia suya propia.

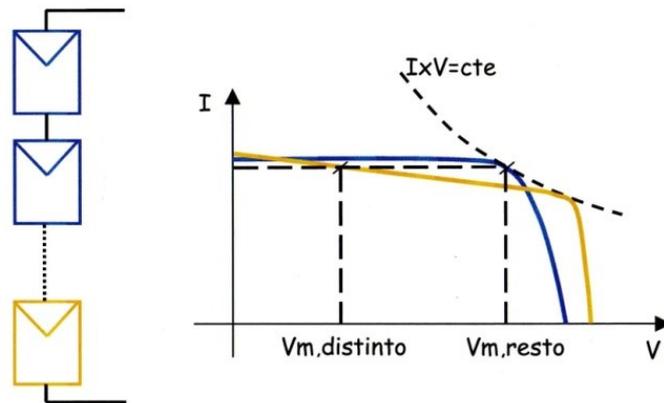


Figura 2.15: Asociación en serie de varios módulos iguales (curva azul) y uno distinto (curva amarilla) (Lorenzo et al. 2009).

La velocidad del viento puede afectar drásticamente a la temperatura de los puntos calientes y a la elevación de temperatura asociada. Según (FLIR Systems 2010) una velocidad del viento de 5 m/s supone un factor de corrección para instalaciones eléctricas de valor 2 por lo que se puede limitar el incremento de temperatura a la mitad respecto de condiciones de velocidad de viento de 1 m/s. En las inspecciones exteriores será muy importante tener en cuenta el efecto refrigerante del viento.

2.3.2 Protección frente a situación de célula/punto caliente en módulos FV

En condiciones de punto o célula caliente se produce un reajuste de tensiones (la célula afectada se polariza inversamente) que puede dar lugar a una corriente superior a la corriente generada por el efecto fotovoltaico. Si esto se produce se invierte el papel de elemento generador a consumidor de energía. La célula actúa como una carga que disipa la energía generada por las otras, calentando la célula de tal modo que puede llegar a deteriorarse. En determinadas circunstancias, algunas células pueden llegar a disipar la energía generada por las demás, por lo que se ven obligadas a elevar de forma notable su

temperatura. Si ésta llega a sobrepasar un cierto valor (entre 85 y 100 °C) según (Lorenzo et al. 2009; Moretón et al. 2015) los materiales encapsulantes se pueden dañar de forma irreversible y el módulo quedaría inservible. Cuando parte del módulo FV se sombrea, las células sombreadas no son capaces de producir tanta corriente como las que no están sombreadas.

Si se supone que todas las células y módulos de un generador fotovoltaico son iguales y trabajan en idénticas condiciones de operación, la asociación en serie y en paralelo de módulos se realiza según la tensión y la intensidad de salida que se desea obtener. Sin embargo, la realidad no es tan sencilla y las células y módulos presentan cierta dispersión eléctrica en sus características. Hay, al menos, dos razones para ello: por un lado, la dispersión de parámetros propia de cualquier proceso de fabricación y, por otro, las diferentes condiciones de operación que, simultáneamente, pueden producirse dentro del generador. Por ejemplo, cuando una zona es sombreada por una nube mientras que otra se encuentra totalmente al sol, o cuando una zona está más sucia que otra, y por ello, las células reciben menos radiación. Esta dispersión tiene dos efectos significativos: La potencia máxima que puede entregar el generador fotovoltaico es inferior a la suma de las potencias máximas de los módulos que lo constituyen. Y por otra parte, habrá una pérdida de potencia por dispersión.

La práctica más habitual para evitar este fenómeno consiste en conectar “diodos de paso”, también conocidos como “diodos de bypass”, en paralelo con grupos de células asociadas en serie. Si el diodo se sitúa de tal forma que su polaridad es opuesta a la de las células asociadas en serie, cuando la célula cambia su polarización debido al efecto anterior, el diodo se polariza positivamente. En la operación normal, los diodos están polarizados de forma inversa y no conducen, cuando una célula o grupo de células se sombrea hacen que el diodo se polarice de forma directa, pasando a conducción. Los diodos de bypass protegen individualmente a cada módulo de posibles daños ocasionados por sombras parciales. Deben ser utilizados en disposiciones en las que los módulos están conectados en serie.

Estos diodos ofrecen un camino alternativo para que la corriente circule a través de ellos cuando en el circuito existe una célula sombreada que está actuando como disipador de energía. En la práctica se suelen colocar en grupos de células dentro de cada módulo. La utilización de diodos de paso previene el fallo de las células sombreadas y evita parte de las pérdidas por sombreado. Los diodos de paso tienen por tanto 2 funciones, evitar las pérdidas de potencia por asociaciones serie-paralelo de módulos o células no idénticos y evitar la formación de puntos calientes.

Los diodos de paso suelen ir incorporados en las cajas de conexiones de los módulos FV. El modo más sencillo de colocar estos diodos es conectar el cátodo del diodo al positivo del módulo y el ánodo del diodo al negativo del módulo, de manera que cuando haya sombreado parcial el módulo quede anulado. No obstante, para preservar parte del voltaje y

potencia del módulo se suelen colocar dos diodos en cada módulo. Hay dos modos de situarlos, en modo adyacente o en modo “*overlapping*”. En el modo adyacente, se conecta un diodo por cada 18 células, con lo que solo se anulan 18 células en caso de sombreado. El modo *overlapping*, p.e para un módulo de 36 células en serie, se instala un diodo por cada 24 células. En caso de sombreado la corriente puede circular por un grupo de 12 células y se cortocircuitan las restantes 24 células.

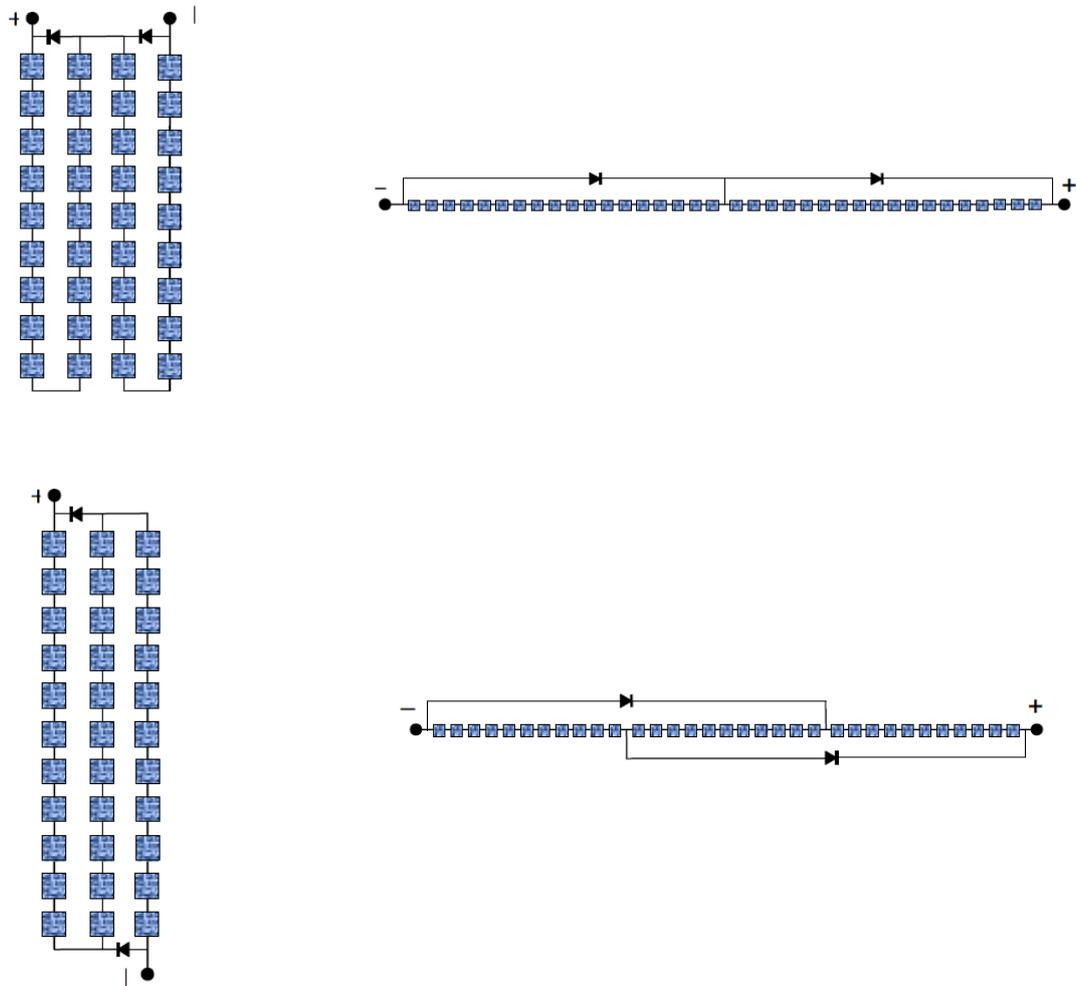


Figura 2.16: Modos de colocación de los diodos bypass en los módulos FV.

Un fenómeno similar ocurre cuando se conectan células o módulos en paralelo, donde se necesita añadir diodos antirretorno para evitar la formación de puntos calientes y para prevenir el flujo de corriente de otras series en paralelo. Estos diodos colocados al final de cada serie de módulos en los sistemas de tensión elevada pueden, en el caso de que una serie se encuentre sombreada o haya un cortocircuito en uno de los módulos, prevenir que otras series deriven corriente inversa en la serie dañada. La serie dañada se aísla de las

restantes y se evitan grandes pérdidas. En la Figura 2.17 se muestra un generador fotovoltaico típico.

Normalmente todos los diodos en antiparalelo se instalan en una caja de conexiones. Todos los terminales positivos se llevan separadamente a esta caja donde se colocan los diodos. Las salidas de dichos diodos se unen a un cable de mayor sección para llevar toda la corriente generada. Esta caja también se utiliza para la instalación de un interruptor para abrir el circuito y para colocar dispositivos de protección, como los varistores.

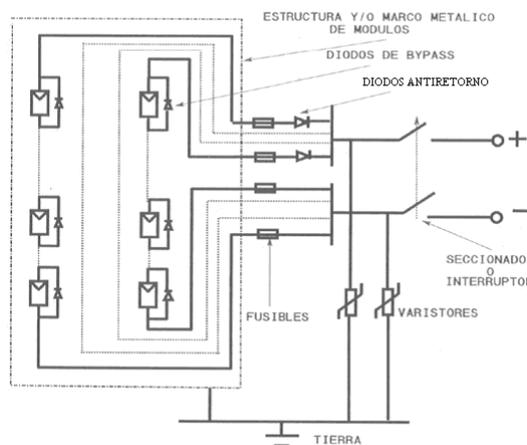


Figura 2.17: Diagrama de estructura de generador fotovoltaico típico.

2.4 Métodos usados para detección de fallos en módulos FV

En la actualidad se utilizan diferentes técnicas (IEA-PVPS Task 13 2014; Munoz et al. 2011) para la detección de fallos en módulos FV. Estas técnicas son revisadas a continuación.

2.4.1 Inspección visual

La inspección visual es el método más rápido y efectivo para encontrar defectos y fallos a simple vista en un módulo FV. La inspección visual de un módulo FV se lleva a cabo antes y después de que el módulo ha sido sometido a pruebas de estrés ambiental, eléctrico o mecánico en el laboratorio. Las pruebas de estrés se utilizan generalmente para evaluar diseños de módulos en la pre-fase de la producción, la calidad de la producción, y la vida útil de los módulos. Las pruebas de estrés más comunes son: los ciclos térmicos, ciclos de humedad-congelación, la exposición al calor húmedo, la irradiación UV, la carga mecánica, el impacto de granizo, la exposición al aire libre, y el estrés térmico.

El amarilleamiento, la delaminación, burbujas, roturas en células, desajustes y células quemadas pueden ser detectadas usando este método. Este es usualmente el primer paso para decidir si un módulo FV debe ser sometido a ensayos posteriores. La inspección visual debe ser realizada bajo luz solar natural para recibir una luz intensa de buena calidad. Un nivel de iluminación de al menos 1000 lux es necesario según lo establecido en la norma ICE 61215 para cualificación de módulos de silicio cristalino y en la norma IEC 61646 para cualificación de módulos de lámina delgada. Solo se considerarán los defectos detectables a simple vista. La posición y la dimensión de cada defecto deben ser documentadas. Los reflejos deben evitarse ya que podrían producir una imagen no adecuada. La inspección debería ser realizada desde diferentes ángulos para diferenciar la cara donde los defectos podrían aparecer y evitar errores debidos a reflejos. Una simple fotografía tomada desde una única posición no debe ser suficiente dado que podría contener un reflejo y conducir a un error de interpretación.

Según apartado 7 de IEC 61215 e IEC 61646 para fines de cualificación del diseño y homologación se consideran defectos visuales importantes los siguientes:

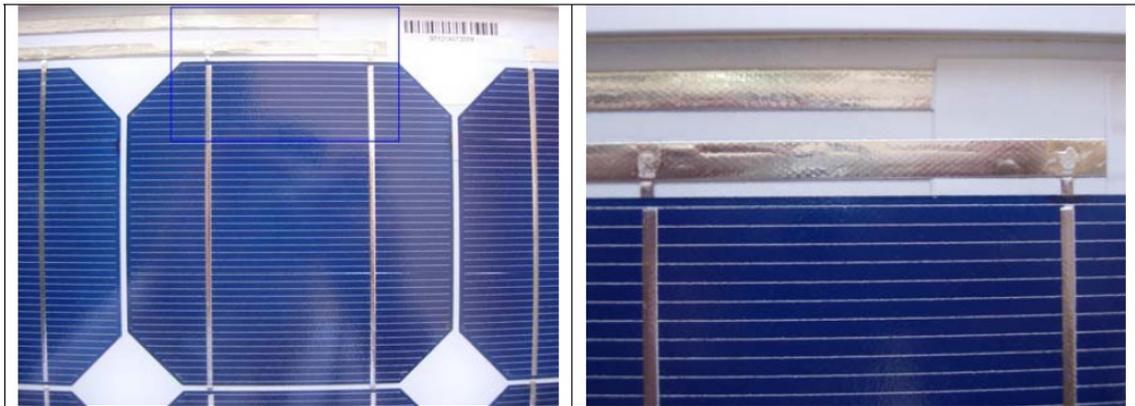
- a) superficies externas rotas, agrietadas o rasgadas incluyendo la cara frontal y la posterior, marcos y cajas de conexiones;
- b) superficies externas dobladas o desalineadas incluyendo la cara frontal y la posterior, marcos y cajas de conexiones cuyo estado implicara el deterioro de la instalación y/o el funcionamiento del módulo;
- c) falta de material o existencia de corrosión visible en cualquier lamina delgada del circuito activo del módulo que se extiende en más de un 10% de la superficie de cualquier célula;
- d) burbujas o exfoliaciones que crean un camino continuo entre cualquier parte del circuito eléctrico y el borde del módulo;
- e) el marcado sobre el módulo (etiqueta) ya no está adherido al módulo, o la información es ilegible.

En la Figura 2.18 y Figura 2.19 se puede observar parte del contenido de un Informe de ensayo referida a Inspección Visual realizado para por Laboratorio de Energía Solar de la Universidad de Cádiz.

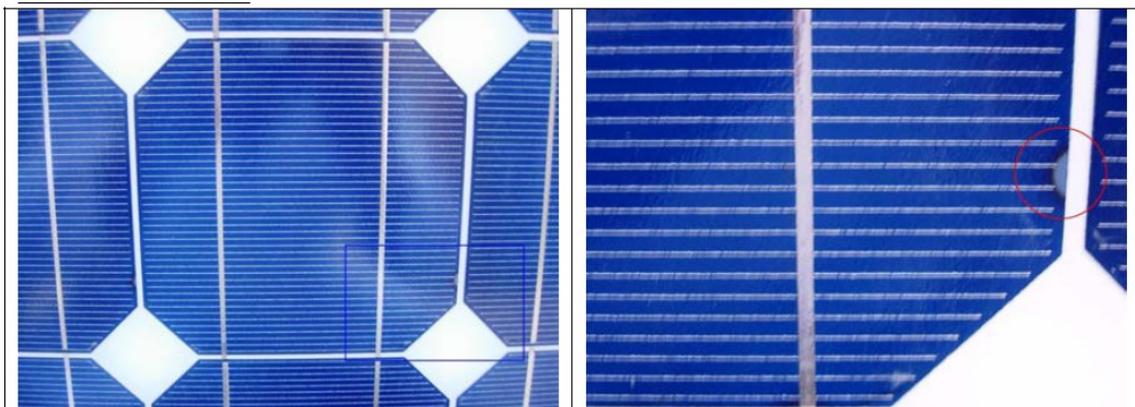
	<h2 style="margin: 0;">INFORME DE INSPECCIÓN VISUAL DE MÓDULO FOTOVOLTAICO</h2>				
Marca:	HELIOS				
Modelo:					
Nº Serie:	071204072074				
<u>Fotografía módulo</u>	<u>Células fotografiadas</u>				
			1		
			3		
					2
<p>Observaciones: Se observan marcas similares a pequeñas quemaduras en los bordes de algunas células. No se producen en todas las células y no se detecta influencia de esta incidencia en el funcionamiento eléctrico del módulo. En consecuencia no se considera significativa esta incidencia.</p>					

Figura 2.18: Contenido de Informe de inspección visual realizado por Laboratorio de Energía Solar de la Universidad de Cádiz.

CÉLULA REF. 1



CÉLULA REF. 2



CÉLULA REF. 3

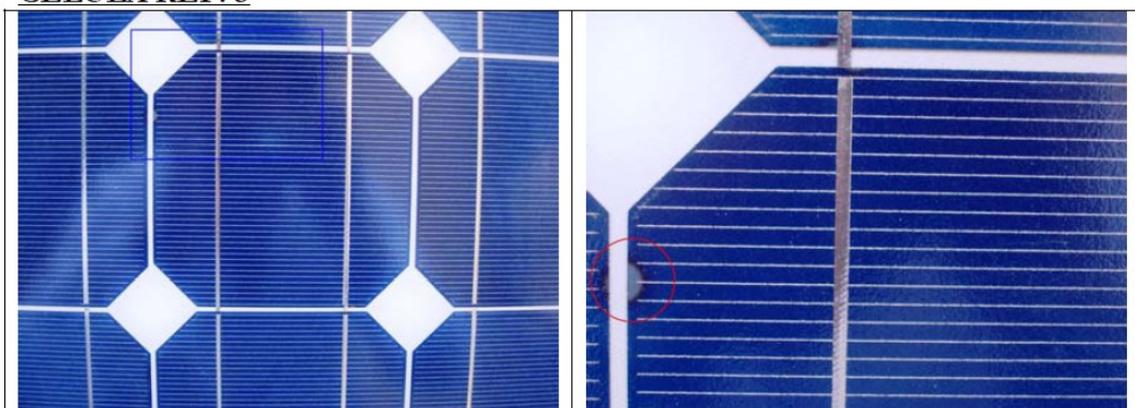


Figura 2.19: Detalle fotográfico de inspección visual realizado sobre las células indicadas en figura anterior.

2.4.2 Mediciones eléctricas

La medición de la curva I-V de un módulo FV determina la corriente de cortocircuito, la tensión a circuito abierto y otros parámetros según se observa en la Figura 2.20:.

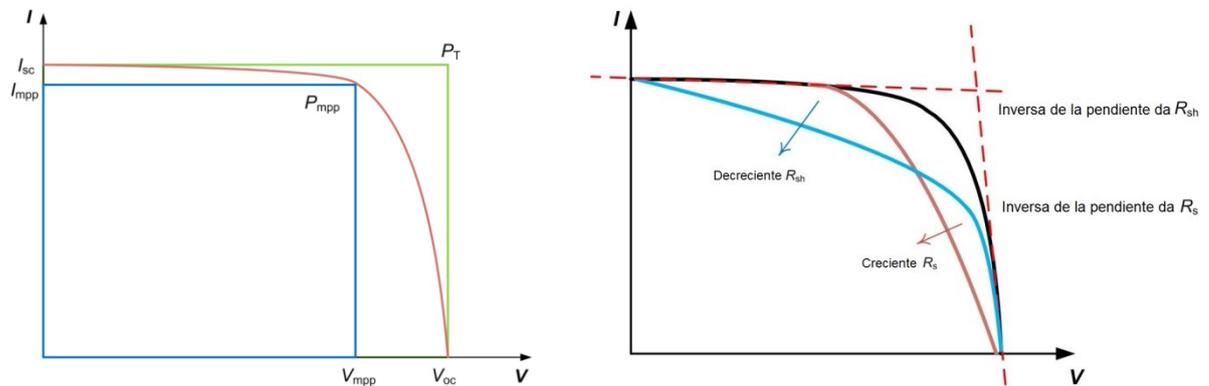


Figura 2.20: Curva I-V de un módulo FV iluminado y los parámetros más importantes (izquierda). Influencia de la resistencia serie (R_s) y resistencia *shunt* (R_{sh}) sobre la curva I-V (derecha).

La principal evidencia de un problema en un módulo FV es una disminución de la potencia suministrada. Esta disminución de potencia no es fácilmente detectable para un conjunto elevado de módulos, es preferible realizar el ensayo de medición de potencia de forma individual sobre el conjunto de módulos sospechosos. Para detectar una disminución de potencia la medición debe hacerse en condiciones CEM, es decir: irradiancia de 1000 W/m^2 , temperatura de célula de $25 \text{ }^\circ\text{C}$, distribución espectral AM1.5G e incidencia normal sobre la célula.

Este ensayo puede ser realizado mediante un simulador solar (mediciones en laboratorio) o bajo condiciones de exposición solar directa (mediciones en campo). Bajo condiciones de sol real un trazador de curvas I-V es frecuentemente usado para determinar las curvas I-V pero no probablemente bajo las CEM por lo que si se pretende evaluar en dichas condiciones habrá que corregir las curvas I-V medidas.

En el caso de mediciones en laboratorio, la temperatura y la uniformidad de la luz pueden ser controladas (IEC 60904-9). Sin embargo, cuando se usa luz artificial es difícil reproducir con precisión la distribución espectral de la luz solar. Para obtener unas mediciones exactas de la irradiancia que el módulo ensayado está recibiendo debe ser realizada una elección apropiada del módulo de referencia. Pueden ser usados filtros para obtener una distribución espectral de luz cercana a la distribución espectral de luz solar. Si la uniformidad y la luz obtenida son muy cercanas a la luz solar, el simulador solar puede ser clasificado como de

clase AAA. El máximo error en las mediciones debe ser tenido en cuenta dado que a veces el decremento de potencia no es muy alto.

Las CEM no son las condiciones de trabajo habituales para los módulos FV. Usualmente, la temperatura de la célula será mayor que 25 °C, y la radiación no tendrá el mismo espectro o la misma intensidad. Sin embargo, la realización de ensayos en condiciones CEM es una buena forma de comparar diferentes módulos bajo las mismas condiciones.

2.4.3 Termografía infrarroja (IR)

La termografía infrarroja (IR) es una técnica de medición no destructiva que proporciona una imagen en tiempo real del comportamiento térmico de la superficie de un objeto. Puede ser usado como un método sin contacto para el diagnóstico de algunos fallos térmicos y eléctricos en módulos FV. Las mediciones se pueden realizar durante la operación normal tanto para módulos FV individuales como para exploración de sistemas a gran escala. Hay que asegurar que las mediciones se realizan bajo condiciones de estado estacionario.

Esta metodología de ensayo consiste en la detección de aéreas con temperatura más altas que el resto o patrones térmicos concretos. Puede ocurrir en operación normal o en condiciones extremas tales como las de cortocircuito. Esta técnica de medida está basada en la propiedad de que cada material emite radiación electromagnética cuyos valores máximos relativos y longitudes de onda están relacionados con la temperatura del material. Esto es definido mediante la Ley de *Stefan-Boltzman*, que establece la relación de cómo un cuerpo negro o ideal emite radiación. La radiación máxima relativa depende de la temperatura, pero solo algunos rangos espectrales son considerados con objeto de evitar la absorción del aire de la atmosfera. El rango espectral 8-14 μm es apropiado para mediciones de temperatura de valores bajos por lo que es adecuado para inspecciones en sistemas FV.

Los materiales reales, o cuerpos grises, no emiten de igual forma que un cuerpo negro. En los materiales reales no toda la energía que el cuerpo recibe es emitida puesto que parcialmente es absorbida o reflejada. Por lo tanto, la emisividad de la superficie bajo estudio debe ser conocida para determinar este factor y corregir la ecuación. En la referencia (Krenzinger & de Andrade 2007) se propone un método para realizar la corrección para inspecciones en el exterior teniendo en cuenta los errores debidos a la reflexión y a la temperatura del cielo.

Los detectores basados en métodos de mediciones IR necesitan conocer la temperatura atmosférica del aire, la distancia y la humedad relativa con objeto de realizar correcciones para compensar el efecto del aire que separa objeto y cámara. Aplicando la Ley de *Stefan-Boltzman*, y teniendo en cuenta que materiales diferentes tienen una emisividad diferente, es posible identificar aéreas y puntos donde la temperatura es mayor que la esperada así como el valor de la temperatura con un error razonable.

Un problema frecuentemente encontrado durante la fabricación de células solares es la existencia de derivaciones dentro de las mismas (King et al. 2000). Durante la fabricación esto puede ocurrir como resultado de la existencia de impurezas sobre las obleas durante la unión por difusión, la deposición no uniforme de células de película delgada o líneas de marcado incompletas en módulos de película delgada. El procedimiento de ensayo requerido para su localización implica usar una fuente de alimentación de corriente continua para hacer circular corriente a través de la célula en una condición de polarización inversa. En polarización inversa y sin iluminación, la corriente fluye preferentemente a través de cualquier camino de derivación existente. Este flujo de corriente a través de lugares con baja resistencia de derivación conduce a un calentamiento localizado por lo que será posible identificarlos mediante termografía IR.

La evaluación no destructiva de módulos FV completos es experimentalmente muy similar a la evaluación de células solares simples, pero debido a la interconexión de células solares la interpretación de los resultados difiere. Todas las células conectadas en serie van a conducir la misma corriente, y todas las cadenas de células conectadas en paralelo tienen que generar la misma tensión en las mismas condiciones de iluminación en el punto de máxima potencia. Si las células en un módulo solar están desequilibradas estas no van a trabajar a su punto de máxima potencia lo que provoca una disminución en eficiencia del módulo completo. Lo mismo sucede si por cualquier tipo de fallo se daña alguna de las células.

Hay que considerar la existencia de vidrio como material que recubre de forma frontal a los módulos FV. La encapsulación en vidrio supone un material que es prácticamente opaco en el rango de longitudes de onda del IR medio. Además, es un pobre conductor de calor. Una alternativa es inspeccionar los módulos solares desde su parte trasera puesto que la cubierta trasera del módulo es habitualmente una película de plástico considerablemente más delgada por lo que puede ser conducida más fácilmente por las ondas térmicas.

Cuando se realiza la inspección de forma frontal las imágenes infrarrojas deben ser realizadas sobre el vidrio. En estos casos la dispersión lateral de calor debido al vidrio puede afectar a la capacidad de la cámara IR para detectar derivaciones o elementos resistivos dependiendo de la situación. Este problema de la dispersión lateral de calor y disipación fue investigado en la referencia (King et al. 2000) usando una muestra de célula FV de película delgada CIS depositado sobre un sustrato de vidrio de espesor 2 mm. La muestra fue polarizada directamente para visualizar mediante IR la uniformidad del calentamiento y la resistencia serie distribuida. La polarización inversa fue usada para visualizar dos derivaciones localizadas sobre la célula causados por defectos de aislamiento. Mediante el registro de la imagen IR, tanto en el lado del vidrio como en el lado de la célula, se pudo comprobar el efecto del vidrio y la limitación de la cámara en detectar pequeñas derivaciones a través del vidrio. En la Figura 2.21 se muestra el perfil de temperatura generado desde una imagen IR para la célula bajo ensayo. El perfil con los picos fue visualizado directamente sobre la célula considerando una emisividad de valor 0,7. El perfil

con forma suavizada fue visualizado a través de un vidrio de espesor 2 mm ($\epsilon = 1$). Se comprueba que debido a la dispersión lateral de calor a través del vidrio la cámara IR no es capaz de detectar los cambios bruscos de temperatura producidos por las derivaciones.

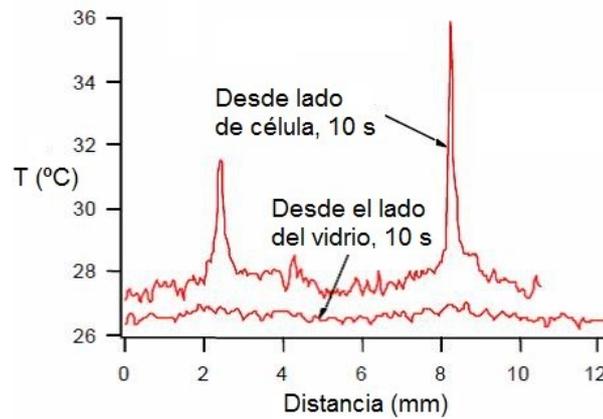
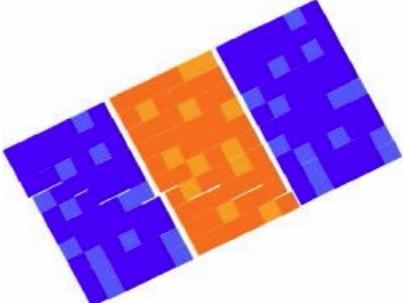
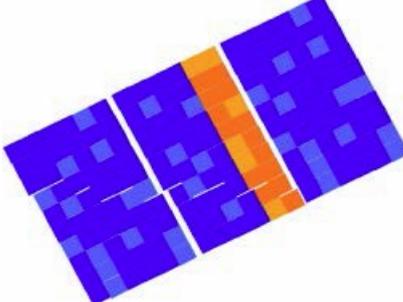
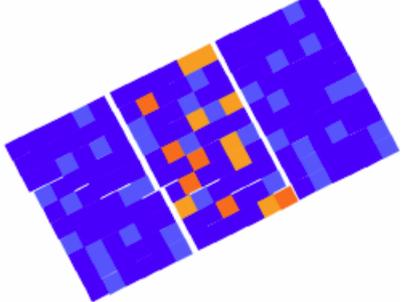
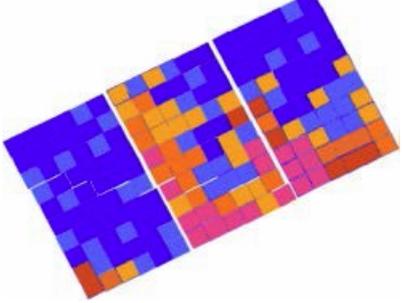
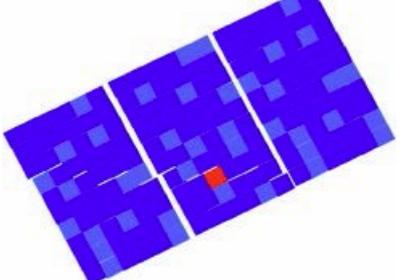


Figura 2.21: Perfil de temperatura a través de puntos de derivación en una célula FV registrada 10 s después de aplicar una corriente en polarización inversa tanto desde la superficie de la célula como a través del vidrio (King et al. 2000).

Según (IEC TS 62446-3 2017) las mediciones termográficas en inspecciones en el exterior deben ser realizadas con irradiancia mínima de 600 W/m^2 sobre el plano de los módulos, velocidad del viento máxima de 4 Bft y con cobertura de nubes máxima de 2 okta. El ángulo de visión debe acercarse tanto como sea posible a 90° pero no menos de 60° sobre el plano del módulo. El operador debe evitar las reflexiones tanto de los edificios cercanos, nubes o la propia autorreflexión del operador o cámara. Las mediciones desde la parte posterior de los módulos cuando sea posible son más exactas que las de la parte frontal debido a la existencia de reflexiones.

En la Tabla 2.1: según informe “*Review of Failures of Photovoltaic Modules*” de IEA PVPS Task 13 (IEA-PVPS Task 13 2014) se resumen los posibles fallos que pueden ser reconocidos mediante termografía IR. Se listan tanto el patrón o pauta térmica, una descripción del fallo, posible causa del fallo así como las mediciones eléctricas asociadas.

PATRÓN o PAUTA TÉRMICA	DESCRIPCIÓN	POSIBLE CAUSA DEL FALLO	MEDICIONES ELÉCTRICAS
	<p>Un módulo más caliente que los demás</p>	<p>Módulo está en circuito abierto (no conectado al sistema)</p>	<p>Módulo normalmente completamente funcional</p>
	<p>Una fila (subcadena) está más caliente que las otras en el módulo</p>	<p>Cortocircuito (SC) o subcadena abierta</p> <ul style="list-style-type: none"> - Diodo Bypass en SC, o - SC interno 	<p>Perdida de potencia en subcadena, reducción de V_{oc}</p>
	<p>Algunas células simples están más calientes, no cualquier patrón (patrón mosaico) es reconocido</p>	<p>Módulo completo está en cortocircuito</p> <ul style="list-style-type: none"> - Todos los diodos bypass en SC, o - Conexión incorrecta 	<p>Potencia del módulo drásticamente reducida (casi cero), fuerte reducción de V_{oc}</p>
	<p>Algunas células están más calientes, partes más bajas y las cercanas al marco más calientes que las partes altas y medias</p>	<p>Derivación masiva causada por degradación inducida de potencial (PID) y/o polarización</p>	<p>Potencia del módulo y FF reducida. Rendimiento con poca luz más acusado que en STC</p>
	<p>Una célula claramente más caliente que otras</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Efectos de sombras - Célula defectuosa - Célula delaminada 	<p>Decremento de potencia no necesariamente permanente (ej. sombreado de hojas)</p>

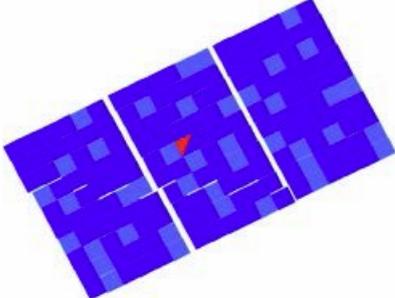
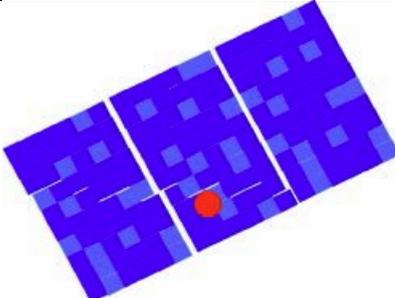
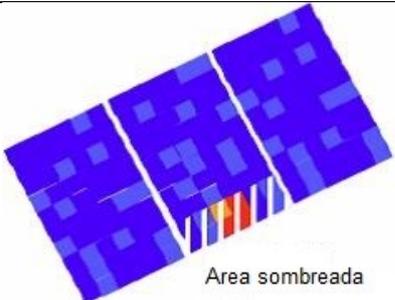
	Parte de una célula más caliente	<ul style="list-style-type: none"> - Célula rota - Interconexión de cadena desconectada 	Reducción de potencia drástica, reducción del FF
	Calentamiento acentuado	<ul style="list-style-type: none"> - Artefacto - Sombreado parcial (ej. excremento de pájaro, barra de pararrayos) 	La reducción de potencia, depende de la forma y el tamaño de la parte agrietada
	Parte de subcadena singularmente más caliente que otras cuando están igualmente sombreados	Subcadena con pérdida o diodo bypass en circuito abierto	Reducción de potencia e I_{sc} masiva cuando parte de esta subcadena está sombreada.

Tabla 2.1: Resumen de patrón térmico de imágenes IR de módulos FV observables en mediciones en el exterior (IEA-PVPS Task 13 2014).

2.4.4 Termografía pulsada

La termografía pulsada necesita de una fuente de calor externa, por medio de una o más focos luminosos externos activados, para generar un flujo de calor dinámico a través del módulo FV. La duración del pulso tiene que ser del orden de unos pocos milisegundos, para evitar imágenes borrosas. La disposición del foco luminoso posicionado en frente del módulo y su intensidad debe ser suficiente para elevar la temperatura de la superficie de forma instantánea sobre 1 K a 5 K aproximadamente de forma homogénea. Una cámara termográfica con una frecuencia de adquisición de imágenes de alta repetición de al menos varios 10 Hz, o incluso cientos de Hz, registrará imágenes continuamente de la parte trasera del módulo fotovoltaico. El análisis de la secuencia de imágenes infrarrojas que se adquieren durante el ensayo se centra en estudiar cómo evoluciona el enfriamiento en cada punto (pixel de imagen) dado que una región defectuosa, a partir de un cierto instante de tiempo, se enfriará con mayor o menor velocidad que una región sana. Una distribución no homogénea de la capacidad calorífica del material y de su conductividad térmica, es decir,

en las diferencias de la difusividad térmica, afectan a la evolución de la distribución de temperatura.

En la termografía de fase pulsada la adquisición de datos de los cambios de temperatura con respecto al tiempo se evalúan mediante una transformación de Fourier de las señales en el dominio de la frecuencia para obtener la amplitud y la fase de la imagen a diferentes frecuencias con un único ensayo, con la consecuente rapidez de ensayo. Las imágenes de termografía de fase pulsada resultantes permiten mostrar detalles de la estructura interna de un módulo FV: burbujas en la estratificación, y las conexiones eléctricas internas invisibles a través de una lámina posterior opaca.

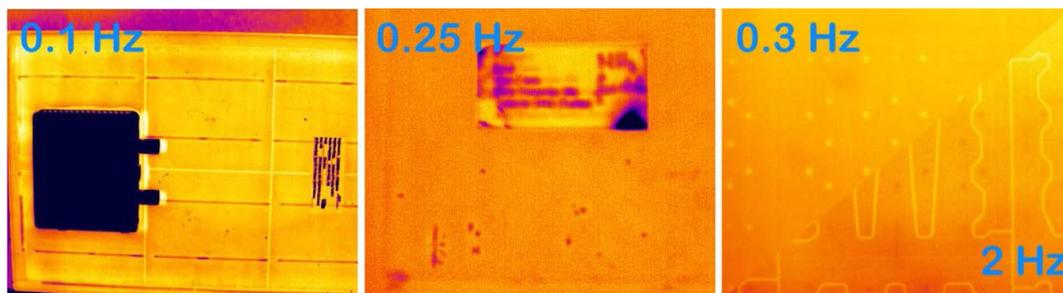


Figura 2.22: Imágenes de termografía de fase pulsada obtenidas a diferentes frecuencias a través de láminas traseras opacas de módulos FV (IEA-PVPS Task 13 2014).

2.4.5 Termografía *Lock-in*

Este es una variante del método anterior de termografía IR (Breitenstein et al. 2010) en el que la muestra es excitada y detectada a una frecuencia controlada. Esto mejora la relación señal-ruido, de modo que las fuentes de calor débiles pueden ser detectadas. Debido a la excitación periódica de la muestra que se sincroniza con la grabación de la imagen, las diferencias térmicas en la gama de $10 \mu\text{K}$ pueden hacerse visibles. El algoritmo de *Lock-in* ofrece dos imágenes primarias y dos derivadas: la señal de amplitud y fase de la señal. Dado que la señal de amplitud es siempre positiva, se elige habitualmente para mostrar las imágenes *Lock-in* resultantes en las pruebas de módulo PV.

La excitación necesaria de las células y los módulos solares puede hacerse eléctricamente en condiciones de oscuridad utilizando una fuente de tensión o de corriente, u ópticamente bajo iluminación con una fuente de luz. La aplicación de una corriente eléctrica o voltaje de la medición se denomina comúnmente termografía *Lock-in* oscura (DLIT). Usando fuentes de luz es denominada termografía *Lock-in* iluminada (ILIT).

Este método es útil en la búsqueda de pérdidas de potencia. La corriente inyectada o fuente de luz aplicada debe ser preferiblemente de forma pulsada lo que permite la localización con

alta sensibilidad y precisión de derivaciones locales. Si las células presentan defectos de derivaciones se visualizarán térmicamente como modulaciones de temperatura locales. Los límites de detección de la termografía Lock-in es sobre $10 \mu\text{K}$ a $100 \mu\text{K}$ y su alta resolución espacial permite detectar pequeños defectos de hasta $5 \mu\text{m}$. Es posible detectar diferentes tipos de defectos de derivaciones usando modulaciones diferentes de la corriente inyectada.

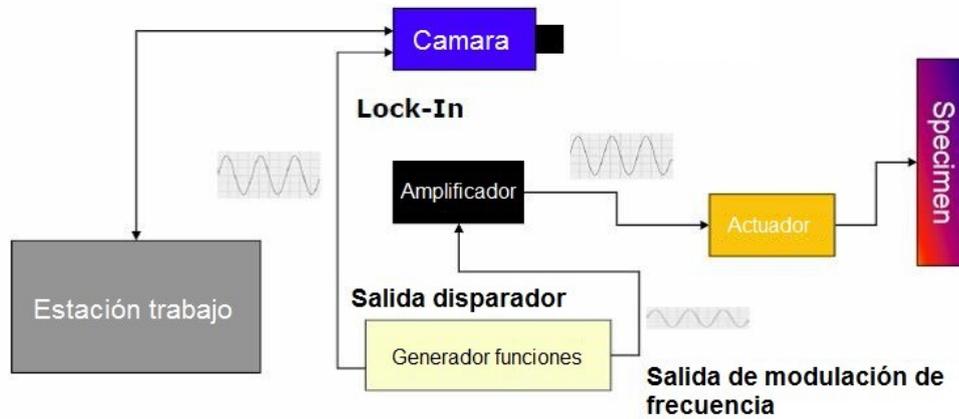


Figura 2.23: Diagrama de bloques de elementos de termografía Lock-in.

En el caso de ILIT, las células se encontrarán en operación de tensión de circuito abierto (V_{oc} -ILIT). Usando esta técnica es posible detectar pequeños defectos, puesto que el detector de IR estará sincronizado con la corriente aplicada y no resulta necesario aplicar una alta corriente. El rango de longitudes de onda habitual del detector de IR es de $2\text{-}5 \mu\text{m}$.

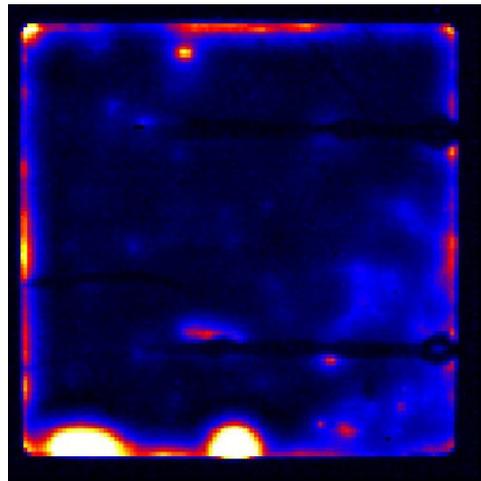


Figura 2.24: Imagen de defectos de una célula solar identificada mediante termografía Lock-in (IEA-PVPS Task 13 2014).

2.4.6 Electroluminiscencia (EL) y fotoluminiscencia (PL)

A diferencia de la imagen que es posible obtener mediante la detección de la radiación IR causada por el efecto térmico, una imagen luminiscente puede ser obtenida como consecuencia de los fotones emitidos por la recombinación de portadores excitados en una célula solar. La excitación para conseguir este efecto puede ser lograda por medio de una corriente inyectada lo cual provoca un efecto electroluminiscente (EL). Esta excitación puede ser también obtenida por medio de una radiación incidente sobre la célula solar, en cuyo caso la luz obtenida es debida a un efecto fotoluminiscente (PL).

La imagen obtenida usando las técnicas EL o PL es también una imagen infrarroja que puede ser detectada mediante un detector de IR. En este caso, los defectos detectables son diferentes de los defectos que pueden ser detectados por imagen termográfica puesto que la resolución de la imagen es mejor que aquellas obtenidas solamente mediante técnicas termográficas. Las imágenes EL permiten la detección de roturas en células, o áreas que no pueden ser alcanzadas por la electricidad de la excitación aplicada. Estas áreas aparecerán oscuras en la imagen. Por otra parte, en células conteniendo roturas que no se extienden a todo lo largo de la célula, este tipo de ensayos puede ayudar a detectar posibles problemas futuros; las líneas oscuras que aparecen en la imagen muestran como una célula puede sufrir una rotura completa si el módulo FV en su conjunto sufre algún esfuerzo adicional.



Figura 2.25: Imagen de defectos de una célula solar identificada mediante ensayo electroluminiscente (EL).

2.5 Revisión bibliográfica sobre realización de inspecciones termográficas en el exterior en instalaciones fotovoltaicas

Según revisión bibliográfica realizada para la presente Tesis Doctoral, una cantidad relevante de estudios de investigación aplicando termografía IR en el mantenimiento de instalaciones FV en el exterior han sido publicados a lo largo de los últimos años. Esto refleja el creciente interés en esta aplicación y su potencial para el diagnóstico de fallas de instalaciones fotovoltaicas en el exterior.

En una primera etapa los trabajos de investigación se centraron sobre la aplicabilidad y practicidad de la termografía IR sobre instalaciones y módulos FV en condiciones reales de operación (Quintana et al. 1993), (King et al. 2000), (Quintana et al. 2000), (Buerhop et al. 2007). En cuanto a fuentes de error y precisión de las mediciones de Termografía IR de los materiales habituales de los módulos FV, varios estudios diferentes (Krenzinger & de Andrade 2007), (Buerhop et al. 2011), (Makrides et al. 2009) discutieron sobre los errores de reflexión infrarroja relacionados con las cubiertas de vidrio, así como las variaciones entre la temperatura de la célula y la temperatura de los módulos medidos para diferentes materiales por la cubierta posterior. Además, en la referencia (Buerhop et al. 2011) se propone un procedimiento para la medición precisa de la emisividad IR de la superficie del vidrio, en el rango espectral de las cámaras térmicas LW (*Long Wavelength*), proponiendo una corrección (offset) de las temperaturas medidas para cámaras termográficas con detectores bolométricos.

Por otra parte, en el estudio experimental de campo de Vodermayr et al. (Vodermayr et al. 2012), se obtuvieron perfiles diarios con mediciones I-V con intervalo de un minuto a diferentes módulos FV defectuosos, junto con la obtención de imágenes de IR continuas y de datos meteorológicos adicionales. El principal resultado preliminar de este estudio fue una relación directa observada entre la potencia eléctrica y las diferencias térmicas para varios módulos FV defectuosos.

Centrándose en los mecanismos más específicos del desarrollo de calentamiento anormal en los módulos FV, en las referencias (Quintana et al. 2000), (Acciani et al. 2010), (Kaplani 2012) se aborda la formación de puntos calientes y los primeros desafíos en su cuantificación y detección mediante termografía IR. Por otra parte, en las referencias (Tsanakas & Botsaris 2012) (Acciani et al. 2010) se implementa los análisis de imágenes térmicas básicas para la detección con éxito de puntos calientes correspondientes a células defectuosas mediante Termografía IR en el exterior. Para las llamadas "regiones de interés (ROI)" asignadas a zonas de puntos calientes, el aumento resultante de las temperaturas de funcionamiento se cuantificó de una manera rápida y bastante exacta. Por otra parte, en (Tsanakas & Botsaris 2012), (Botsaris & Tsanakas 2010) el uso de herramientas básicas de análisis de imagen térmica, tales como ROI y análisis estadísticos basados en histograma, así como los perfiles de la línea de temperatura, demostraron ser herramientas fáciles de implementar y eficientes para el análisis cuantitativo y cualitativo de puntos calientes en condiciones de cortocircuito.

A medida que se han ido instalando más y más plantas fotovoltaicas se ha producido un envejecimiento de los módulos FV existentes y la consiguiente evolución de más defectos. Además, el incremento de disponibilidad de los equipos termográficos para aplicaciones de inspección FV, en términos de costo y usabilidad, ha originado que la producción científica en este campo de investigación se ha incrementado de forma importante en los últimos 5/6

años. Los estudios recientes se centran no sólo en mejorar los conceptos ya desarrollados sino también en:

- Mejorar la comprensión de los mecanismos de degradación/envejecimiento y su impacto en el comportamiento térmico de los módulos FV.
- Clasificar los diferentes tipos de fallos mediante la correlación de su patrón térmico con las características I-V.
- Implementar las aplicaciones de medición de áreas extensas de termografía IR para plantas FV de gran escala.
- Eliminar fuentes de errores de medición o incertidumbres; Comprender todas las características de las mediciones IR.
- Desarrollar estándares y especificaciones técnicas para armonizar mediciones.

La Termografía IR se ha consolidado como una técnica adecuada para la detección rápida de defectos no visibles que han sido descubiertos experimentalmente en sus primeras etapas de desarrollo. Esta detección temprana de defectos permite anticipar la evaluación del riesgo de potenciales efectos ocasionados de los defectos que puedan transmitirse a las partes adyacentes de las instalaciones. Por lo tanto, la inspección termográfica permite adoptar acciones de mantenimiento preventivo.

Los resultados experimentales y las observaciones presentados en varios estudios recientes se centran en la necesidad de una mejor comprensión de los mecanismos de degradación/envejecimiento, y su interrelación con las patrones térmicos resultantes de los módulos FV, obtenidos mediante mediciones termográficas de campo (Munoz et al. 2011), (Sánchez-Friera et al. 2011), (Buerhop et al. 2012). El impacto de degradación/envejecimiento sobre el patrón térmico ha sido investigado después de exposición en condiciones de campo, o mediante envejecimiento acelerado en una cámara climática. En el estudio de Sánchez-Friera et al. (Sánchez-Friera et al. 2011), se realizó un análisis termográfico para estudiar los mecanismos de degradación en una instalación FV de 2 KWp de Si-c después de 12 años de exposición. Uno de los hallazgos más significativos después de su análisis fue el hecho de que todas las células solares situadas cerca de las cajas de conexiones, típicamente, cuentan con temperaturas de funcionamiento de aproximadamente 3 °C mayor que el resto en la misma matriz celular. En consecuencia, puede suponerse que la degradación térmica de estas células evoluciona a una velocidad mayor. Además, se observaron también desajustes entre cadenas en varios módulos con la ayuda de imágenes termográficas. De forma singular, a pesar de las temperaturas de funcionamiento más elevadas de algunas células, no se observaron defectos visibles, mientras que por otro lado, los módulos con daños visibles por puntos calientes no mostraron signos térmicos anormales.

La clasificación de los diferentes tipos de fallos mediante la pauta térmica con las características I-V es de suma importancia para evaluar las pérdidas esperadas de potencia

de salida, y programar las acciones de mantenimiento necesarias para evitar nuevos fallos, o incluso riesgos de seguridad para el sistema FV. En la referencia (Moretón et al. 2015) sobre la base de varias mediciones de campo (entre ellas inspecciones termográficas) a 200 módulos expuestos y defectuosos en campo, se propusieron procedimientos de evaluación de puntos calientes y criterios de aceptación/rechazo bien definidos, abordando tanto la vida útil como la eficiencia operativa de los módulos.

En su extenso trabajo experimental Buerhop (Buerhop et al. 2012), se investigaron numerosos módulos FV de Si-c de 16 diferentes plantas FV con diversos tiempos de exposición. Los datos evaluados de las termografías, junto con la caracterización eléctrica y el análisis mediante electroluminiscencia, manifestaron varios mecanismos de fallos, como fractura celular, uniones de soldadura deficiente, células en cortocircuito y subcadenas derivadas. Se estudió el impacto de estos defectos en la temperatura resultante y se pudieron diagnosticar diferentes defectos mediante diferencias características de temperatura. Estos patrones térmicos se correlacionaron con las características de corriente-voltaje (I-V) en CEM, y las pérdidas resultantes de potencia de salida. La conclusión final fue la alta confiabilidad y utilidad del mapeado termográfico en plantas FV para la clasificación de fallos.

Otros avances en el campo del análisis y caracterización de defectos de módulos FV instalados en condiciones reales de operación, sobre la base de imágenes termográficas se estudia en referencia (Buerhop C., Scheuerpflug H. 2015). La influencia de diferentes condiciones atmosféricas y el perfil de temperatura de los defectos en los módulos FV se estudia en (Buerhop & Scheuerpflug 2015). Los defectos investigados fueron distinguidos por los autores en dos tipos diferentes: calentamiento de área de célula y defectos en forma puntual. Se evaluaron tanto los resultados simulados, mediante el análisis de elementos finitos, como las mediciones experimentales mediante imágenes termográficas in situ. Se demostró que los defectos de las áreas de células se comportan linealmente con la irradiancia solar, mientras que el comportamiento de la temperatura en los defectos en forma puntual es menos predecible debido a la diferencia de temperatura célula-vidrio, la resolución limitada, los posibles cambios materiales y la dependencia no lineal con la irradiancia solar.

La fiabilidad y efectividad demostrada de esta técnica también refleja las altas perspectivas, unido al desarrollo reciente de tecnología de UAV, para la implementación de medidas IR adaptadas para plantas FV a gran escala mediante la Termografía aérea (Tsanakas et al. 2016), (Coello, J et al. 2015), (Buerhop & Scheuerpflug 2015). En este sentido, el potencial general de las inspecciones termográficas aéreas para operar las instalaciones FV se abordan a gran escala, en referencia (Buerhop C., Scheuerpflug H. 2015) se implementó un montaje experimental, basado en un avión teledirigido controlado, para investigar 60 plantas fotovoltaicas diferentes de hasta 1MWp. Con la configuración propuesta, las inspecciones termográficas aéreas realizadas tuvieron una duración típica (tiempo de vuelo neto) que

variaba de pocos minutos a 1 hora, dependiendo del tamaño de la instalación fotovoltaica. Como se concluyó en el mismo trabajo, se podían visualizar y distinguir defectos como cadenas desconectadas, subcadenas, células derivadas, soldadura defectuosa y fractura celular. Además, en referencia (Quater et al. 2014), se propone un concepto novedoso para el monitoreo de plantas FV mediante el uso UAVs durante su operación y mantenimiento, proporcionando experiencia y soluciones adicionales en el campo de termografía IR a gran escala.

Por otra parte, más recientemente, Tsanakas (Tsanakas et al. 2015), presentaron los resultados preliminares de un estudio sobre una aplicación para la detección, diagnóstico y clasificación de fallas en plantas fotovoltaicas a gran escala, mediante la cartografía por termografía aérea y caracterización auxiliar en el terreno. Se demostró que la técnica de mapeo desarrollada era eficiente aunque prácticamente limitada para proporcionar un diagnóstico sólo en términos cualitativos y para plantas de pequeña escala. Los autores indicaban la ventaja de la aplicabilidad a gran escala de la termografía aérea si bien reseñaban que debía ser explotada de manera más eficiente: mediante la implementación de un diagnóstico cualitativo menos complejo, y cuantificando los datos radiométricos de la pauta térmica de cada falla en términos de pérdida de potencia eléctrica. Como conclusión general, dentro de este campo de investigación recientemente abierto, la estrategia de realizar termografía aérea resulta ser rentable en términos económicos y de tiempo para el diagnóstico de fallas de plantas FV a gran escala.

2.5.1 Recomendaciones de fabricantes

Se exponen a continuación algunas recomendaciones o pautas a tener en cuenta realizadas por fabricantes de equipos termográficos. En la guía *“Thermal Imaging guidebook for building and renewable energy applications”* (FLIR Systems 2011) editada por el fabricante FLIR SYSTEMS se proporcionan una serie de recomendaciones para la inspección termográfica de módulos solares. Se resumen a continuación:

- Para lograr el contraste térmico suficiente a la hora de inspeccionar celdas solares se necesita una irradiancia solar de al menos 500 W/m^2 y preferiblemente superior a 700 W/m^2 . Las temperaturas exteriores bajas pueden aumentar el contraste térmico.
- Para que las diferencias de temperatura que se miden en la superficie del vidrio de un módulo FV sean visibles, la cámara termográfica necesita contar con una sensibilidad térmica de al menos $0,08 \text{ }^\circ\text{C}$. Para visualizar claramente pequeñas diferencias de temperatura en la termografía, la cámara debe contar con un ajuste manual de intervalo y nivel.
- Aunque el vidrio tenga una emisividad de 0,85-0,90 en la banda de 8 a $14 \text{ }\mu\text{m}$, las mediciones térmicas en las superficies de vidrio no son fáciles. Las reflexiones del

vidrio son de tipo especular, lo que significa que en la termografía se apreciaran claramente los objetos de alrededor con distinta temperatura. En el peor de los casos, esto puede llevar a una mala interpretación (falsos puntos calientes) y a errores de medición.

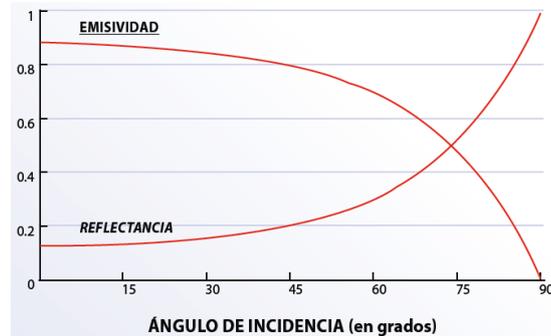


Figura 2.26: Dependencia de la emisividad y la reflectividad en el vidrio respecto del ángulo de incidencia (FLIR Systems 2011).

- Para evitar la reflexión en el vidrio de la cámara termográfica y del operario, esta no se debe colocar perpendicular al módulo que se esté inspeccionando. Sin embargo, la emisividad alcanza el valor mayor cuando la cámara se encuentra en posición perpendicular y disminuye al aumentar el ángulo. Un ángulo de inspección de 5° a 60° es una buena opción (considerando que el ángulo de 0° es la normal al plano del módulo).



Figura 2.27: Ángulo de inspección recomendado (verde) y no recomendado (rojo) al realizar inspecciones termográficas sobre módulos FV (FLIR Systems 2011).

- Para garantizar la calidad de la termografía se debe utilizar una cámara termográfica con una resolución de imagen de 320 x 240 píxeles, preferiblemente de 640 x 480 píxeles, para grandes distancias.
- La cámara también debe tener una lente intercambiable, para que el operario pueda cambiar a un teleobjetivo en las inspecciones a larga distancia, como las que se realizan desde un helicóptero. No obstante, es recomendable que solo se utilice el teleobjetivo con cámaras termografías que posean una alta resolución de imagen.
- En la mayoría de los casos, los módulos fotovoltaicos se pueden inspeccionar también desde la parte trasera. De esta forma se minimizan la interferencia de las reflexiones del sol y las nubes.
- Al llevar a cabo inspecciones termográficas, el cielo debe estar despejado ya que las nubes reducen la irradiancia solar y producen interferencias en forma de reflexiones. Las termografías pueden, sin embargo, obtenerse incluso con un cielo cubierto, siempre que la cámara termográfica que se utilice sea lo suficientemente sensible.
- La condición de ausencia de viento es la más adecuada, ya que cualquier flujo de aire en la superficie del módulo solar provocará un enfriamiento convectivo por lo que se reducirá el gradiente térmico. Mientras más fría sea la temperatura ambiente, mayor será el contraste térmico potencial. En condiciones normales, se debe inspeccionar el sistema bajo condiciones de funcionamiento estándar, concretamente bajo carga. Dependiendo del tipo de célula y del tipo de fallo o avería, las mediciones en condiciones sin carga o en su caso de cortocircuito pueden proporcionar información adicional.
- Los errores de medición surgen principalmente debido a una mala ubicación de la cámara y a unas condiciones de medición y ambientales por debajo del nivel óptimo. Los errores de medición típicos están provocados por:
 - un ángulo de inspección no adecuado,
 - un cambio en la irradiancia solar con el paso del tiempo (debido a cambios en el cielo, por ejemplo),
 - reflexiones (por ejemplo, del sol, las nubes, los edificios altos de los alrededores, los sistemas de mediciones),
 - sombreado parcial (por ejemplo, debido a los edificios u otras estructuras de los alrededores).

En la revisión bibliográfica realizada no se han encontrado otros procedimientos o recomendaciones para la inspección termográfica en instalaciones FV que sean públicos. Si se ha detectado la existencia de laboratorios en España que disponen de procedimientos de carácter privado. A continuación se reseñan los laboratorios existentes en España que

disponen, incluidos dentro de su alcance de acreditación ENAC², de procedimientos internos propios para la realización de inspecciones termográficas:

- **ENERTIS SOLAR, S.L.** (San Sebastián de los Reyes - Madrid). El cual dispone de acreditación Nº 811/LE1661 para inspecciones termográficas en módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre; Procedimiento interno EN-PIE-4.
- **INGENIA SOLAR ENERGY, S.L.** (La Gineta - Albacete). El cual dispone de acreditación Nº 851/LE1535 para inspecciones termográficas en módulo Fotovoltaico (FV) de Silicio Cristalino para uso terrestre; ISE-201-PT Apdo. 2; y en módulo Fotovoltaico (FV) de lámina delgada para uso terrestre ISE-201-PT Apdo. 2.

2.6 Normativa sobre termografía IR y sobre realización de inspecciones termográficas en el exterior en instalaciones fotovoltaicas

Si bien se encuentran en proceso de desarrollo, no existen en la actualidad normativa nacional o internacional vigente que especifique el método de inspección aplicable a instalaciones FV (Schubert E., Siegfriedt U. et al. 2015). Este hecho da lugar a incertidumbres en cuanto a la calidad del servicio para todas las partes implicadas. Además, la interpretación correcta de las imágenes termográficas a menudo conduce a discrepancias debido a la falta de definiciones de defectos adecuadas. En consecuencia, la evaluación de los fallos, especialmente los relacionados con la garantía de calidad, puede conducir a situación de conflictos entre los fabricantes y los propietarios de instalaciones FV. Por otra parte, hay que tener en cuenta que un fallo en el diagnóstico de defectos, ya sea como fallo no detectado o como "falsa alarma" puede conducir a evaluaciones incorrectas del rendimiento o bien a decisiones incorrectas de mantenimiento. Son varias las razones por la cual se encuentran actualmente en desarrollo normas internacionales y especificaciones técnicas de termografía IR para aplicaciones FV:

- La Termografía IR aplicada al diagnóstico de defectos de los sistemas FV es un método relativamente nuevo.
- La necesidad de disponer de mediciones precisas y confiables.
- La necesidad de interpretación precisa de las firmas térmicas resultantes
- La existencia creciente de plantas FV a gran escala.

² ENAC: Entidad Nacional de Acreditación

Se exponen a continuación la normativa más relevante tanto sobre termografía IR de forma genérica, como sobre inspecciones termográficas en el exterior en instalaciones FV. En este último caso se trata aun de una especificación técnica de reciente publicación (junio de 2017) parte de la CEI.

2.6.1 Normativa sobre termografía infrarroja

Norma **ASTM E1933** (2005) (ASTM E1933 - 99a 2005); *Standard Test Methods for Measuring and Compensating for Emissivity Using Infrared Imaging Radiometers*; Esta norma proporciona dos métodos para medir la emisividad superficial de un material: el método de termómetro de contacto y el método del termómetro sin contacto con material de emisividad conocida. Se indica la forma de compensación de este parámetro.

Norma **ASTM E1862 - 14** (2014) (ASTM E1862 - 14 2014); *Standard Practice for Measuring and Compensating for Reflected Temperature Using Infrared Imaging Radiometers*; Esta norma proporciona dos métodos para medir la temperatura reflejada de un material: el método del reflector y el método directo. Se indica la forma de compensación de este parámetro.

Norma **ASTM E2758-15** (ASTM E2758 15 2015) ; *Standard Guide for Selection and Use of Wideband, Low Temperature Infrared Thermometers*; Esta norma plantea una guía de selección y uso de equipos de termometría infrarroja. Incluye métodos para determinar la emisividad, la transmisividad y la temperatura reflejada. Incluye métodos matemáticos para determinar el error causado por un error de cálculo de emisividad, error de cálculo de la temperatura reflejada, y efectos atmosféricos.

Norma **UNE-EN 16714-1** (UNE-EN 16714-1 2017); Ensayos no destructivos. Ensayos por Termografía. Parte 1: Principios generales; Esta norma europea especifica los principios generales para ensayos no destructivos por termografía orientada a la detección y localización de discontinuidades en diferentes materiales. Establece criterios de preparación para el ensayo y probetas de referencia. También describe los tipos de procedimientos termográficos.

Norma **UNE-EN 16714-2** (UNE-EN 16714-2 2017); Ensayos no destructivos. Ensayos por Termografía. Parte 2: Equipo; Esta norma describe las propiedades y requisitos para las cámaras infrarrojas utilizadas en controles por termografía para ensayos no destructivos.

También proporciona ejemplo de fuentes de excitación para termografía activa y criterios para la verificación del funcionamiento y trazabilidad del equipo.

Norma **UNE-EN 16714-3** (UNE-EN 16714-3 2017); Ensayos no destructivos. Ensayos por Termografía. Parte 3: Términos y definiciones; Esta norma establece los términos y definiciones aplicables a ensayos por termografía.

2.6.2 Especificación Técnica IEC TS 62446-3. Photovoltaic (PV) system – Requirements for testing, documentation and maintenance. Part 3: Photovoltaic modules and plants – Outdoor infrared thermography

El uso de la termografía IR para mantenimiento en los sistemas FV se utiliza desde hace varios años. Sin embargo su aplicación se ha estado realizando con criterios técnicos variados obteniéndose resultados muy dispares. Esta situación ha hecho necesaria una homogeneización y estandarización sobre este asunto la cual se ha venido desarrollando en los últimos años (Schubert E., Siegfriedt U. et al. 2015), (Jaeckel 2016). La especificación técnica IEC TS 62446-3 (IEC TS 62446-3 2017) es de reciente publicación (junio de 2017) y ha sido preparada por el comité técnico 82 de IEC: Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica.

Esta especificación técnica IEC TS 62446-3 es la parte 3ª de la serie IEC TS 62446 la cual trata sobre Requerimientos de ensayo, documentación y mantenimiento de Sistemas Fotovoltaicos (FV). La parte 3ª trata sobre Termografía infrarroja en el exterior de módulos y plantas fotovoltaicas. Otro documento de interés es la especificación técnica IEC TS 60904-12 Ed.1 (*Photovoltaic devices - Part 12: Infrared thermography of photovoltaic modules*) la cual se encuentra en proceso avanzado de elaboración, estando prevista su publicación por parte de la C.E.I. para febrero de 2018. Sin embargo, esta especificación IEC TS 60904-12 no contemplaba los ensayos en el exterior.

Es necesario indicar que la tarea principal de los comités técnicos de la C.E.I. es preparar normas internacionales. En circunstancias excepcionales, un comité técnico puede proponer la publicación de una especificación técnica cuando el tema aún se encuentra en desarrollo técnico o bien no hay posibilidad inmediata de un acuerdo sobre una norma Internacional. Las especificaciones técnicas están sujetas a revisión dentro de los tres años posteriores a su publicación para decidir si pueden transformarse en Normas Internacionales. Concretamente el documento IEC TS 62446-3 tiene carácter de especificación técnica. Se analiza a continuación dicha especificación técnica dado la relevancia para la presente Tesis doctoral.



IEC TS 62446-3

Edition 1.0 2017-06

TECHNICAL SPECIFICATION



Photovoltaic (PV) systems – Requirements for testing, documentation and maintenance –
Part 3: Photovoltaic modules and plants – Outdoor infrared thermography

Figura 2.28: Portada de especificación técnica IEC TS 62446-3.

La especificación técnica IEC TS 62446-3 define la ejecución de inspección termográfica pasiva en el exterior de módulos y plantas FV en operación. La inspección puede incluir cables, contactos, fusibles, interruptores, inversores y baterías. Esta inspección soporta el mantenimiento preventivo para la protección contra incendios, la disponibilidad del sistema para la producción de energía y la inspección de calidad de los módulos fotovoltaicos. En esta especificación técnica se consideran dos niveles diferentes de inspección:

- Inspección termográfica simplificada: Aplicable durante la puesta en marcha de sistemas. Con reducidos requerimientos respecto a la cualificación de personal. Consiste en una inspección limitada para verificar que funcionan los módulos FV y los componentes del sistema.
- Inspección termográfica detallada y análisis: Esto puede incluir patrones térmicos que difieren de los ejemplos proporcionados, y por lo tanto requiere una comprensión más profunda de las anomalías térmicas. Se pueden hacer mediciones de temperatura absolutas. Se requiere para esta inspección un experto en plantas FV y un experto en termografía.

Se incluyen en esta especificación los requerimientos para los equipos de medición, las condiciones ambientales, el procedimiento de medición, el informe de inspección, la cualificación de personal y una matriz de las anomalías térmicas como una guía para la inspección.

Los requisitos mínimos establecidos en esta especificación para la cámara IR usadas para inspeccionar plantas FV se resumen a continuación:

Características	Requisitos mínimos
Respuesta espectral	2 a 5 μm (SW ³) o de 8 a 14 μm (LW)
Rango de temperatura de medida	- 20 °C a +120 °C
Rango de temperatura ambiental de funcionamiento	- 10 °C a +40 °C
Sensibilidad térmica	NETD \leq 0,1 K a 30 °C
Resolución de imagen	\geq 320 x 240 pixel
Resolución geométrica	<ol style="list-style-type: none"> 1. Módulo FV: Máximo 3 cm de longitud del borde por pixel. 2. Conexiones eléctricas: Ha de ser igual al área del objeto más pequeño a ser verificado
Error absoluto de medición	$< \pm 2$ K
Parámetros ajustables	Emisividad, temperatura reflejada
Funciones ajustables	Enfoque, nivel de temperatura y rango
Funciones de medición	Medición puntual, área de medición con temperatura promedio y máxima
Calibración	La cámara debe tener calibración trazable al menos cada dos años. La calibración tiene que estar documentada. Si es no conforme ha de ser reajustada por el fabricante.
Documentación	Almacenamiento de la imagen infrarroja con los datos radiométricos para ser capaz de determinar temperaturas absolutas. Las imágenes no radiométricas solo pueden proporcionar patrones y eventualmente diferencias de temperatura.

Tabla 2.2: Requisitos mínimos para la cámara IR según IEC TS 62446-3.

³ Las cámaras que operan en un rango de longitud de onda de 2 μm a 5 μm solo se utilizarán para la termografía de componentes eléctricos de BOS, por ejemplo fusibles. Debido a la transparencia del vidrio en el rango de 3 μm , el uso de ese rango en los módulos fotovoltaicos puede provocar errores de medición.

Se recomiendan tomar fotografías o imágenes visuales que documenten el estado del módulo/planta, sin embargo, se requieren fotos visuales de cualquier anomalía térmica. Se tomará una fotografía de cada anomalía relevante para la documentación de los hallazgos.

La resolución de la imagen visual será significativamente más alta que la imagen IR (típicamente al menos 30 veces mayor) y tendrá un campo de visión similar para capturar de manera suficiente todos los detalles del objeto (por ejemplo cintas de una célula solar, o vidrio frontal roto). Se debe garantizar que la imagen IR y la fotografía visual capturen la misma área de interés mientras se cumple el requisito de resolución. Se recomienda una cámara de fotos y una cámara de IR por separado, para garantizar una resolución adecuada de la imagen visual.

Los requisitos para los equipos auxiliares previstos en esta especificación para registrar las condiciones ambientales y de funcionamiento se resumen a continuación:

Parámetro	Equipo	Exactitud
Irradiancia	Sensor de irradiancia (célula silicio cristalina o piranómetro)	Calibración: ± 5%
Temperatura ambiente	Sensor de temperatura (blindado de luz directa y viento)	Calibración: ± 2K
Velocidad de viento	Escala Beaufort (Bft) o anemómetro	Estimación
Cobertura de nubes	Cámara de fotos	Estimación
Nivel de suciedad	Cámara de fotos	Estimación (puedes ser realizada usando procedimiento según IEC 61724-1)
Corriente de módulo o cadena	Sonda de corriente CC (o lectura del inversor)	Calibración: ± 2%

Tabla 2.3: Requisitos mínimos de los equipos para registrar condiciones ambientales según IEC TS 62446-3.

Respecto a consideraciones generales, inspección visual y condiciones ambientales esta especificación técnica establece lo siguiente:

- Una inspección de todos los módulos FV debe ser realizada durante la puesta en marcha de la planta FV de acuerdo a los reglamentos aplicables en materia de seguridad y salud. El intervalo para las inspecciones periódicas debe ser de 4 años. El intervalo para la instalación específica debe ser acordado con el propietario/operador o podrían definirse por los códigos eléctricos nacionales y las normas de seguridad para instalaciones eléctricas.
- La planta estará en condiciones de funcionamiento operativo. La parte del sistema bajo inspección deberá estar en condiciones de estado térmico estacionario y libre de sombras parciales (si es posible). La suciedad debe ser baja y homogénea sin causar sombras parciales (por ejemplo, excrementos de pájaros, hojas, vegetación) para evitar efectos térmicos.
- Para la cuantificación de la suciedad, se recomienda realizar mediciones de acuerdo con IEC 61724-1. Esto podría ser útil para comparar mediciones de inspecciones periódicas.
- La recolección de imágenes IR se puede hacer de diferentes maneras, por ejemplo, usando trípodes, a mano o con drones. Se debe tener cuidado de que el método seleccionado cumpla con los requisitos de resolución, y garantizar la comprensión del método utilizado (por ejemplo, reflexiones). Cualquier desviación o limitación conocida deberá anotarse en el informe de inspección.
- Antes de la inspección termográfica de la planta fotovoltaica, se recomienda realizar una inspección visual para determinar si se cumplen los requisitos indicados. Las observaciones como los excrementos de pájaros, manchas fuertes, puntos de quemaduras en los módulos u otros componentes de balance del sistema (BOS) deberán estar documentados por fotos y ubicación antes de la inspección termográfica. Si es posible, esos hallazgos deberían resolverse (por ejemplo, mediante limpieza) antes de la inspección termográfica, especialmente durante la puesta en marcha. Las fotos posteriores a la limpieza (preimagen) deben documentarse.
- La inspección debe ser realizada bajo las siguientes condiciones ambientales especificadas:

Parámetro	Límite
Irradiancia	<ul style="list-style-type: none"> • Mínimo de 600 W/m² en el plano de los módulos para inspección de módulos FV • La corriente de operación medida debe ser un mínimo del 30% de la corriente nominal del sistema FV para inspección de otros componentes eléctricos
Velocidad del viento	Máximo 4 Bft (o 28 km/h)
Cobertura de nubes	Máximo 2 okta de cielo cubierto por nubes tipo cúmulos
Suciedad	Ninguna o baja. Limpieza recomendada

Tabla 2.4: Condiciones ambientales especificadas según IEC TS 62446-3.

- Después de un cambio en las condiciones de operación, por ejemplo por carga o irradiancia > 10% por minuto se recomienda un tiempo de espera de 15 minutos para recuperar las condiciones de medición de estado estacionario.
- La capa nubosa no debe consistir más de 2 okta de nubes de tipo cúmulos, a causa de las reflexiones provocadas sobre los módulos, las nubes de tipo cirrus pueden ser adecuadas.

Respecto al procedimiento de realización de inspección termográfica esta especificación técnica establece lo siguiente:

- La distancia entre el objeto inspeccionado y la cámara infrarroja deberá cumplir con la resolución geométrica especificada en Tabla 2.2. Para el caso del módulo FV se requiere un máximo de 3 cm de longitud del borde por pixel. Además, se deben cumplir las distancias de seguridad requeridas de acuerdo con las normas de seguridad.
- La imagen de la cámara IR debe tomarse lo más perpendicular posible a la superficie del módulo FV. Al mismo tiempo, se debe evitar la autorreflexión del personal de medición y de la propia cámara IR, y la reflexión de objetos calientes como el sol, edificios cercanos y árboles. En los casos donde la imagen no se puede tomar perpendicular a la superficie del módulo FV, por ejemplo, una pequeña instalación con capacidad limitada para elevar la cámara, el ángulo entre la cámara y el plano del módulo FV debe ser mayor a 30°.

- Se debe ajustar la emisividad de la cámara en función de las condiciones de superficie del objeto bajo investigación (por ejemplo, suciedad del vidrio frontal del módulo).
- La carga CC de la planta debe ser monitorizada y registrada para evitar mediciones bajo condiciones de carga indefinidas debido a eventos de la red.
- Junto con la imagen termográfica, una fotografía de la misma imagen deberá tomarse para cada hallazgo térmico. La posición exacta de todos los hallazgos en el sistema de inspección deberá ser documentada, así como las condiciones de operación incluyendo la carga CC y las condiciones ambientales.
- En el caso de que la imagen termográfica se realice mediante medio aéreo (como dron) la velocidad de movimiento de la cámara siempre deberá ser elegida con respecto a la constante de tiempo del detector de la cámara IR para evitar efectos de manchas. Este efecto influye en el patrón visual y en las temperaturas absolutas y relativas. Los efectos de manchas relevantes con el uso de detectores de tipo bolométrico de cámaras infrarrojas comunes, cuando se usan para módulos y sistemas FV, pueden aparecer a una velocidad de movimiento de 3 m/s.
- La estimación de la emisividad de la superficie examinada es responsabilidad del termógrafo cualificado, particularmente en el caso de una inspección detallada. La emisividad de una superficie depende de muchos factores como el tipo de material, el acabado superficial y el ángulo de visión. Otros factores son menos relevantes (como el rango espectral exacto de la cámara IR, la temperatura ambiente, la geometría superficial, etc.). Los materiales como el vidrio tienen una emisividad en torno a $\epsilon=0,85$. El vidrio con una superficie rugosa, como vidrio con textura o vidrio con alto grado de suciedad, puede tener una emisividad de hasta $\epsilon=0,9$. Además, la emisividad disminuye con el ángulo de visión.

Respecto a la evaluación esta especificación técnica establece lo siguiente:

- Las siguientes mediciones y observaciones son importantes para la evaluación o validación: temperaturas máximas, diferencias de temperaturas, perfiles de temperatura, nubosidad y su movimiento, velocidad del viento y dirección, estrés mecánico previo de la instalación, suciedad, inspección visual, irradiancia y/o carga CC del sistema.
- Se pueden utilizar las siguientes técnicas para evaluar la imagen IR:
 - a) Patrones: La anomalía se clasifica y se evalúa mediante un patrón térmico conocido. La medición de los valores de temperatura absoluta y relativa no es necesaria, pero puede complementar los patrones térmicos.
 - b) Temperaturas de anomalías puntuales: Se utiliza un algoritmo para determinar la temperatura más alta en la imagen.

- c) Áreas extendidas: Se utilizan diferentes tipos de herramientas, como "rectángulo", "círculo" o "áreas del polígono" para calcular las temperaturas medias de las áreas, utilizando la cámara y el software de procesamiento de imágenes.
 - d) Temperaturas relativas: Puede calcularse entre las anomalías puntuales y/o los valores medios de las áreas extendidas, teniendo en cuenta la incertidumbre de la medición.
 - e) Temperaturas absolutas: Puede medirse en las anomalías puntuales y los valores medios de las áreas extendidas, teniendo en cuenta la incertidumbre de la medición.
- Para la asignación de clases de anomalías se pueden considerar las clases y sus correspondientes acciones según se indica en la Tabla 2.5:.

Clase de anomalía	1 (ninguna anomalía)	2 (anormalidad térmica)	3 (anormalidad térmica relevante para la seguridad)
Recomendaciones para acción	Ninguna acción inminente	Comprobación de la causa y si es necesario, rectificación en un periodo razonable	Interrupción inmediata de la operación, comprobación de la causa y rectificación en un periodo razonable.

Tabla 2.5: Clasificación de anomalías según IEC TS 62446-3.

- A continuación se da una guía para extrapolar el resultado de la diferencia de temperatura medida entre componentes en funcionamiento y sin funcionamiento (o parcial) bajo condiciones actuales a la diferencia de temperatura esperada bajo la irradiación nominal en el plano del módulo fotovoltaico, definida como 1.000 W/m². Esto se aplica a los módulos fotovoltaicos y otros componentes de BOS para cualquier anomalía térmica, y no considera otras condiciones, como la velocidad del viento, que se informan por separado.
- Aquí, las anomalías térmicas son diferenciadas entre:
 - a) Anomalías puntuales: como un punto caliente en una célula solar.
 - b) Anomalías de área extendida: como una célula solar entera caliente o quemada.
- Para la extrapolación de diferencia de temperatura se utilizará la siguiente expresión:

$$\Delta T_2 = \left(\frac{G_2}{G_1}\right)^x \cdot \Delta T_1 \quad (2.1)$$

Donde

- ΔT_i : Diferencia de temperatura entre componente en funcionamiento y no funcionamiento bajo idénticas condiciones i de irradiancia.
- G_i : Irradiancia o carga (corriente CC) en condiciones i
- $l=1$: Valor de la temperatura/irradiancia actual (o carga parcial)
- $l=2$: Valor a la temperatura/carga nominal (100% irradiancia/condición de carga)
- X : es el factor exponencial considerando diferentes formas de anomalías
 - Dado que la corriente CC generada por los módulos FV es proporcional a la irradiancia y si se conoce la corriente nominal a 1.000 W/m^2 , la corriente de carga de CC puede sustituirse por irradiancia en la fórmula anterior.
 - Para una anomalía puntual (fuente de calor puntual con transferencia de calor radial, típicamente hasta 2 mm^2) el factor x es típicamente entre 1,5 y 1,8.
 - Para una anomalía de área extendida (fuente de calor extendida lateral - típicamente del tamaño de una o más células) el factor x es típicamente $x=1$ y por lo tanto representa una dependencia lineal de la temperatura con la irradiancia/carga de corriente.
- Por conveniencia, el factor exponencial x y los términos de irradiancia/carga se pueden combinar en un "factor de corrección", para extrapolar directamente ΔT del estado medido a la condición nominal. Los valores de estos factores de corrección para anomalías puntuales y anomalías de área extendida de módulos PV y componentes de BOS se pueden encontrar en las columnas correspondientes de la Tabla 2.6.

$$\text{factor de corrección} = \left(\frac{G_2}{G_1}\right)^x \quad (2.2)$$

Carga actual (%)	Anormalidad puntual		Anormalidad área extendida (x=1)	
	Módulos FV (x=1,5)	Otros BOS (x=1,6)	Módulos FV	Otros BOS
30	NA	6,9	NA	3,3
40	NA	4,3	NA	2,5
50	NA	3,0	NA	2,0
60	1,7	2,3	1,7	1,7
70	1,4	1,8	1,4	1,4
80	1,3	1,4	1,3	1,3
90	1,1	1,2	1,1	1,1
100	1,0	1,0	1,0	1,0
110	0,9	0,9	0,9	0,9
120	0,8	0,8	0,8	0,8

Tabla 2.6: Factor de extrapolación para diferencias de temperatura a condiciones de carga nominal según IEC TS 62446-3.

Capítulo 3

3 DESARROLLO DE METODOLOGÍA PARA LA INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA EN INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

3.1 Introducción

En el presente capítulo se presenta la normativa técnica más relevante sobre termografía infrarroja y sobre inspecciones termográficas en el exterior en instalaciones FV. En este último caso se trata aun de una especificación técnica de reciente publicación en la que ha estado trabajando la CEI y que se considera del máximo interés debido a la temática directa con esta Tesis Doctoral. También se exponen las recomendaciones de algunos fabricantes de equipos termográfico sobre las inspecciones en sistemas FV.

Además se estudian los factores a considerar en inspecciones termográficas en el exterior con objeto de considerar la influencia de diversos elementos que pueden afectar al resultado. Se analiza la influencia de la reflexión y del sombreado, la influencia de la temperatura reflejada por cielo, y la influencia de las condiciones climatológicas.

A continuación se procede a realizar diversas mediciones experimentales con carácter previo a la metodología que se pretende desarrollar para la realización de inspecciones termográficas en instalaciones FV. Para ello se han realizado diversos ensayos sobre módulos FV de distintas tecnologías, tanto en laboratorio como en campo y en condiciones reales de operación. Se han considerado instalaciones FV tanto en una planta experimental como en otras instalaciones FV reales y en explotación. Se han realizado termografías IR en diferentes condiciones de ensayo, en algún caso con ayuda de sensores de temperatura de contacto, para validación de mediciones, y otra instrumentación accesoria tal como se describirá en el presente capítulo.

La forma más simple de comprobación de resultados en alguno de los ensayos que se realizan consiste en la obtención de la temperatura mediante sensores convencionales de contacto. La utilización de al menos 2 sondas de contacto simultáneamente permitirá la comparación de resultados por métodos convencionales y termográficos con lo que se podrá conocer las conclusiones del ensayo planteado basada en termografía IR. Es importante considerar que la utilización de sensores de temperatura de contacto se aplicará

exclusivamente en la parte posterior del módulo FV cuando el mismo se encuentre en operación puesto que una colocación en la parte frontal supondría un sombreado parcial provocado por la superficie de la sonda, lo cual conllevaría un calentamiento térmico no deseable.

Las diferentes condiciones de ensayo que se plantean pretenden reproducir las diferentes situaciones que puedan darse al aplicar el procedimiento a desarrollar sobre instalaciones FV reales. El conjunto de ensayos y mediciones que se realizan, una vez analizados, tendrá por objeto establecer una propuesta de procedimiento de inspección termográfica por IR que se desarrollará en el siguiente capítulo.

Las cámaras termográficas se utilizan principalmente para localizar defectos. La clasificación y evaluación de las anomalías detectadas necesitan un sólido conocimiento de la energía solar y del sistema inspeccionado. En general será necesario realizar mediciones eléctricas adicionales de tal forma que se pueda conocer el nivel de carga para realizar la consiguiente extrapolación de resultados. Un procedimiento sistemático que permita realizar inspecciones termográficas de forma organizada y en diferentes escenarios resulta necesario de forma que se puedan deducir de forma simple y fiable las conclusiones de mantenimiento que correspondan. La recopilación de información técnica y de documentación de la instalación es necesaria y debe contener todas las condiciones de realización de la inspección, las mediciones adicionales a realizar y demás información importante.

Hay que tener en cuenta que la radiación que incide sobre una cámara de termografía IR proviene de diferentes fuentes. Por una parte, la cámara recibe la radiación del objeto que se inspecciona, además de la radiación de su entorno que se refleja sobre la superficie del objeto. Ambas componentes de radiación se atenúan cuando pasan a través de la atmósfera debido a que la atmósfera absorbe parte de la radiación. También la atmósfera radiará por sí misma. Ante esta situación, podemos considerar las siguientes componentes para el cálculo de la temperatura del objeto mediante una cámara de termografía IR.

- **Emisión del objeto** = $\epsilon \cdot T \cdot W_{obj}$, donde ϵ es la emisividad del objeto y T es la transmitancia de la atmósfera.
- **Emisión reflejada a partir de fuentes ambientales** = $(1 - \epsilon) \cdot T \cdot W_{ref}$, donde $(1 - \epsilon)$ es la reflectancia del objeto. Se asume que la temperatura es la misma T_{ref} para todas las superficies que emiten dentro de la media esfera vista desde un punto en el objeto de superficie.
- **Emisión de la atmósfera** = $(1 - T) \cdot W_{atm}$, donde $(1 - T)$ es la emisividad de la atmósfera.

La potencia total de radiación recibida por el la cámara según se representa en la Figura 3.1 será la suma de las tres componentes anteriores:

$$W_{tot} = \varepsilon \cdot T \cdot W_{obj} + (1 - \varepsilon) \cdot T \cdot W_{ref} + (1 - T) \cdot W_{atm} \quad (3.1)$$

donde W_{ref} es la radiación efectiva de los alrededores del objeto cuyo valor depende de temperatura aparente reflejada, y W_{atm} es la radiación de la atmósfera cuyo valor depende de temperatura atmosférica. Para obtener de forma correcta la temperatura del objeto de interés, el software de la cámara de infrarrojos requiere información sobre la emisividad del objeto, la atenuación atmosférica o transmisividad, la temperatura atmosférica y la temperatura aparente reflejada.

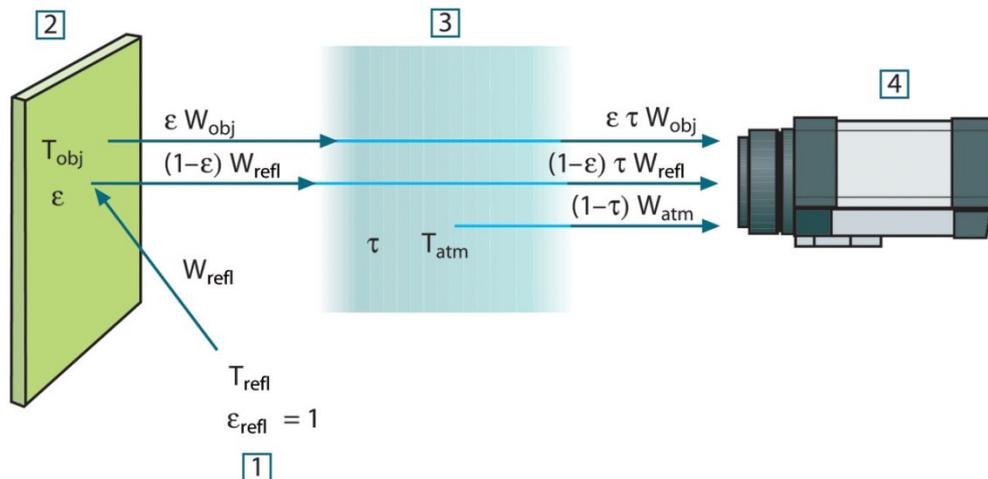


Figura 3.1: Componentes de radiación IR que llegan a cámara de IR.

3.2 Factores a considerar en inspecciones termográficas en el exterior

3.2.1 Influencia de la reflexión y del sombreado

En muchas de las soluciones constructivas empleadas por los fabricantes, los módulos FV están recubiertos de vidrio por la parte frontal por ser un material que proporciona protección y permitir el paso de la radiación solar hacia las células FV. Sin embargo el vidrio ordinario es opaco a la radiación infrarroja para longitudes de onda mayores a $4 \mu\text{m}$ (Krenzinger & de Andrade 2007). Este hecho asegura que la transmitancia del vidrio es nula para estas longitudes de onda por lo que la radiación incidente debe ser o bien absorbida o bien reflejada. El efecto de la reflexión especular que se produce sobre el vidrio frontal de los módulos FV puede producir errores en la medición de temperatura por termografía. A pesar de que la reflectancia del vidrio no es muy elevada, su característica especular puede alterar significativamente la imagen. Es especialmente importante la situación de reflexión que puede producirse debido al sol por lo que habrá que evitar los reflejos producidos por el

mismo. En Figura 3.2 se muestra la imagen termográfica de un campo FV formado por módulos recubiertos de vidrio a temperatura uniforme. En dicha imagen es posible percibir no solo el efecto de la reflexión de los operadores termográficos sino también que llevan gafas.

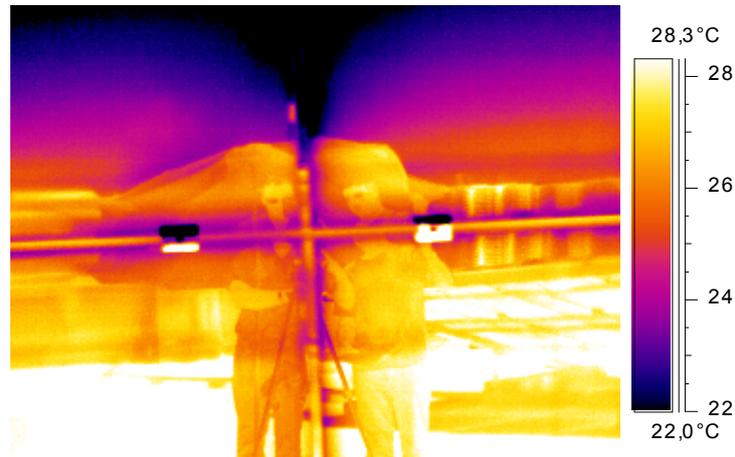


Figura 3.2: Imagen termográfica con reflexión de los operadores termográficos.

Otra cuestión a tener en cuenta en inspecciones termográficas en exteriores es la posibilidad de que algún elemento externo provoque un sombreado o una reflexión del sol sobre el objeto de interés con la consiguiente posibilidad de que dicha sombra o reflejo provoque una mala interpretación de la imagen termográfica. En la Figura 3.3 puede observarse la reflexión solar provocado por alta reflectividad de elemento arquitectónico cercano que se produce en la parte superior derecha de la instalación. La lectura de la diferencia de temperatura medida entre la zona con reflexión y el resto es de 8,4 °C si bien dicha diferencia de temperatura no es real.



Figura 3.3: Imagen termográfica con efecto de reflexión solar de elemento arquitectónico cercano.

En otras soluciones constructivas el recubrimiento frontal de los módulos FV no es vidrio por lo que el comportamiento puede diferir de la reflexión de tipo especular característica del vidrio. En la Figura 3.4: se puede apreciar la reflexión de tipo difusa producida sobre un módulo FV de Si-a cuando se aplica sobre el mismo una radiación IR mediante un calibrador de IR con un ángulo de 75° respecto de la perpendicular.



Figura 3.4: Reflexión de tipo difusa que se produce sobre módulo FV de Si-a.

En la Figura 3.5: se aprecia la reflexión de tipo especular producida sobre un módulo FV de Si-m recubierto por vidrio con cuando se aplica sobre el mismo una radiación IR, mediante un calibrador de IR también como en el caso anterior, con un ángulo de 75° respecto de la perpendicular.



Figura 3.5: Reflexión de tipo especular que se produce sobre módulo FV de tipo Si-m.

3.2.2 Influencia de la temperatura reflejada por el cielo

La realización de inspecciones termográficas en el exterior en condiciones de cielo despejado supone que es posible considerar como despreciable la radiación emitida por la atmósfera.

Esto es debido a que la sensibilidad de la banda de longitudes de onda de las cámaras termográficas de tipo LW se corresponde con la banda de transmisión atmosférica. Esto implica que la temperatura equivalente de cielo para la cámara es muy baja, llegando incluso a valores de hasta -50°C y -60°C para días muy claros o despejados. Para objetos cuyas superficies se encuentran orientadas hacia el cielo, como es el caso de los módulos FV, la aportación de la radiación procedente del cielo puede ser despreciable, no existiendo normalmente reflejos procedentes del entorno sobre el objeto bajo medida. En esta situación es necesario una compensación mediante ajuste de la configuración de la temperatura aparente reflejada en el equipo termográfico. El problema que puede ocurrir en algún caso, en función del equipo termográfico utilizado, está relacionado con la aparición de errores debido a que el software de muchas de las cámaras no soporta el ajuste de la temperatura aparente reflejada a valores tan bajos o incluso a ningún valor. Debido a esta circunstancia pueden producirse errores de hasta 15°C en las medidas de temperatura en el exterior (Krenzinger & de Andrade 2007).

3.2.3 Influencia de las condiciones atmosféricas

Para las inspecciones termográficas en el exterior será necesario considerar la existencia de los siguientes elementos atmosféricos:

- **Nubes** Las condiciones ideales para la medición en el exterior se dan en un día despejado para evitar las reflexiones que puedan provocar las nubes. En la Figura 3.6 se muestra una secuencia de imágenes termográficas sobre un módulo FV con célula caliente y con presencia de nubes en movimiento. Las termografías han sido tomadas con intervalo de un minuto. En dichas termografías la parte más fría en azul se corresponde con la reflexión del cielo en zona sin nubes. La parte más caliente es debida la presencia de nubes y al movimiento de las mismas.

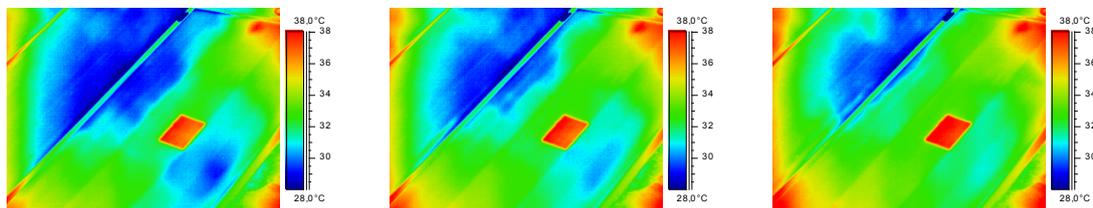


Figura 3.6: Secuencia de imágenes termográficas sobre módulo FV con célula caliente y nubes en movimiento.

- **Precipitación** Una fuerte precipitación en forma de lluvia o nieve puede distorsionar el resultado de una medición. El agua, el hielo y la nieve tienen una elevada emisividad y por tanto son impermeables a la radiación infrarroja que emite el

módulo FV. Además, la medición en objetos mojados es errónea, ya que la temperatura de la superficie del objeto se enfría a medida que se evapora el agua.

- **Humedad ambiente:** La humedad ambiente relativa debe ser lo suficientemente baja para que no haya condensación (neblina) en el aire, o vaho en el objeto a medir, en el filtro de protección o incluso en el objetivo de la cámara. Si el objetivo o el filtro se encuentran empañados, parte de la radiación infrarroja que llega a la cámara se pierde porque no puede penetrar a través del agua presente en la lente. Una niebla espesa también afecta a la medición porque el rocío presente en el canal de transmisión bloquea parte de la radiación infrarroja.
- **Viento:** Cualquier flujo o corriente de aire afecta a la medición de temperatura con técnica termográfica. Como resultado del intercambio de calor (convección), el aire cercano a la superficie tiene la misma temperatura que el objeto medido. Si hay corrientes de aire, esta capa desaparece y es sustituida por otra capa cuya temperatura todavía no se ha adaptado a la del objeto. Por medio de la convección, el objeto medido desprende o absorbe calor hasta que la temperatura de su superficie y la del aire se han igualado. El efecto del intercambio de calor se incrementa cuanto mayor es la diferencia de temperatura entre la superficie del objeto a medir y la temperatura atmosférica. En las inspecciones exteriores debe tenerse en cuenta el efecto refrigerante del viento. En la Tabla 3.1: según (FLIR Systems 2010), aplicable a instalaciones eléctricas, se observa el factor de corrección a considerar sobre la temperatura medida en presencia de viento para velocidades de hasta 8 m/s. Un recalentamiento medido a una velocidad de viento de 5 m/s será aproximadamente el doble que uno medido a 1 m/s. Un exceso de temperatura medido a 8 m/s será 2,5 veces superior a uno medido a 1 m/s.

Velocidad del viento (m/s)	Factor de corrección
1	1
2	1,36
3	1,64
4	1,86
5	2,06
6	2,23
7	2,40
8	2,54

Tabla 3.1: Factor de corrección según la velocidad del viento (FLIR Systems 2010).

Este factor de corrección es aplicable a instalaciones eléctricas en exteriores, como es el caso de subestaciones en el cual las sobretemperaturas están originadas por disipaciones de potencia asociadas a fallos de conexionado eléctricos. No parece adecuado considerar este factor de corrección para instalaciones fotovoltaicas debido a que el punto o célula caliente puede estar originada por múltiples motivos.

- **Polución** Algunas materias suspendidas en el aire, como polvo, hollín o humo, por ejemplo, tienen una elevada emisividad y apenas permiten la transmisión de la radiación IR. Estas materias pueden falsear la medición, puesto que emiten su propia radiación infrarroja que se recibe en la cámara termográfica. Además, estas materias dispersan y absorben parte de la radiación infrarroja emitida por el objeto, por lo que ésta no se detecta en su totalidad en la cámara.

3.3 Descripción de la planta para la realización experimental de ensayos

La planta experimental donde se han desarrollado parte de las mediciones y ensayos se encuentran integradas por 4 instalaciones de 1 kW de 3 tecnologías diferentes (Si-a monocapa, Si-a tricapa y Si-m). Dicha planta experimental se ubica en la planta superior exterior del edificio Zona Franca el cual se encuentra en Recinto Interior de la Zona Franca en Cádiz. Esta planta constituye el Campus Experimental de la Universidad de Cádiz, el cual ha sido creado por dicho organismo en colaboración con la empresa *spin-off* de la misma IGFoton Ingenieros S.L. y la propia Zona Franca de Cádiz. De las 4 instalaciones de 1 kW dos se corresponden con la misma tecnología (Si-a monocapa) pero con diferente orientación e inclinación. La Figura 3.7 muestra la vista en planta con la ubicación de las diferentes tecnologías instaladas en dicho lugar.

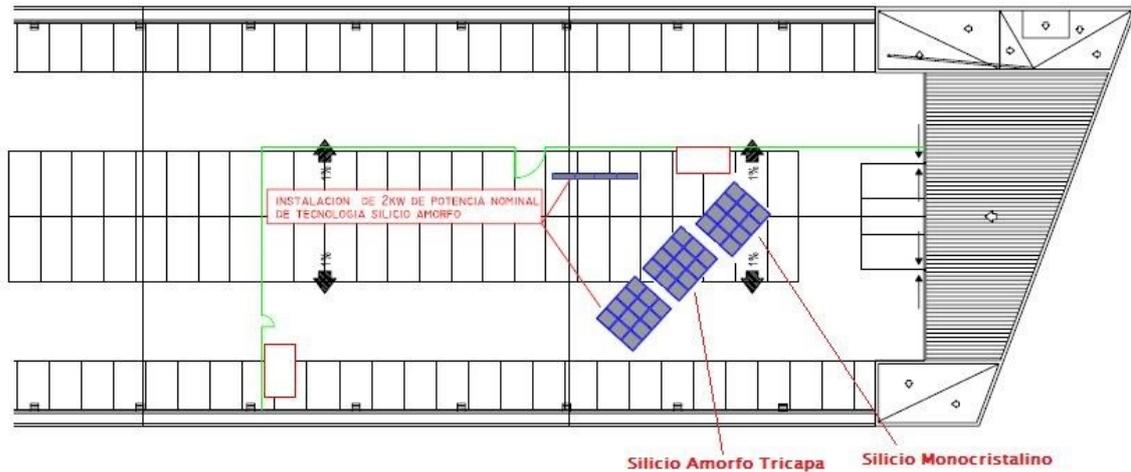


Figura 3.7: Plano de ubicación de instalaciones de planta experimental en Recinto Interior Zona Franca de Cádiz.

Una de las 4 instalaciones presenta inclinación de 90° y la misma orientación que la fachada principal del edificio, habiendo sido utilizada la misma como prueba piloto para la posterior instalación de fachada solar de 50 kW en el propio edificio según se observa en Figura 3.8. Las restantes instalaciones tienen inclinación de 15° y orientación sur.



Figura 3.8: Fachada principal de edificio Zona Franca. Los módulos FV de la fachada son de Si-a monocapa.

En la Figura 3.9: se identifican numérica y visualmente las instalaciones y se resumen las características principales.

Instalación 1: Si-a monocapa	Instalación 2: Si-a monocapa	Instalación 3: Si-a tricapa	Instalación 4: Si m
			
Gadir Solar 80	Gadir Solar 80	Unisolar ES-T62	Isofoton I-100
Inclinación: 90°	Inclinación: 15°	Inclinación: 15°	Inclinación: 15°
Inversor 1kW SMA SB1100	Inversor 1kW SMA SB1100	Inversor 1kW SMA SB1200	Inversor 1kW SMA SB1200

Figura 3.9: Resumen de características de instalaciones en planta experimental en Zona Franca de Cádiz.

Las características eléctricas y térmicas de los módulos FV en CEM (1000 W/m², AM 1,5G y T=25 °C) se resumen a continuación:

	Instalaciones 1 y 2	Instalación 3	Instalación 4
	Gadir Solar 80	Unisolar ES-T62	Isofoton I-100
Potencia máxima P _m	80 W	62 W	100 W
Tensión para máxima potencia V _{mp}	105 V	15 V	34,8 V
Intensidad para máxima potencia I _{mp}	0,76 A	4,1 A	2,87 A
Tensión de circuito abierto V _{oc}	134 V	21 V	43,2 V
Intensidad en cortocircuito I _{sc}	1,06 A	5,1 A	3,27 A
Coefficiente de temperatura de P _{max}	-0,21 %/K	-130 mW/K	-0,48%/K
Coefficiente de temperatura de V _{mp}	-0,29 %/K	-47 mV/K	-0,398%/K
Coefficiente de temperatura de I _{mp}	0,09 %/K	4,1 mA/K	0,0587%/K
Coefficiente de temperatura de V _{oc}	-0,28 %/K	-80 mV/K	-0,387%/K
Coefficiente de temperatura de I _{sc}	0,04 %/K	5,1 mA/K	0,0294%/K

Tabla 3.2: Resumen de características eléctricas y térmicas en CEM (1000 W/m², AM 1,5G y T=25°C) de instalaciones en planta experimental.

3.4 Descripción de la instrumentación utilizada

Para la realización de las medidas se han empleado una serie de equipos cuyas capacidades y especificaciones básicas se describen a continuación. Todos los equipos pertenecen al Laboratorio Metrología Eléctrica y Calibración de la Universidad de Cádiz siendo calibrados los mismos periódicamente como garantía de trazabilidad de las mediciones que realizan.

3.4.1 Cámaras termográficas

Se han utilizado dos cámaras termográficas: una de ellas para ensayos desde el suelo y la otra para ensayos mediante termografía aérea desde dron. La cámara de termografía IR para ensayos desde el suelo utilizada es de la marca Flir Systems, modelo ThermaCAM S60 (FLIR Systems 2004), dispone de lente auxiliar de 24° y trípode. La cámara de termografía IR para ensayos desde dron es de la marca WIRIS, modelo Workswell 2ª gen (WIRIS 2017). Las especificaciones técnicas básicas de ambos equipos se muestran de forma comparada en la Tabla 3.3.:

	ThermaCAM S60 (Flir Systems)	Workswell 2ª gen (WIRIS)
Campo de visión/distancia mínima de enfoque	24° x 18° / 0,3 m	35° x 27° / 0,09 m
Resolución espacial	1,3 mrad	1,889 mrad
Sensibilidad térmica a +30 °C	0,08 °C	0,05 °C
Rango de temperatura	-40 a +120 °C -10 a +55 °C 0 a +500 °C +350 a +1.500 °C	-25 a 150 °C -45 a 550 °C
Exactitud	± 2 °C o ± 2 % de la lectura	± 2 °C o ± 2 % de la lectura
Tipo detector	Matriz de plano focal (FPA) Microbolómetro no refrigerado 320 X 240 pixeles	Matriz de plano focal (FPA) Microbolómetro no refrigerado 336 X 256 pixeles
Rango espectral	7,5 -13 µm	7,5 -13,5 µm
Rango de temperaturas de funcionamiento	-15 a +50 °C	-15 a +50 °C
Corrección de emisividad	Ajustable establecida por número o selección de lista predefinida	Ajustable establecida por número
Corrección de transmisión atmosférica	Automática (basada en los datos de distancia, temperatura atmosférica y humedad relativas)	Automática (basada en los datos de temperatura atmosférica)
Corrección de transmisión óptica	Automática	Automática
Corrección de temperatura externa reflejada	Si	Si
Tamaño (longitud x anchura x altura)	234 x 124 x 161 mm	135 x 77 x 69 mm
Peso	2 kg	< 400 g

Tabla 3.3: Especificaciones de la cámara IR ThermaCAM S60 de Flir Systems (FLIR Systems 2004) y Workswell 2ª gen de WIRIS (WIRIS 2017).



Figura 3.10: Cámaras termográficas: ThermaCAM S60 de Flir Systems (izquierda) y Workswell 2ª gen de WIRIS (derecha).

3.4.2 Software de análisis termográfico

Se ha utilizado el programa ThermaCAM Researcher Pro 2.7 SR-1 para la cámara de Flir Systems y el programa Workswell CorePlayer para el equipo de WIRIS. En ambos casos se trata de un potente software de análisis que permite conocer la temperatura de manera rápida y simple. Entre las herramientas de análisis se incluyen isotermas, mediciones puntuales, medidas con líneas, áreas con valores característicos y las fórmulas personalizadas. Se pueden crear histogramas para un análisis detallado de la zona a inspeccionar. Los parámetros del objeto como la emisividad, distancia, temperatura reflejada, etc, pueden ser modificados con posterioridad a que una imagen o secuencia se haya registrado.

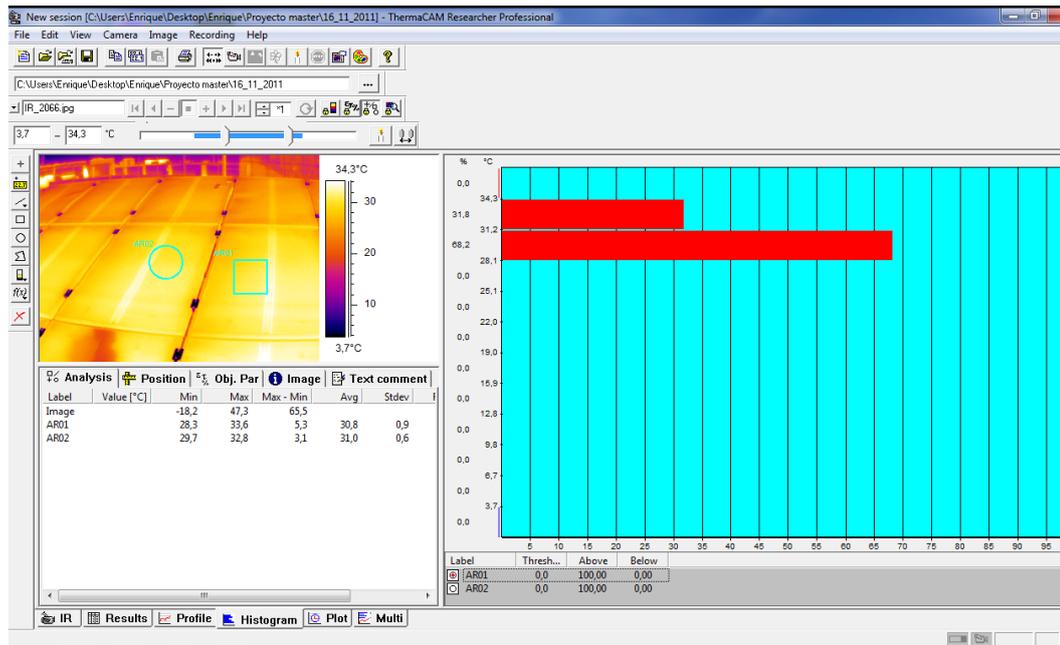


Figura 3.11: Software de análisis de termografía ThermoCam Researcher Pro 2.7 SR-1.

3.4.3 Estación meteorológica

La estación meteorológica mide la temperatura atmosférica, velocidad y dirección del viento e irradiancia. La estación meteorológica muestrea dichas variables cada 5 segundos y registra con base horaria los valores medios, máximos y mínimos. Se compone de:

- Anemoveleta de Campbell Scientific con medición para la dirección y velocidad del viento en un rango de 360 ° mecánicos y de 0 a 50 ms⁻¹.
- Piranómetros, con dos sondas: la sonda CM11 de Kipp&Zonen para medición de la radiación solar en el plano horizontal con un rango de 305-2800 nm y una sensibilidad de 4-6μV/W/m², y la sonda LP02 de Campbell Scientific para medición de la radiación solar en el plano horizontal con un rango de 305-2000 nm y una sensibilidad de 10-40μV/W/m².
- Sonda de Temperatura (BetaTherm 100K6A Thermistor) para medir la temperatura atmosférica con un rango de temperatura entre -35 °C a 50 °C.



Figura 3.12: Estación Meteorológica (Anemoveleta, Piranómetros y Sonda de Temperatura) de Campbell Scientific.

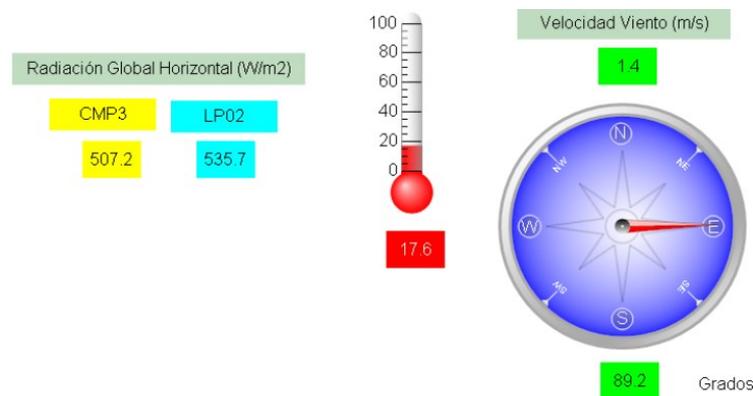


Figura 3.13: Parámetros de salida estación meteorológica.

3.4.4 Equipo de medición de radiación solar

El equipo portátil de medida de radiación solar dispone de la unidad remota SOLAR-02 de HT Instruments conectada a la célula de referencia HT 304 permitiendo realizar la medición de radiación solar (W/m^2) en módulos fotovoltaicos fabricados con tecnologías Si-m y Si-p. Con este equipo se realiza la comparación de los valores de irradiancia medidos por la estación meteorológica sobre plano horizontal. Dispone de exactitud de $\pm 1\%$ de lectura.



Figura 3.14: Equipo portátil medida de radiación solar Solar-02 de HT Instruments.

3.4.5 Registrador de datos

Este equipo registrador es de la marca FLUKE modelo Hydra Series 2625A, con el cual, es capaz de registrar conjuntamente con las sondas de contacto la temperatura de manera sencilla con un software llamado *Hydra Logger*.



Figura 3.15: Registrador de datos Hydra Fluke 2625A.

3.4.6 Termohigrómetro

El termohigrómetro digital Fluke 971 es un instrumento que se utiliza para medir temperatura en el rango de $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ y la humedad relativa en el rango de 5% a 95% HR. Dispone de exactitud de $\pm 0,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ (rango 0 a $45\text{ }^{\circ}\text{C}$) y $\pm 2,5\text{ \%HR}$ (rango de 10 a 90% HR).



Figura 3.16: Termohigrómetro digital Fluke 971.

3.4.7 Sondas y termopares de ensayo

Para los ensayos se han utilizado diversas sondas de contacto (PT-100) a cuatro hilos y termopares de ensayo. El rango de funcionamiento de las sondas PT100 es de $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $150\text{ }^{\circ}\text{C}$.

°C, sus dimensiones son de 30 mm x 14 mm x 3,4 mm. En cuanto a los termopares de ensayo, se utilizan sensores de tipo J con recubrimiento de teflón para uso hasta 200 °C. En todos los casos los sensores térmicos han sido clase A y con certificado de calibración.



Figura 3.17: Sonda adhesiva PT-100. Bobina de termopares tipo J de TC Medida y Control.

3.4.8 Calibrador de termómetros de infrarrojos

El calibrador de termómetros de infrarrojos modelo 9133 de Hart Scientific se utiliza como patrón para generar radiación IR con emisividad 0,95 de manera que permite la generación de radiación IR o la calibración de forma puntual de termómetros de IR en el rango de -30 a 150 °C.



Figura 3.18: Calibrador de termómetros de IR de Hart Scientific.

3.4.9 Analizador de red trifásico

Para la medición y el registro de parámetros relacionados con la generación eléctrica (potencia, tensión, intensidad, etc.), se ha utilizado un Analizador de la calidad eléctrica de la red trifásico del fabricante Reliable Power Meters (RPM) junto a los accesorios correspondientes. El equipo dispone de capacidad de medida de perturbaciones y para estudios de calidad de suministro según norma IEC 50160 (IEC-50160 2011).



Figura 3.19: Analizador de red trifásico y accesorios de RPM (Reliable Power Meters).

3.5 Análisis de la influencia de la configuración del equipo termográfico para la inspección en instalaciones FV

Se procede a realizar una serie de ensayos experimentales previos a la obtención de procedimiento de inspección con objeto de estudiar determinados aspectos en la configuración del equipo para la inspección termográfica en instalaciones FV. Se pretende que la configuración a realizar permita la obtención de la temperatura con la máxima exactitud posible.

3.5.1 Análisis del encendido de cámara termográfica

Las mediciones de temperatura con exactitud requieren una correcta operación de la cámara termográfica. Si la cámara no se encuentra en equilibrio térmico tras el encendido no realizará correctamente las mediciones en campo. Las cámaras termográficas deben encenderse con antelación suficiente de forma que alcancen el equilibrio térmico que asegure sus especificaciones. Para realizar mediciones con exactitud la mayoría de las cámaras disponen internamente de sensores de temperatura para monitorizar temperatura en diversas partes internas de la cámara. Durante los procesos de calibración las cámaras son colocadas en cámaras climáticas. Los datos recogidos de las mediciones a diferentes temperaturas de objeto (cuerpo negro) y ambiente son almacenados en el firmware. Estos datos son usados para corregir la salida de temperatura de la cámara. Esta corrección, referida como corrección de deriva ambiental, es por lo tanto correcta para un comportamiento en estado térmico similar al de la cámara durante el proceso de calibración.

Dos situaciones típicas de operación de cámara con posibilidad de transitorio térmico pueden presentarse. En primer lugar, las lecturas de temperatura incorrectas pueden ocurrir directamente después del encendido de la cámara, y, en segundo lugar, las mediciones

después de un cambio rápido de temperatura atmosférica pueden también resultar en errores de medición.

En la referencia (Vollmer & Möllmann 2011) se expone resultado de ensayo de comportamiento de dos cámaras de IR tras el encendido. Se utiliza una cámara de tipo MW con sensor PtSi refrigerado y una cámara LW con microbolómetro. En la Figura 3.20 se muestran los resultados de las mediciones en cuerpos negros a 30 °C y 70 °C (mediante estabilización térmica superior a dos horas antes del inicio de las mediciones con $\Delta T \leq 0,1$ °C). Las mediciones se inician inmediatamente después de que ambas cámaras están preparadas para la adquisición de imágenes tras su proceso de encendido. La cámara LW presenta un cambio más característico en la medida de temperatura. Inmediatamente después del encendido la cámara LW mide una temperatura mayor de 2 a 3 K dependiendo de la temperatura de objeto. Para la cámara MW fueron medidas desviaciones más pequeñas entre 0,5 y 1 K. El procedimiento de ajuste automático influye de forma importante en la medida de temperatura de la cámara LW. La sensibilidad de los detectores bolométricos depende fuertemente de la temperatura. Por lo tanto, las condiciones de no equilibrio térmico así como la deriva de la temperatura del bolómetro afectarán la medida de temperatura más intensamente. El tiempo para alcanzar el equilibrio térmico dentro de la cámara conlleva más de 90 minutos, pero las lecturas de temperatura de ambas cámaras para lograr la especificación de exactitud de temperatura de 2 K suponen sobre 10 minutos.

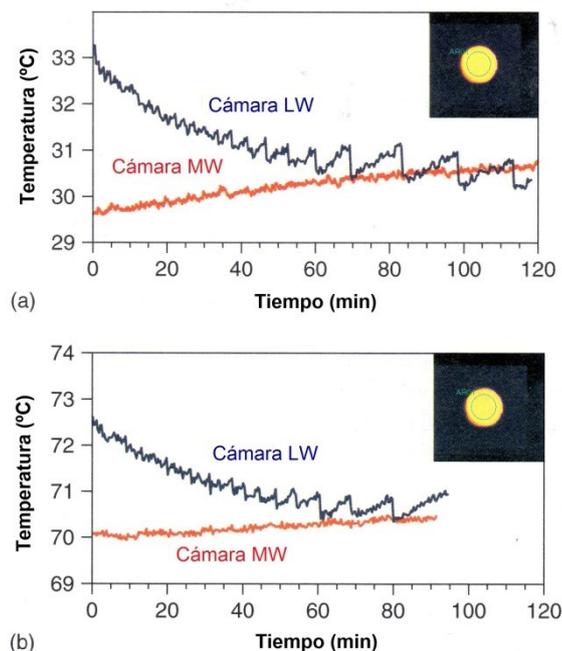


Figura 3.20: Resultado de la medida de temperatura a largo plazo en cuerpo negro estabilizado a 30 °C (a) y 70 °C (b) con cámaras IR de tipo MW (roja) y LW (azul) después del encendido (Vollmer & Möllmann 2011).

Con objeto de comprobar comportamiento tras el encendido de la cámara termográfica FLIR ThermaCam S60 utilizada para mediciones en la presente Tesis Doctoral se realiza ensayo de encendido a temperaturas de 30 °C y a 70 °C. Para ello se utiliza un calibrador de IR ajustado en primer lugar a temperatura de 30 °C y estabilizado térmicamente con suficiente antelación (al menos una hora) antes de la puesta en marcha de la cámara. En la Figura 3.21: se observa la disposición de equipos e imagen termográfica con herramienta de análisis de tipo circular.

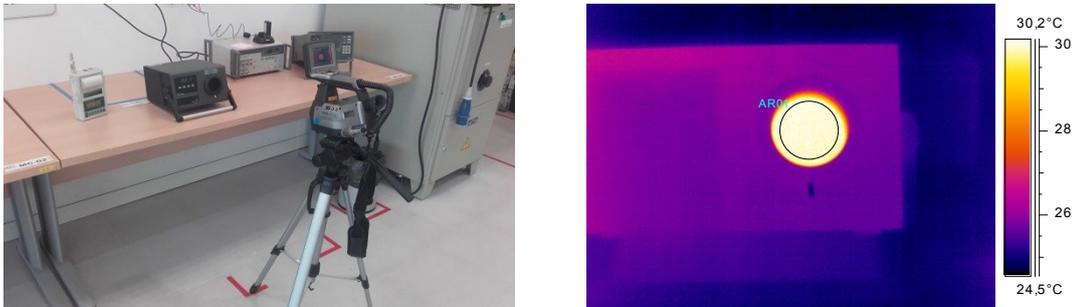


Figura 3.21: Ensayo de comportamiento en encendido de cámara FLIR ThermaCam S60.

La cámara una vez encendida se configura para registro periódico cada minutos durante un periodo total de 120 minutos. Posteriormente, en día diferente con objeto de partir de condiciones iniciales, se vuelve a realizar ensayo para encendido a 70 °C. En la Figura 3.22: se muestra los resultados obtenidos para ambas temperaturas. Se observa un retardo de unos 20 minutos en alcanzar la estabilización térmica si bien el nivel de exactitud especificado (± 2 °C o $\pm 2\%$ de lectura) se alcanza desde el inicio.

Hay que tener en cuenta que durante las mediciones de campo en el exterior la temperatura atmosférica puede también cambiar rápidamente. Esta situación puede presentarse, por ejemplo, mientras se traslada la cámara al exterior durante el invierno desde un edificio con calefacción o viceversa. Esto puede causar un choque térmico para la cámara y puede resultar en una lectura de temperatura incorrecta puesto que la cámara no está en equilibrio térmico aunque pueda haber sido encendida varias horas antes. Si la temperatura atmosférica cambia rápidamente la cámara presentará un cambio de temperatura transitorio con gradientes de temperatura dentro de la cámara. Esto limita la exactitud de los algoritmos de corrección de señal y causa errores de medición. Por lo tanto en situaciones de cambio de ubicación que supongan un cambio térmico importante, será necesario esperar un tiempo de acondicionamiento similar al del encendido de forma que pueda asegurarse la estabilización térmica del equipo termográfico.

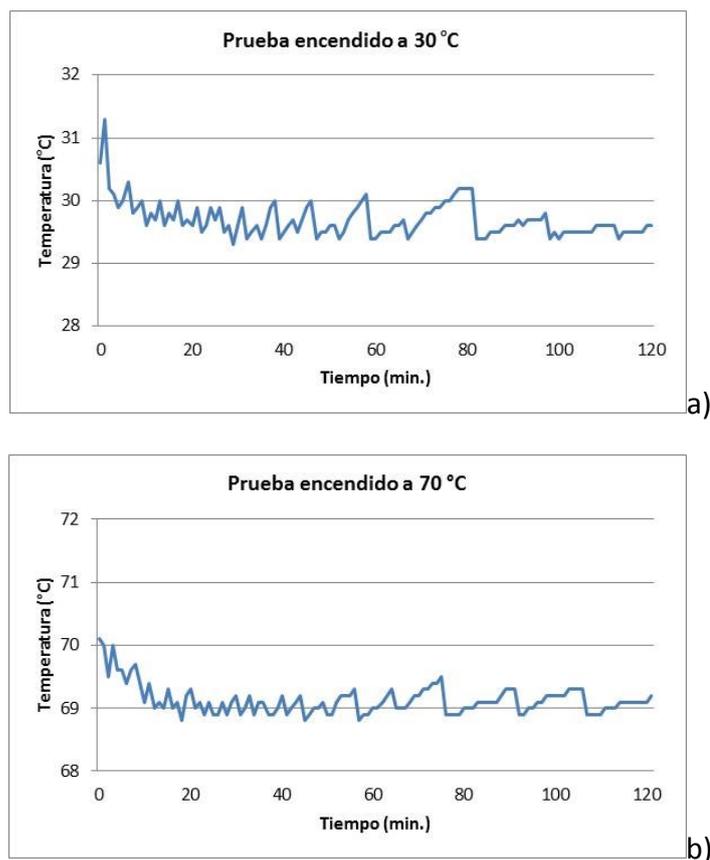


Figura 3.22: Resultado de la medida de temperatura a largo plazo sobre calibrador IR estabilizado a 30 °C (a) y 70 °C (b) con cámara FLIR ThermaCam S60 después del encendido.

3.5.2 Determinación de la temperatura aparente reflejada en inspecciones IR en el exterior

Como se ha mencionado anteriormente la radiación infrarroja emitida desde un cielo, despejado o cubierto por nubes, va a incidir sobre los módulos del sistema FV y es necesaria tenerla en consideración. Dicha radiación procede de todas las direcciones y hay que distinguirla de la radiación puntual emitida por el sol. Si el cielo está despejado, y debido a los valores altos de transmisividad de la atmósfera en el rango de longitudes de onda de 7-14 μm , la temperatura aparente reflejada del cielo va a tomar valores muy bajos, hasta incluso en días muy despejados del orden de $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$. El área del cielo supera en mucho a la del sol, por lo que la temperatura reflejada en la termografía en exteriores en día despejado siempre se sitúa por debajo de $0\text{ }^{\circ}\text{C}$. Cuando se realizan inspecciones en exteriores, es necesario conocer el valor de la temperatura equivalente del cielo con objeto de compensar el efecto de la misma sobre los módulos FV inspeccionados. Esta compensación se realizará configurando en el equipo termográfico adecuadamente el valor

de la temperatura aparente reflejada del cielo. Una configuración no adecuada de este parámetro para inspecciones IR en exteriores, o confundir dicho parámetro con la temperatura atmosférica, puede suponer errores en la determinación de la temperatura frontal de módulos FV de hasta 15K (Krenzinger & de Andrade 2007). En algunos equipos este parámetro no será posible ajustarlo o está limitado a un valor concreto y no será posible una configuración a valores más fríos.

En la Figura 3.23 es posible apreciar el efecto de la variación de la temperatura de un objeto a 30 °C con emisividad 0,9, temperatura aparente reflejada = 0 °C y en unas condiciones determinadas (distancia 5 m, temperatura atmosférica 20 °C y humedad relativa 50%). Se considera la variación de la temperatura aparente reflejada desde -50 °C hasta 30 °C y para diferentes valores de emisividad. Los valores considerados para la temperatura aparente reflejada son los que podrían presentarse en una inspección a la intemperie para representar situaciones desde cielo muy despejado hasta completamente cubierto por nubes. Los valores considerados para la emisividad son los típicos para vidrio u otros recubrimientos en módulos FV. Los valores de las temperaturas de objeto de las gráficas han sido obtenidos mediante el software ThermaCAM Researcher Pro 2.7 SR-1 de Flir Systems. Esta gráfica permite valorar el error que se puede producir como consecuencia de una configuración incorrecta de dichos parámetros en el equipo termográfico.

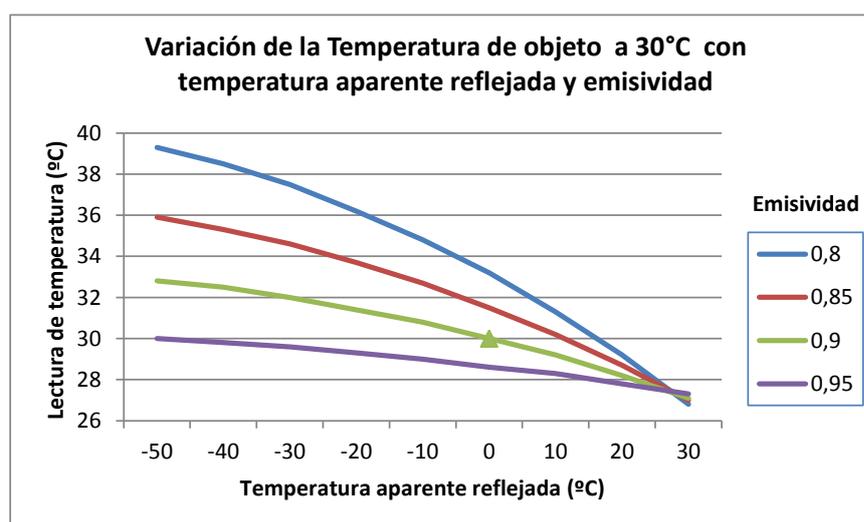


Figura 3.23: Efecto de la variación de la temperatura de objeto a 30°C con la temperatura atmosférica reflejada para diferentes valores de emisividad.

En la Figura 3.24 es posible apreciar el efecto de la variación de la temperatura de un objeto a 18°C en las mismas condiciones que anteriormente (emisividad 0,9, temperatura aparente reflejada = 0°C distancia 5 m, temperatura atmosférica 20°C y humedad relativa 50%). Se

considera la variación de la temperatura aparente reflejada desde -50°C hasta 30°C y para diferentes valores de emisividad de la misma forma que se consideró anteriormente.

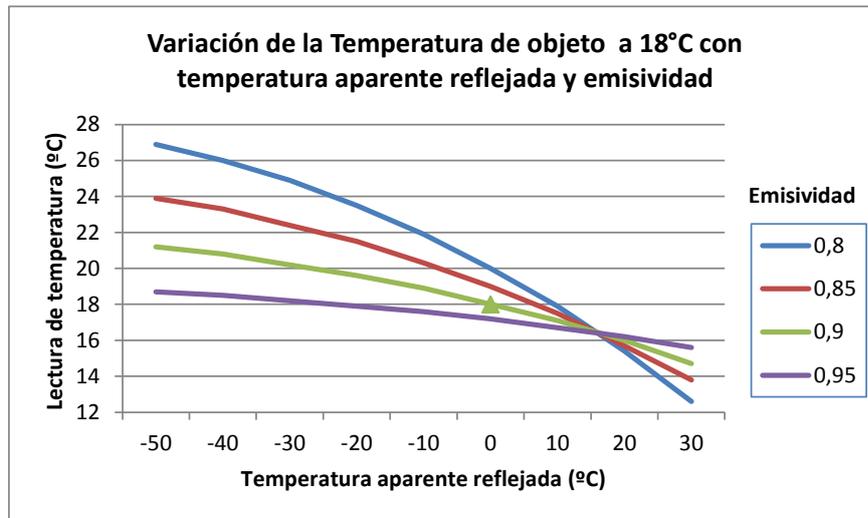


Figura 3.24: Efecto de la variación de la temperatura de objeto a 18°C con la temperatura atmosférica reflejada para diferentes valores de emisividad.

Para determinar experimentalmente la temperatura aparente reflejada del cielo, según referencias (ASTM E1862 - 14 2014), (Datcu et al. 2005) y (Testo 2008), se puede utilizar la cámara de termografía y un radiador difuso, también conocido como radiador Lambert, tal como se indica en la Figura 3.25:. Para ello se debe configurar la cámara con distancia al objeto = 0 y un valor de emisividad = 1 con objeto de medir toda la radiación sin compensar por efecto de la atmósfera.

Un radiador difuso o radiador Lambert es un objeto que refleja la radiación incidente con la difusión óptima, es decir, con la misma intensidad en todas direcciones. Un radiador difuso se puede construir de manera artesanal con papel de aluminio arrugado y alisado sobre un cartón como soporte. Para calcular la temperatura aparente reflejada del cielo se colocará la lámina de aluminio de forma cercana, o sobre el objeto a medir pero a la sombra, de manera que quede directamente expuesto al cielo pero evitando la influencia de la radiación solar. La temperatura medida estará bastante próxima de la temperatura real reflejada por lo que el valor obtenido se deberá ajustar en la cámara para poder obtener valores de medición compensados con este efecto.

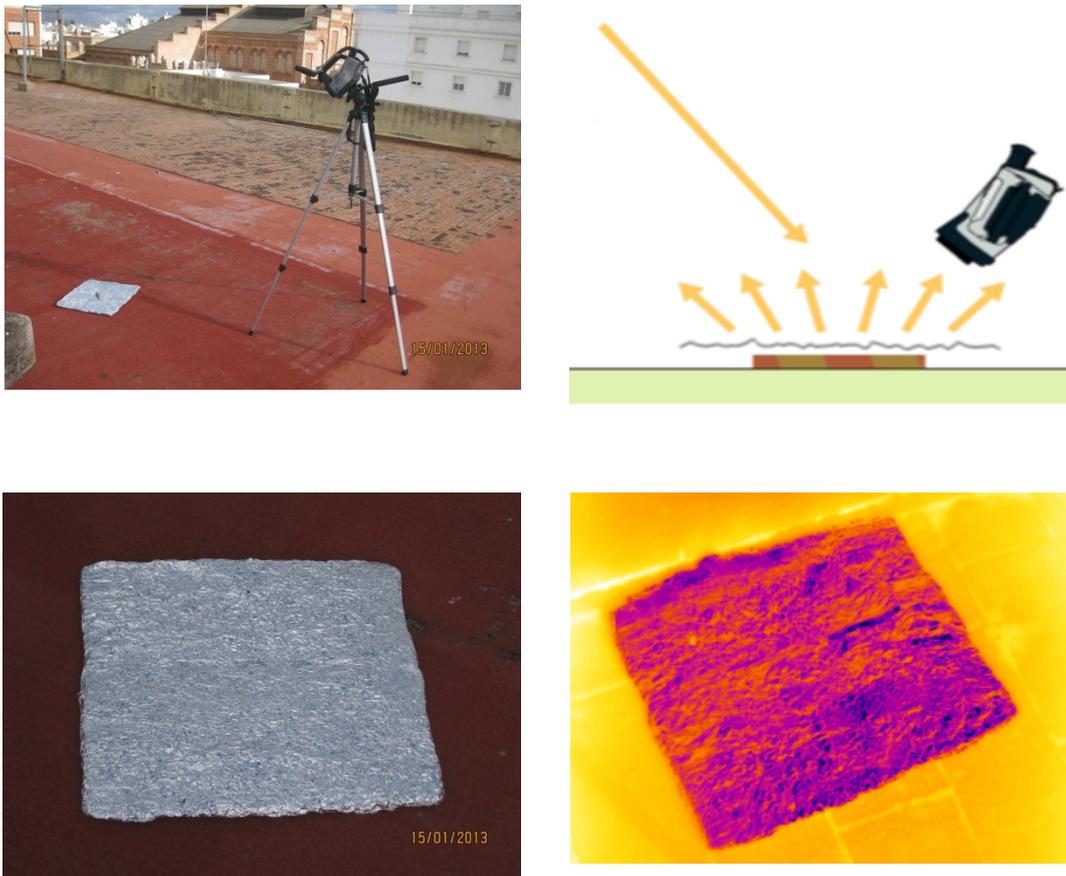


Figura 3.25: Ensayo experimental con papel de aluminio para la medida de la temperatura aparente del cielo.

Para aplicaciones al aire libre en condiciones de cielo despejado, dependiendo del ángulo de incidencia, el método expuesto puede ser ineficaz puesto que la cámara puede presentar una saturación a baja carga como consecuencia de la ventana de transmitancia atmosférica (Krenzinger & de Andrade 2007). En este caso, es posible medir la temperatura efectiva del cielo utilizando un reflector infrarrojo con propiedades de reflectancia lo más cercanas posible a las de la muestra para reducir los errores (ASTM E1862 - 14 2014). Para este fin, se debe usar un módulo FV del mismo tipo. Para calcular la temperatura aparente reflejada del cielo, el módulo FV se colocará en la sombra, cerca del objeto a medir, en una posición paralela a la muestra, de tal manera que el objeto quede expuesto directamente al cielo. La cámara de termografía se configurará con una distancia a objeto = 0 y emisividad = 1. La temperatura medida con la cámara se aproximará a la temperatura real aparente reflejada, por lo que dicho valor tendrá que configurarse en la cámara para obtener valores de medición equilibrados posteriormente con este efecto.

En la referencia (Krenzinger & de Andrade 2007) se expone un método alternativo para medir la temperatura equivalente del cielo en módulos FV recubiertos por vidrio. El método está experimentalmente validado. La metodología consiste en exponer una lámina de vidrio,

cuya temperatura se conoce, a la luz incidente del cielo para reflejar la imagen del cielo a la cámara. La lámina de vidrio debe instalarse en la sombra evitando la absorción directa de la radiación solar y así mantener el vidrio cerca de la temperatura atmosférica. La emisividad en la cámara se ajustará a la unidad. El error en la lectura de la temperatura del vidrio dependerá de la temperatura aparente del cielo y el ángulo de incidencia para la imagen. Considerando T_{mod} como la temperatura medida en valor absoluto del vidrio y T_{vid} como la temperatura actual en valor absoluto del vidrio, resultará que la temperatura aparente reflejada del cielo (T_{cie}) será:

$$T_{cie} = \sqrt[4]{\frac{T_{mod}^4 - (1 - \rho)T_{vid}^4}{\rho}} \quad (3.2)$$

Hay que tener en cuenta que los valores de T_{mod} y T_{vid} son requeridos en valor absoluto de temperatura y que por tanto el resultado también lo estará. Sin embargo el equipo termográfico normalmente expresa en °C el ajuste de este parámetro. Este método puede ser usado para estimar la temperatura equivalente del cielo.

3.5.3 Determinación experimental de la emisividad en módulos FV

La emisividad expresa la cantidad de radiación procedente de un objeto con respecto a la de un cuerpo negro. Es una magnitud adimensional que puede variar entre 0 y 1. El valor de la emisividad es un parámetro fundamental para realizar termografía cuantitativa. Como primera aproximación, o en aquellos casos que no se requiera un alto nivel de exactitud, es posible consultar en tablas los valores de emisividad de diferentes materiales. Para el caso del vidrio utilizado por la industria fotovoltaica, las referencias consultadas (Fluke Corporation; The Snell Group 2009; Krenzinger & de Andrade 2007; Bazilian et al. 2002) indican valores de emisividad comprendidos entre 0,80 a 0,92. Para el caso del Tedlar, el cual es un material polímero habitual en la parte posterior de los módulos FV, las tablas indican para la emisividad un valor en torno a 0,90. Sin embargo en situaciones en las que se necesite conocer la temperatura con una mayor exactitud la emisividad debe determinarse de forma experimental. Hay que tener en cuenta que la estructura superficial de un material y su suciedad puede afectar al valor de emisividad. De esta forma, para obtener de forma práctica la emisividad de un material determinado es posible realizarlo de dos maneras (ASTM & ASTM E1933 - 99a (2005)e1 2006), (FLIR Systems 2012; Testo 2008):

- 1) Mediante un sensor de contacto: Para ello se sitúa el sensor de contacto sobre un punto de referencia sobre el objeto y se mide la temperatura.

Posteriormente se ajusta el valor de la emisividad en el equipo termográfico hasta que el valor proporcionado de temperatura coincida con la lectura del sensor de contacto. El valor ajustado será el valor de emisividad en el objeto de referencia.

- 2) Mediante un elemento auxiliar de emisividad conocida: Es necesario colocar sobre el objeto de referencia un elemento auxiliar (cinta o pintura) cuya emisividad sea conocida. Se mide la temperatura sobre dicho elemento auxiliar (cinta o pintura) ajustando la emisividad al valor correcto. Conocida la temperatura real sobre el objeto y tomando un punto de referencia adyacente, se ajustará valor de emisividad sobre dicho punto hasta que se proporcione el valor de temperatura medido. El valor ajustado será el valor de emisividad en el objeto de referencia.

Con objeto de caracterizar la planta experimental utilizada para mediciones, se plantea ensayo experimental para la determinación de la emisividad tanto de forma frontal como trasera para los módulos FV de cada uno de las 3 tecnologías diferentes (Si-a monocapa, Si-a tricapa y Si-m) disponibles en la misma. Se sigue el procedimiento establecido anteriormente en 1) para los que se utilizan 3 sondas de contacto superficiales que se sitúan en la parte posterior al módulo FV bajo estudio con objeto de evitar provocar sombreado. El ensayo se realiza sin carga, es decir a circuito abierto. La inspección en la parte frontal se realiza a cierta distancia de forma que se compruebe la distribución uniforme de temperatura en el módulo a inspeccionar y de tal forma que se evite la reflexión solar o sombreado de otros elementos cercanos. La inspección en la parte trasera se realiza a la distancia que permita abarcar el mayor campo de visión posible. La irradiancia mínima necesaria sobre el plano de los módulos para el presente ensayo es superior a 700 W/m^2 mientras que la velocidad del viento es inferior a 1 m/s .

Con objeto de considerar el tiempo de respuesta de las sondas de temperatura de contacto superficial a utilizar en los ensayos, y evitar que se puedan tomar lecturas antes de tiempo, se realiza ensayo de estabilidad térmica de las mismas. Para ello, se utilizan medios isotérmicos (baños termostáticos) para comparar la evolución en el tiempo de dichas sondas con sondas patrón. El ensayo se realiza a temperaturas de $20 \text{ }^\circ\text{C}$, $40 \text{ }^\circ\text{C}$ y $60 \text{ }^\circ\text{C}$ por considerar que pueden ser representativos de cambios extremos de la temperatura ambiental.

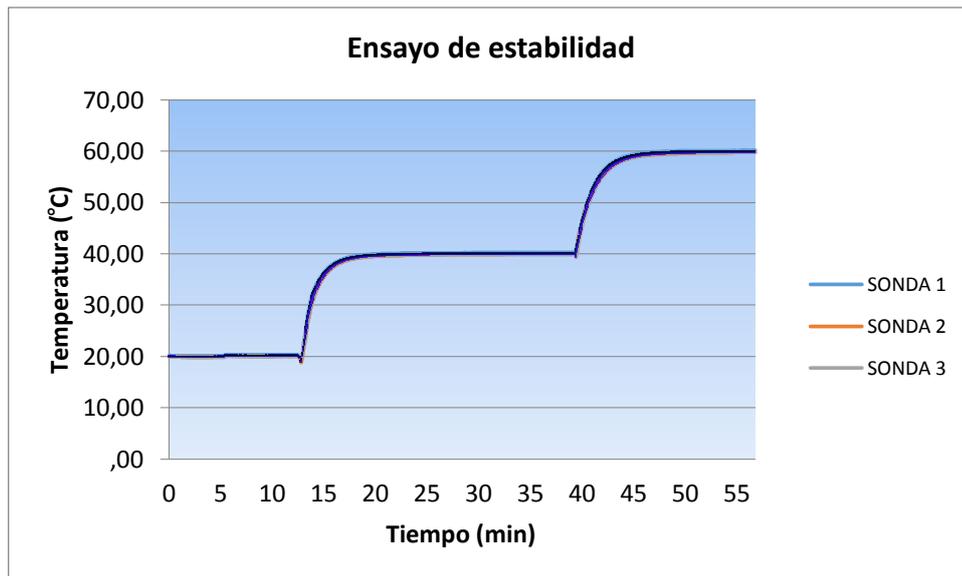


Figura 3.26: Ensayo de estabilidad térmica de sondas de contacto.

Se observa en la representación gráfica de la Figura 3.26 un tiempo de respuesta de aproximadamente unos 10 o 12 minutos frente a escalones de 20 °C. Esta lenta respuesta, influye en los ensayos con estas sondas debido a que una cierta variación de temperatura en el módulo provocada por una racha de viento, o por el sombreado de una nube, será medida con diferente rapidez por el equipo de termografía y por las sondas de contacto. Con idea de poder comparar resultados con ambos sistemas de forma estacionaria serán necesarias considerar la ausencia de condiciones atmosféricas variables o bien unas condiciones térmicas estabilizadas de unos 12 minutos las cuales serán tenidas en cuenta en los ensayos a realizar.

En la Figura 3.27: se muestran las termografías realizadas para los módulos FV de las 3 tecnologías de la planta experimental tanto de forma frontal como de forma trasera. Un resumen de las condiciones atmosféricas, de configuración y de las temperaturas medidas por la sonda de contacto en cada caso, permite la obtención de los resultados de emisividad que se presentan en la Tabla 3.4:.

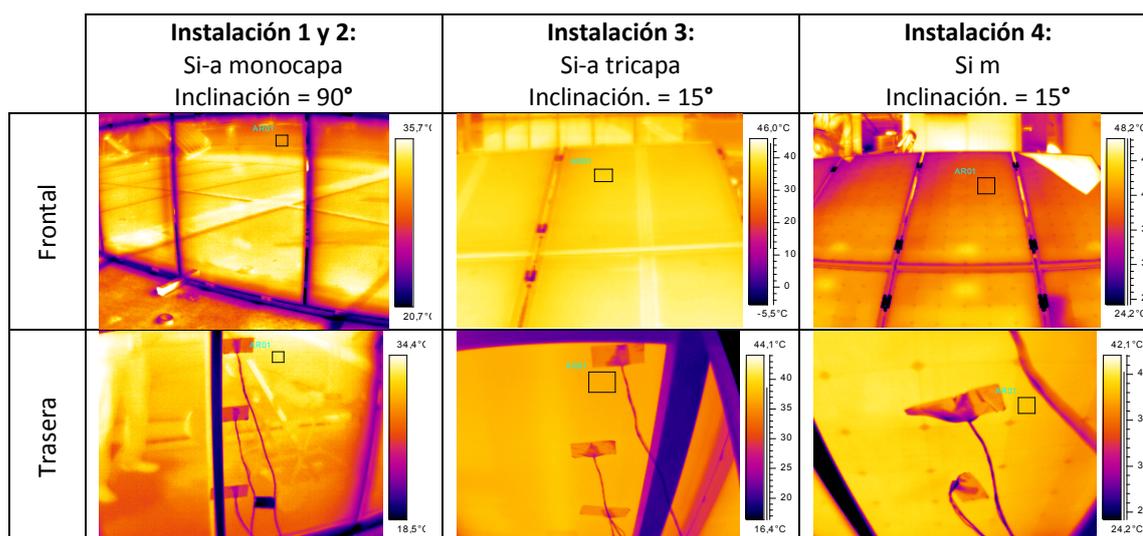


Figura 3.27: Termografías IR obtenidas para determinación experimental de emisividad.

	Instalación 1 y 2: Si-a monocapa Inclinación = 90°		Instalación 3: Si-a tricapa Inclinación = 15°		Instalación 4: Si m Inclinación = 15°	
	Frontal	Trasera	Frontal	Trasera	Frontal	Trasera
Temp. Reflejada (°C)	0	0	-45	30	-45	30
Temp. Atmosférica (°C)	27,6	27,6	26,6	26,6	27,1	27,1
Humedad (%)	41	41	41	41	41	41
Temp. Medida sonda(°C)	32,9	33,1	36,7	36,7	38,0	38,2
Distancia (m)	2	1	2	1	2	1
Fecha	07/11/11	07/11/11	07/11/11	07/11/11	07/11/11	07/11/11
Hora	13:11	13:14	13:36	13:38	14:00	14:02
Termografía IR	IR 1958	IR 1962	IR 1978	IR 1982	IR 2000	IR 2004
Emisividad calculada	0,86	0,92	0,88	0,96	0,80	0,98

Tabla 3.4: Resultados de emisividad obtenidos y condiciones de obtención.

Los resultados de emisividad obtenidos se aproximan a los valores proporcionados por tablas. En cualquier caso la determinación experimental, con ayuda del sensor de contacto de la forma descrita, permitirá mediante la termografía IR obtener de forma más exacta la temperatura que puedan presentar los módulos FV tanto de forma frontal como de forma trasera. De los resultados obtenidos se pueden deducir las siguientes conclusiones:

- La obtención experimental de la emisividad en la parte frontal presenta dificultades en su determinación debido a la existencia de reflejos (sol, cielo, edificios, etc.) que suponen una perturbación para la temperatura medida.
- La emisividad experimental obtenida en la parte trasera se determina con mayor facilidad al existir menos perturbaciones de reflejos externos. No obstante, se

presenta una mayor dificultad en el acceso para instalaciones inclinadas y un campo de visión más limitado lo que complica físicamente la realización de la medida.

3.5.4 Influencia de la reflectividad con el ángulo de inspección

El valor de la reflectividad es complementario al valor de la emisividad en materiales opacos al IR. Este comportamiento es característico de la mayor parte de los materiales sólidos. En particular, esto ocurre en los materiales habituales utilizados para recubrir de forma frontal y trasera los módulos FV. Tanto la reflectividad como la emisividad son parámetros que varían con respecto al ángulo de inspección. El valor típico de la emisividad frontal en módulos FV es del orden de 0,85. Como se aprecia capítulo anterior en Figura 2.27 este valor disminuye a partir de aproximadamente 40° medidos respecto a la perpendicular. Con la reflectividad sucede lo contrario, su valor se mantiene constante en torno a 0,15 y se incrementa a partir de aproximadamente 40° con el ángulo de inspección. Este comportamiento supone para la realización de inspecciones termográficas sobre módulos FV que el ángulo de inspección sobre cualquier parte del módulo deberá ser inferior a 40° respecto a la perpendicular (o superior a 60° respecto al plano de los módulos). Si no se cumple lo anterior se producirá un incremento de la reflectividad, y por tanto del efecto de la radiación reflejada tanto del cielo como del sol.

Con objeto de estudiar la influencia del valor de la reflectividad con respecto al ángulo de inspección se realiza ensayo en laboratorio sobre módulo FV de Si-m. Dicho módulo está recubierto de vidrio, el cual presenta un comportamiento de tipo especular. Se utiliza calibrador de IR y cámara termográfica posicionada para medir la temperatura reflejada. El calibrador IR proyecta radiación IR con emisividad de 0,95 según temperatura de consigna ajustada. La cámara IR se posicionará con un ángulo de inspección coincidente con el ángulo de proyección del calibrador de IR debido a que la reflexión sobre la cubierta del vidrio del módulo FV es de tipo especular. La temperatura en el calibrador IR se ajusta a 150°C debido a que según (Larsen & Hongn 2014) los errores serán menores. La disposición de elementos se observa en la Figura 3.28.



Figura 3.28: Disposición de calibrador IR y cámara termográfica para estudio de reflectividad sobre módulo FV.

El ensayo se realiza para diferentes ángulos de proyección y de inspección (15° , 30° , 45° , 60° y 75° medidos desde la perpendicular), con el uso de una cartulina con marcas de los ángulos indicados que ayude a posicionar los equipos. Para cada una de las posiciones se calcula el valor de la reflectividad con la ecuación (3. 3) la cual se propone y valida en (Krenzinger & de Andrade 2007; Larsen & Hongn 2014).

$$\rho = \frac{(T_{ref} + 273)^4 - (T_{atm} + 273)^4}{(T_s + 273)^4 - (T_{atm} + 273)^4} \quad (3. 3)$$

Donde T_s es la temperatura ($^\circ\text{C}$) de la fuente medida por la cámara, T_{atm} es la temperatura atmosférica del aire ($^\circ\text{C}$), y T_{ref} es la temperatura aparente reflejada ($^\circ\text{C}$). En la Figura 3.29 **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** puede observarse de forma gráfica el resultado para la reflectividad y la emisividad. Esta variación respecto al ángulo de inspección confirma el comportamiento indicado.

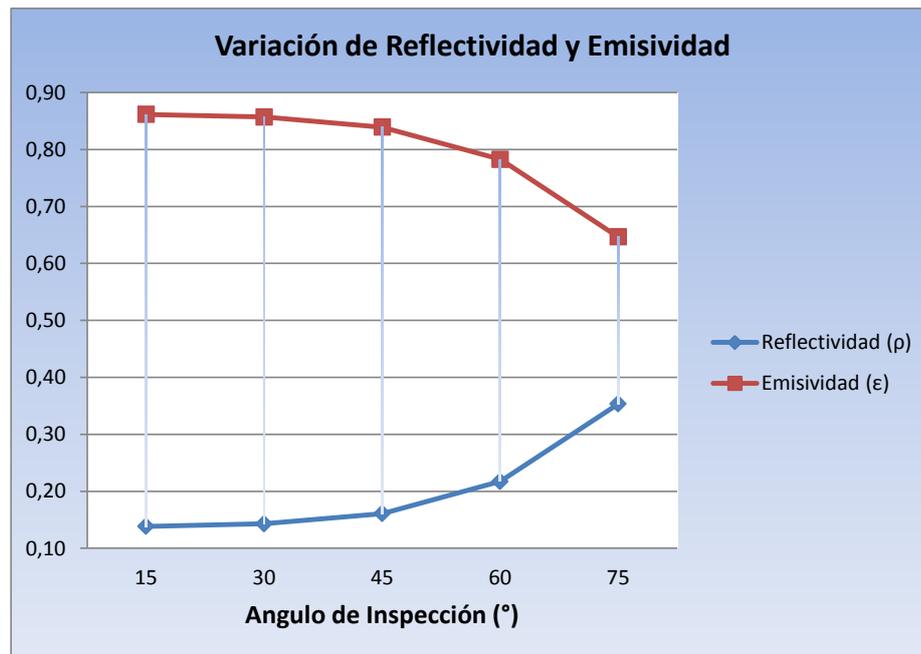


Figura 3.29: Variación de la reflectividad respecto al ángulo de inspección para vidrio de módulo FV.

Como se observa en la gráfica la emisividad se mantiene constante hasta un valor aproximado de 40° . Teniendo en cuenta que la configuración del equipo termográfico se ajusta a un valor de la emisividad concreto para la inspección, será necesario además mantener como limite el valor indicado pues de lo contrario se incrementará el efecto de la radiación procedente del cielo para los ensayos en el exterior.

3.5.5 Efecto de la presencia de nubes

El hecho de que exista presencia de nubes, su tipología, su nivel de cobertura y la posibilidad de movimiento durante la inspección IR puede afectar a las lecturas de temperatura sobre los módulos FV. Esto se produce por dos motivos: se va a producir un cambio de la temperatura reflejada del cielo, y va a afectar al estado térmico estacionario del sistema FV si la cobertura de nubes es parcial y están en movimiento. Además, el hecho de que sean de tipo cúmulos puede provocar reflexiones procedentes del cielo y el sol, siendo preferibles las de tipo cirrus.

Para analizar el efecto de la presencia de nubes se realiza ensayo de campo sobre módulo FV al cual se le provoca una célula caliente tapándola con cinta aislante tal como se aprecia en Figura 3.30. Se elige para el ensayo un día con cielo parcialmente nuboso y con nubes en movimiento. Posteriormente se analiza y registra periódicamente mediante termografía IR la temperatura de la célula caliente y la temperatura de una célula adyacente. Los valores de las temperaturas medidas durante un intervalo de unos 20 minutos se aprecian en la Figura

3.31. Se muestran en dicha figura la variación de irradiancia durante el ensayo, el cual es indicativo de la variación de nubes producidas, y de velocidad del viento medido por la estación meteorológica. El valor promedio de la velocidad del viento durante el ensayo es de 4,74 m/s y se considera un efecto convectivo constante sobre el módulo.



Figura 3.30: Disposición de elementos para analizar célula caliente en módulo FV por efecto de la presencia de nubes.

Un análisis numérico de las temperaturas registradas por termografía IR durante el ensayo indican que para la célula caliente la temperatura máxima es de 61,5 °C y la temperatura mínima es de 51,6 °C, mientras que para la célula adyacente la temperatura máxima es de 51,4 °C y la temperatura mínima es de 44,1 °C. Es decir, como consecuencia de la presencia de nubes en movimiento durante el ensayo se produce un gradiente de temperatura de 10,1 °C en la célula caliente y un gradiente de 7,3 °C en la célula adyacente.

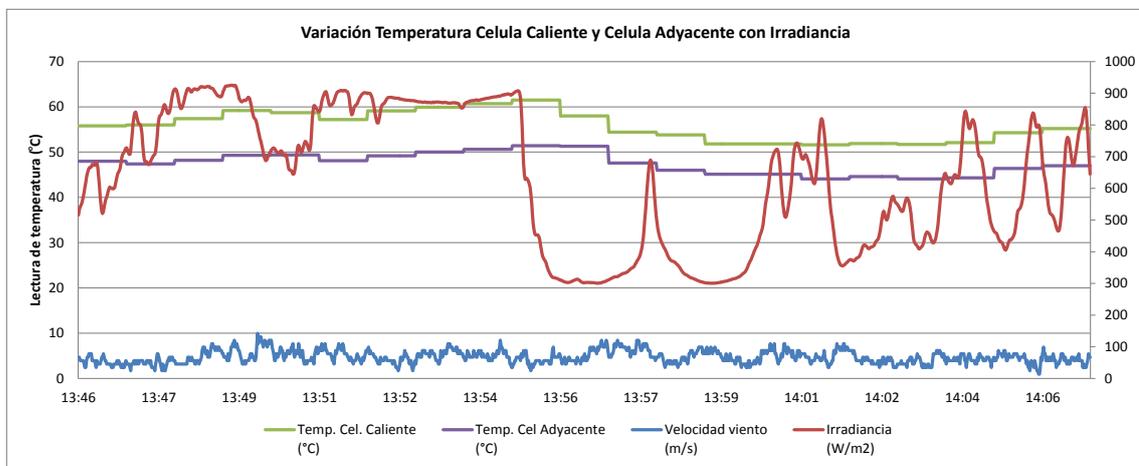


Figura 3.31: Variación de la temperatura de célula caliente y célula adyacente por efecto de la presencia de nubes.

3.5.6 Efecto de la velocidad del viento

Como se ha comentado anteriormente la velocidad del viento va a influir en el comportamiento térmico de los módulos FV. Es necesario tener en cuenta el efecto convectivo del mismo si se pretende que la termografía IR proporcione resultados con exactitud de la temperatura medida. Por otra parte en el análisis bibliográfico realizado no se ha detectado la existencia de un procedimiento para compensar en la medida de temperatura el efecto de la velocidad del viento en la inspección de instalaciones FV mediante termografía IR.

Con objeto de comprobar experimentalmente el efecto convectivo del viento y plantear un método que lo compense se plantea ensayo sobre módulo FV con célula sombreada. El ensayo consiste en registrar durante un día despejado completo y periodicidad de 1 minuto la temperatura por termografía IR de un módulo FV de forma frontal. Se van a analizar la temperatura promedio de célula caliente como la temperatura promediada de célula adyacente. Además se registran mediante instrumentación accesoria y estación meteorológica las siguientes variables: irradiancia sobre plano inclinado (W/m^2), velocidad del viento (m/s), temperatura atmosférica ($^{\circ}C$). Todas las variables excepto la irradiancia se han registrado con periodicidad 1 minuto. La irradiancia sobre plano inclinado se ha registrado con periodicidad de 5 minutos.



Figura 3.32: Disposición de elementos para validación de método de estimación térmica de módulo FV por método termográfico.

En la Figura 3.33 se observa las lecturas de temperatura obtenidas tanto en célula caliente como célula adyacente respecto a la velocidad del viento. La recta de regresión lineal en ambos casos muestra la tendencia si bien el coeficiente R^2 indica la dispersión de datos debida al carácter racheado del viento.

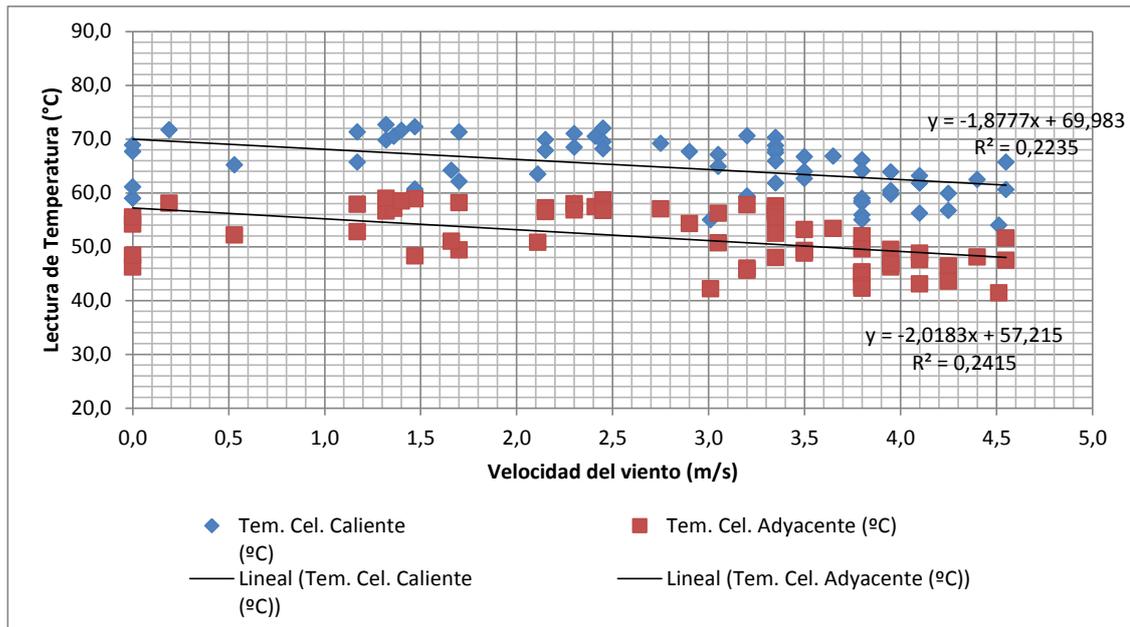


Figura 3.33: Lecturas de temperatura en célula caliente y célula adyacente respecto a la velocidad del viento.

Con objeto de estudiar el efecto del viento tanto en la parte superior como en la inferior para las 4 instalaciones de la planta experimental se han situado con ayuda de herramienta de análisis del software ThermaCAM Researcher una línea en la parte superior y otra línea en la parte inferior con objeto de calcular las temperaturas promedios de ambas líneas y la diferencia entre dichos promedios de temperatura. En la Figura 3.34: se exponen las termografías realizadas para cada una de las 4 instalaciones. Los resultados obtenidos así como los parámetros de configuración se muestran en la Tabla 3.5.: La velocidad del viento máxima medida mediante estación meteorológica en el intervalo temporal del ensayo fue de 8,9 m/s, mientras que la velocidad promedio fue de 5,04 m/s.

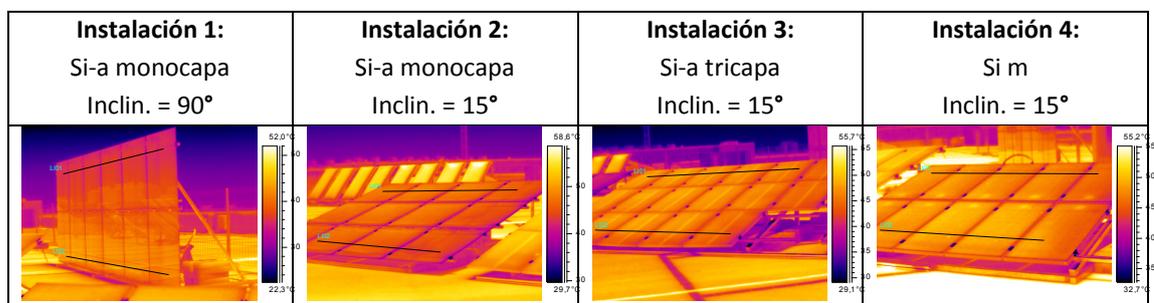


Figura 3.34: Termografías IR para estudio del efecto del viento en parte superior e inferior en estación experimental.

Emisividad	0,86	0,86	0,88	0,80
Temp. Reflejada (°C)	0	-45	-45	-45
Temp. Atmosférica (°C)	34,1	31,5	33,6	33,0
Humedad (%)	51	54	51	51
Distancia (m)	3	4	4	4
Fecha	30/06/11	30/06/11	30/06/11	30/06/11
Hora	13:16	13:35	13:52	14:09
Termografía IR	IR 1843	IR 1852	IR 1863	IR 1873
Promedio Temp. línea sup. (°C)	37,2	46,0	50,6	50,9
Promedio Temp. línea inf. (°C)	43,6	43,5	48,5	52,4
Diferencia Prom. Temp.	-6,4	2,5	2,1	-1,5

Tabla 3.5: Resultados de estudio del efecto del viento en parte superior e inferior en estación experimental.

Los resultados obtenidos permiten observar que la mayor diferencia de temperatura obtenida se corresponde con la instalación 1. En esta instalación la parte superior se encuentra unos 6°C por debajo respecto de la parte inferior debido al efecto convectivo sobre la parte superior la cual se encuentra a mayor distancia del suelo para esta instalación de inclinación 90°. Para el resto de instalaciones (inclinación 15°) la diferencia de temperatura obtenida es bastante inferior en magnitud y con signo diferente posiblemente debido a la existencia de elementos arquitectónicos cercanos que alteran la circulación del viento. Además el factor de corrección para este caso obtenido en Figura 3.36 con T_{atm} de 33 °C, G de 1000 W/m² y V_{vie} de 5 04 m/s sería de 1,14 por lo que tampoco el efecto convectivo es importante.

3.6 Propuesta de método para compensar el efecto convectivo del viento

Se propone en esta Tesis un método original para considerar un factor de corrección a la medida de temperatura que compense el efecto de la velocidad del viento. Para la selección del método consideramos los modelos térmicos estudiados en el apartado 1.5 que tienen en cuenta como variable a la velocidad del viento. Estos modelos son el método de *TamizhMani* y el método de *Sandia National Laboratories*. Con objeto de validación de ambos métodos por termografía IR y seleccionar el más adecuado se realiza ensayo de campo sobre módulo FV.

Con las variables registradas se han aplicado las expresiones correspondientes a método de *TamizhMani* (modelo de 3 parámetros) y el método de *Sandia National Laboratories*. En la Figura 3.35 se observan de forma gráfica los resultados obtenidos junto con la evolución a lo largo del día de las restantes variables. Puede comprobarse en dicha grafica que el método

de *TamizhMani* presenta un resultado más próximo a la medida por termografía. Un análisis numérico permite comprobar que el valor promedio de la diferencia entre la temperatura obtenida por método de *TamizhMani* y la temperatura por termografía es de un valor de 1,3 °C. Mientras que el valor promedio de la diferencia entre temperatura obtenida por método de *Sandia National Laboratories* y temperatura por termografía es de un valor de 4,6 °C. Por consiguiente el método de *TamizhMani* es el más apropiado para el propósito deseado puesto que el error obtenido es menor.

Las medidas termográficas se han realizado durante más de 5 horas, con irradiación sobre plano inclinado con valor superior a 700 W/m² y posicionando la cámara de forma que se minimice el reflejo del sol. No existen perturbaciones debido a nubes al tratarse de un día completamente despejado. La velocidad del viento es de tipo racheado de un valor promedio de 1 m/s hasta las 13:00h y de 3,3 m/s de promedio a partir de dicha hora.

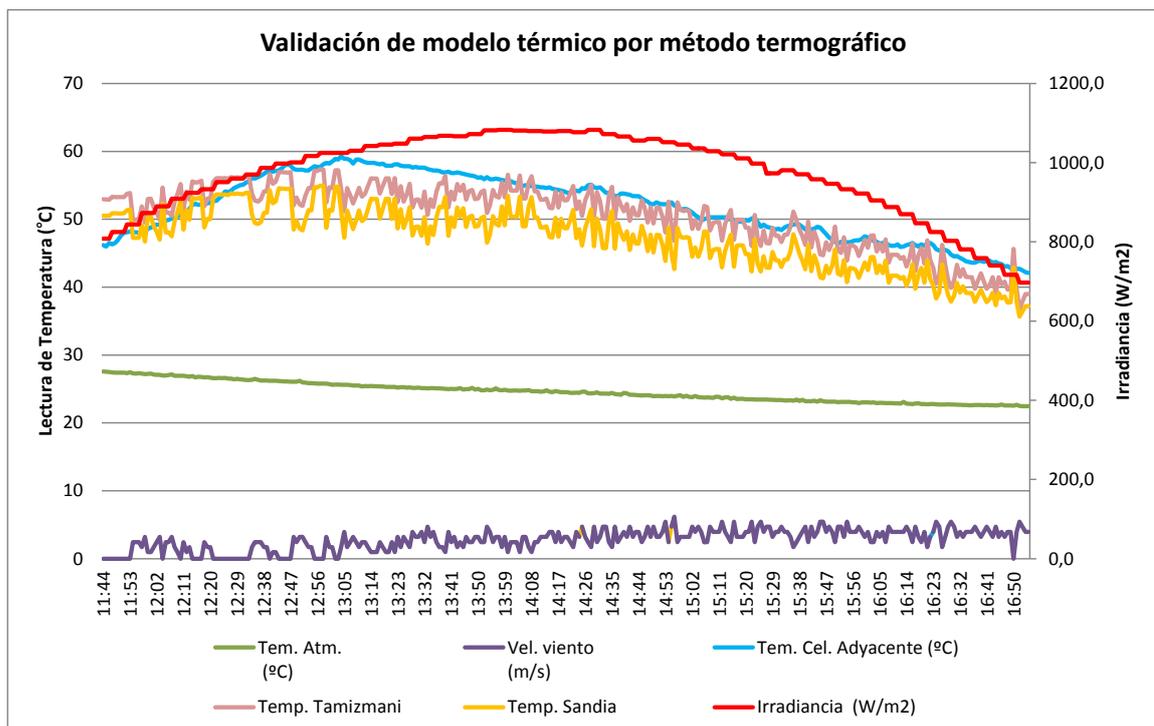


Figura 3.35: Validación de modelo térmico por método termográfico.

Por tanto vamos a considerar el método de *Tamizhmani* (TamizhMani et al. 2003) estudiado en el apartado 1.5.3, y concretamente el modelo de 3 parámetros por considerarlo simple y adecuado para las diversas tecnologías de módulos FV. Dicho modelo se basa en la siguiente expresión:

$$T_{mod} = 0,943 \cdot T_{atm} + 0,028 \cdot G - 1,528 \cdot V_{vie} + 4,328 \quad (3.4)$$

Si se consideran diversos valores concretos de T_{atm} , G y V_{vie} y se aplica este modelo se obtienen los valores de temperatura de módulo que se indican en la Tabla 3.6. Como se puede apreciar los dos valores en cabecera de dicha tabla indican T_{atm} y G respectivamente mientras que las distintas filas se corresponden con la temperatura del módulo para diferentes valores de velocidad del viento desde 0 hasta 15 m/s. Si se divide el valor de la primera fila (correspondiente a velocidad de viento nula) por cada valor de temperatura obtenido se obtendrá en cada caso el factor de corrección a aplicar según se observa en la Tabla 3.7. A efectos prácticos el factor de corrección será el valor que haya que multiplicar por el valor medido de temperatura de forma que el resultado de temperatura corregido fuese el equivalente al existente sin viento. Los valores límites para cada variable (40 °C, 1100 W/m² y 15 m/s) son los considerados como máximos posibles para una inspección IR al aire libre. Los valores seleccionados para cada variable se han considerado como los adecuados para obtener una variabilidad apreciable para el factor de corrección.

Durante la realización de la inspección será necesario hacer medidas in situ de las variables T_{atm} , G y V_{vie} de forma que se pueda seleccionar un valor concreto de la tabla. Lógicamente será necesario aproximar a los valores más cercanos a los propuestos T_{atm} , G y V_{vie} de tal forma que se pueda seleccionar el factor de corrección más acorde según las variables previamente medidas. Por ejemplo, si las variables medidas al inicio de la inspección son de temperatura atmosférica de 22 °C, irradiancia de 820 W/m² y velocidad del viento de 11,8 m/s el factor de corrección será según Tabla 3.6 de 1,67. Este factor de corrección sería el que habría que considerar para compensar la temperatura medida en las condiciones prescritas.

V _{vie} (m/s)	T _{atm} (°C)								
	10			10			10		
	G (W/m ²)								
	700	750	800	850	900	950	1000	1050	1100
0	33,4	34,8	36,2	37,6	39,0	40,4	41,8	43,2	44,6
1	31,8	33,2	34,6	36,0	37,4	38,8	40,2	41,6	43,0
2	30,3	31,7	33,1	34,5	35,9	37,3	38,7	40,1	41,5
3	28,8	30,2	31,6	33,0	34,4	35,8	37,2	38,6	40,0
4	27,2	28,6	30,0	31,4	32,8	34,2	35,6	37,0	38,4
5	25,7	27,1	28,5	29,9	31,3	32,7	34,1	35,5	36,9
6	24,2	25,6	27,0	28,4	29,8	31,2	32,6	34,0	35,4
7	22,7	24,1	25,5	26,9	28,3	29,7	31,1	32,5	33,9
8	21,1	22,5	23,9	25,3	26,7	28,1	29,5	30,9	32,3
9	19,6	21,0	22,4	23,8	25,2	26,6	28,0	29,4	30,8
10	18,1	19,5	20,9	22,3	23,7	25,1	26,5	27,9	29,3
11	16,6	18,0	19,4	20,8	22,2	23,6	25,0	26,4	27,8
12	15,0	16,4	17,8	19,2	20,6	22,0	23,4	24,8	26,2
13	13,5	14,9	16,3	17,7	19,1	20,5	21,9	23,3	24,7
14	12,0	13,4	14,8	16,2	17,6	19,0	20,4	21,8	23,2
15	10,4	11,8	13,2	14,6	16,0	17,4	18,8	20,2	21,6

V _{vie} (m/s)	T _{atm} (°C)								
	20			20			20		
	G (W/m ²)								
	700	750	800	850	900	950	1000	1050	1100
0	42,8	44,2	45,6	47,0	48,4	49,8	51,2	52,6	54,0
1	41,3	42,7	44,1	45,5	46,9	48,3	49,7	51,1	52,5
2	39,7	41,1	42,5	43,9	45,3	46,7	48,1	49,5	50,9
3	38,2	39,6	41,0	42,4	43,8	45,2	46,6	48,0	49,4
4	36,7	38,1	39,5	40,9	42,3	43,7	45,1	46,5	47,9
5	35,1	36,5	37,9	39,3	40,7	42,1	43,5	44,9	46,3
6	33,6	35,0	36,4	37,8	39,2	40,6	42,0	43,4	44,8
7	32,1	33,5	34,9	36,3	37,7	39,1	40,5	41,9	43,3
8	30,6	32,0	33,4	34,8	36,2	37,6	39,0	40,4	41,8
9	29,0	30,4	31,8	33,2	34,6	36,0	37,4	38,8	40,2
10	27,5	28,9	30,3	31,7	33,1	34,5	35,9	37,3	38,7
11	26,0	27,4	28,8	30,2	31,6	33,0	34,4	35,8	37,2
12	24,5	25,9	27,3	28,7	30,1	31,5	32,9	34,3	35,7
13	22,9	24,3	25,7	27,1	28,5	29,9	31,3	32,7	34,1
14	21,4	22,8	24,2	25,6	27,0	28,4	29,8	31,2	32,6
15	19,9	21,3	22,7	24,1	25,5	26,9	28,3	29,7	31,1

V _{vie} (m/s)	T _{atm} (°C)								
	30			30			30		
	G (W/m ²)								
	700	750	800	850	900	950	1000	1050	1100
0	52,2	53,6	55,0	56,4	57,8	59,2	60,6	62,0	63,4
1	50,7	52,1	53,5	54,9	56,3	57,7	59,1	60,5	61,9
2	49,2	50,6	52,0	53,4	54,8	56,2	57,6	59,0	60,4
3	47,6	49,0	50,4	51,8	53,2	54,6	56,0	57,4	58,8
4	46,1	47,5	48,9	50,3	51,7	53,1	54,5	55,9	57,3
5	44,6	46,0	47,4	48,8	50,2	51,6	53,0	54,4	55,8
6	43,1	44,5	45,9	47,3	48,7	50,1	51,5	52,9	54,3
7	41,5	42,9	44,3	45,7	47,1	48,5	49,9	51,3	52,7
8	40,0	41,4	42,8	44,2	45,6	47,0	48,4	49,8	51,2
9	38,5	39,9	41,3	42,7	44,1	45,5	46,9	48,3	49,7
10	36,9	38,3	39,7	41,1	42,5	43,9	45,3	46,7	48,1
11	35,4	36,8	38,2	39,6	41,0	42,4	43,8	45,2	46,6
12	33,9	35,3	36,7	38,1	39,5	40,9	42,3	43,7	45,1
13	32,4	33,8	35,2	36,6	38,0	39,4	40,8	42,2	43,6
14	30,8	32,2	33,6	35,0	36,4	37,8	39,2	40,6	42,0
15	29,3	30,7	32,1	33,5	34,9	36,3	37,7	39,1	40,5

V _{vie} (m/s)	T _{atm} (°C)								
	40			40			40		
	G (W/m ²)								
	700	750	800	850	900	950	1000	1050	1100
0	61,6	63,0	64,4	65,8	67,2	68,6	70,0	71,4	72,8
1	60,1	61,5	62,9	64,3	65,7	67,1	68,5	69,9	71,3
2	58,6	60,0	61,4	62,8	64,2	65,6	67,0	68,4	69,8
3	57,1	58,5	59,9	61,3	62,7	64,1	65,5	66,9	68,3
4	55,5	56,9	58,3	59,7	61,1	62,5	63,9	65,3	66,7
5	54,0	55,4	56,8	58,2	59,6	61,0	62,4	63,8	65,2
6	52,5	53,9	55,3	56,7	58,1	59,5	60,9	62,3	63,7
7	51,0	52,4	53,8	55,2	56,6	58,0	59,4	60,8	62,2
8	49,4	50,8	52,2	53,6	55,0	56,4	57,8	59,2	60,6
9	47,9	49,3	50,7	52,1	53,5	54,9	56,3	57,7	59,1
10	46,4	47,8	49,2	50,6	52,0	53,4	54,8	56,2	57,6
11	44,8	46,2	47,6	49,0	50,4	51,8	53,2	54,6	56,0
12	43,3	44,7	46,1	47,5	48,9	50,3	51,7	53,1	54,5
13	41,8	43,2	44,6	46,0	47,4	48,8	50,2	51,6	53,0
14	40,3	41,7	43,1	44,5	45,9	47,3	48,7	50,1	51,5
15	38,7	40,1	41,5	42,9	44,3	45,7	47,1	48,5	49,9

Tabla 3.6: Valores de temperatura obtenidos por aplicación de modelos de 3 parámetros según método de Tamizhmani.

V_{vie} (m/s)	T_{atm} (°C)								
	10			10			10		
	G (W/m ²)								
	700	750	800	850	900	950	1000	1050	1100
0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
2	1,10	1,10	1,09	1,09	1,09	1,08	1,08	1,08	1,07
3	1,16	1,15	1,15	1,14	1,13	1,13	1,12	1,12	1,11
4	1,22	1,21	1,20	1,19	1,19	1,18	1,17	1,16	1,16
5	1,30	1,28	1,27	1,26	1,24	1,23	1,22	1,22	1,21
6	1,38	1,36	1,34	1,32	1,31	1,29	1,28	1,27	1,26
7	1,47	1,44	1,42	1,40	1,38	1,36	1,34	1,33	1,32
8	1,58	1,54	1,51	1,48	1,46	1,43	1,41	1,40	1,38
9	1,70	1,65	1,61	1,58	1,55	1,52	1,49	1,47	1,45
10	1,85	1,78	1,73	1,69	1,65	1,61	1,58	1,55	1,52
11	2,02	1,94	1,87	1,81	1,76	1,71	1,67	1,64	1,61
12	2,22	2,12	2,03	1,95	1,89	1,83	1,78	1,74	1,70
13	2,47	2,33	2,22	2,12	2,04	1,97	1,91	1,85	1,80
14	2,79	2,60	2,45	2,32	2,22	2,13	2,05	1,98	1,92
15	3,20	2,94	2,73	2,57	2,43	2,31	2,22	2,13	2,06

V_{vie} (m/s)	T_{atm} (°C)								
	20			20			20		
	G (W/m ²)								
	700	750	800	850	900	950	1000	1050	1100
0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
2	1,08	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06
3	1,12	1,12	1,11	1,11	1,10	1,10	1,10	1,10	1,09
4	1,17	1,16	1,15	1,15	1,14	1,14	1,14	1,13	1,13
5	1,22	1,21	1,20	1,19	1,19	1,18	1,18	1,17	1,16
6	1,27	1,26	1,25	1,24	1,23	1,23	1,22	1,21	1,20
7	1,33	1,32	1,31	1,29	1,28	1,27	1,26	1,26	1,25
8	1,40	1,38	1,37	1,35	1,34	1,33	1,31	1,30	1,29
9	1,47	1,45	1,43	1,41	1,40	1,38	1,37	1,35	1,34
10	1,56	1,53	1,50	1,48	1,46	1,44	1,43	1,41	1,39
11	1,65	1,61	1,58	1,56	1,53	1,51	1,49	1,47	1,45
12	1,75	1,71	1,67	1,64	1,61	1,58	1,56	1,54	1,51
13	1,87	1,82	1,77	1,73	1,70	1,66	1,63	1,61	1,58
14	2,00	1,94	1,88	1,84	1,79	1,75	1,72	1,69	1,66
15	2,15	2,08	2,01	1,95	1,90	1,85	1,81	1,77	1,74

V_{vie} (m/s)	T_{atm} (°C)								
	30			30			30		
	G (W/m ²)								
	700	750	800	850	900	950	1000	1050	1100
0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02
2	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05
3	1,10	1,09	1,09	1,09	1,09	1,08	1,08	1,08	1,08
4	1,13	1,13	1,12	1,12	1,12	1,12	1,11	1,11	1,11
5	1,17	1,17	1,16	1,16	1,15	1,15	1,14	1,14	1,14
6	1,21	1,21	1,20	1,19	1,19	1,18	1,18	1,17	1,17
7	1,26	1,25	1,24	1,23	1,23	1,22	1,21	1,21	1,20
8	1,31	1,30	1,29	1,28	1,27	1,26	1,25	1,25	1,24
9	1,36	1,34	1,33	1,32	1,31	1,30	1,29	1,28	1,28
10	1,41	1,40	1,38	1,37	1,36	1,35	1,34	1,33	1,32
11	1,47	1,46	1,44	1,42	1,41	1,40	1,38	1,37	1,36
12	1,54	1,52	1,50	1,48	1,46	1,45	1,43	1,42	1,41
13	1,61	1,59	1,57	1,54	1,52	1,50	1,49	1,47	1,46
14	1,69	1,66	1,64	1,61	1,59	1,57	1,55	1,53	1,51
15	1,78	1,75	1,71	1,68	1,66	1,63	1,61	1,59	1,57

V_{vie} (m/s)	T_{atm} (°C)								
	40			40			40		
	G (W/m ²)								
	700	750	800	850	900	950	1000	1050	1100
0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
2	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04
3	1,08	1,08	1,08	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07
4	1,11	1,11	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,09	1,09
5	1,14	1,14	1,13	1,13	1,13	1,13	1,12	1,12	1,12
6	1,17	1,17	1,17	1,16	1,16	1,15	1,15	1,15	1,14
7	1,21	1,20	1,20	1,19	1,19	1,18	1,18	1,18	1,17
8	1,25	1,24	1,23	1,23	1,22	1,22	1,21	1,21	1,20
9	1,29	1,28	1,27	1,26	1,26	1,25	1,24	1,24	1,23
10	1,33	1,32	1,31	1,30	1,29	1,29	1,28	1,27	1,27
11	1,37	1,36	1,35	1,34	1,33	1,32	1,32	1,31	1,30
12	1,42	1,41	1,40	1,39	1,37	1,36	1,35	1,35	1,34
13	1,48	1,46	1,45	1,43	1,42	1,41	1,40	1,39	1,37
14	1,53	1,51	1,50	1,48	1,47	1,45	1,44	1,43	1,42
15	1,59	1,57	1,55	1,53	1,52	1,50	1,49	1,47	1,46

Tabla 3.7: Factor de corrección obtenido por aplicación de modelos de 3 parámetros según método de *Tamizhmani*.

Mediante la Figura 3.36 es posible calcular de forma alternativa el factor de corrección de forma gráfica a partir de las variables T_{atm} , G y V_{vie} previamente medidas.

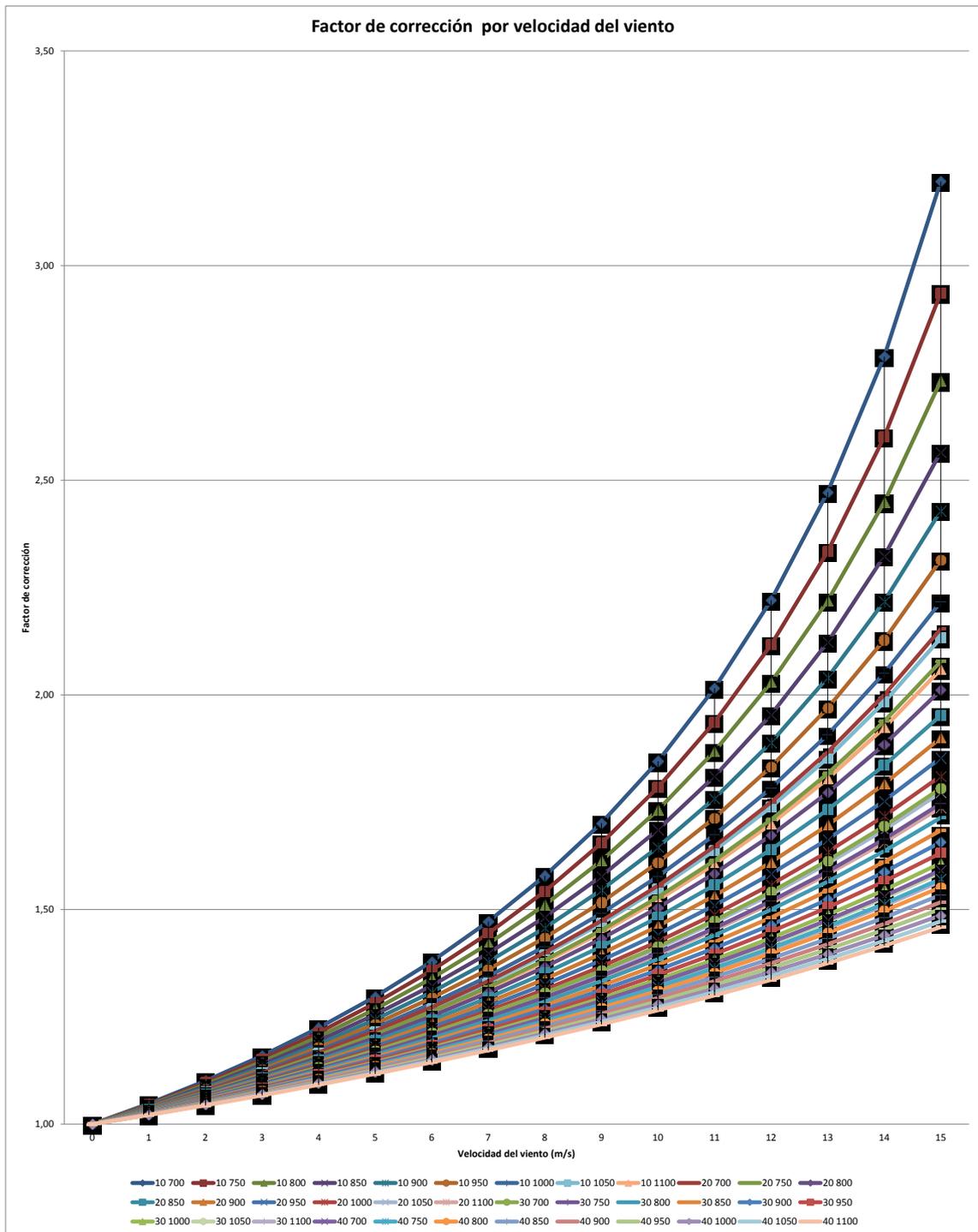


Figura 3.36: Factor de corrección obtenido por aplicación de modelos de 3 parámetros según método de Tamizhmani.

3.7 Análisis de la influencia del posicionamiento del equipo termográfico para la inspección en instalaciones FV

Se plantean a continuación varios ensayos con objeto de establecer el posicionamiento más idóneo para la inspección termográfica en instalaciones FV. Se pretende que este posicionamiento permita la determinación del lugar de inspección más adecuado teniendo en cuenta tanto la accesibilidad a la instalación como las reflexiones del sol y del cielo.

3.7.1 Análisis de la influencia de la inspección frontal o trasera

La realización de inspección termográfica en módulos FV de forma frontal o trasera va a estar condicionada por la accesibilidad al lugar de la instalación y a la ubicación adecuada para evitar la influencia de las reflexiones externas. En determinadas situaciones (instalaciones FV integradas en fachada o tejado, inspecciones aéreas, etc.) únicamente será posible la inspección por la parte frontal, mientras que en otras situaciones (huerto solar, instalación FV ubicada en cubierta visitable) también será posible la inspección por la parte trasera. En cada caso será necesario considerar las condiciones de configuración del equipo termográfico con objeto de minimizar la influencia del entorno y obtener la máxima exactitud. También será necesario considerar la condición de carga en la instalación FV pues el comportamiento térmico variará si los módulos se encuentran en carga o en circuito abierto. Si un módulo FV se encuentra en carga podrá presentar una transferencia de calor por conducción desde las células al exterior a través de los componentes del módulo.

En la Figura 3.37 se presenta la imagen termográfica, en la parte frontal y en la parte trasera, de un módulo FV en cortocircuito durante un análisis térmico bajo condiciones de cielo despejado. Ambas termografías han sido tomadas con pocos segundos de diferencia y en condiciones térmicas estables. La diferencia en la temperatura obtenida en la misma región para ambas caras es del orden de 2 °C. Lógicamente no se espera la existencia de la misma temperatura, debido a las diferentes resistencias térmicas de los materiales que conforman la parte frontal y trasera del módulo. Por tanto, la transferencia de calor desde las células calientes al ambiente no será igual en ambas caras del módulo.

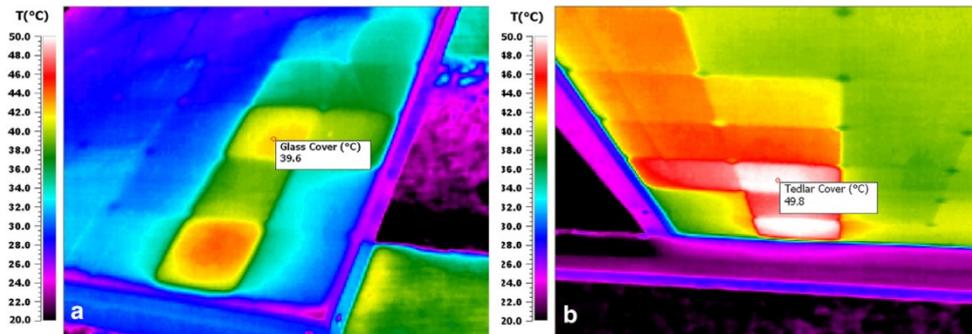


Figura 3.37: Termografías que indican diferencia entre la temperatura de una célula de un módulo FV entre el lado frontal (a) y el lado posterior (b) (Krenzinger & de Andrade 2007).

Si un módulo se encuentra sin carga, la transferencia de calor en condiciones térmicas estables se producirá básicamente por radiación y convección. Con objeto de estudiar de forma práctica la diferencia de temperatura que pueda darse en un módulo sin carga entre la parte frontal y la trasera se plantea un ensayo para las instalaciones existentes en la planta experimental. Se van a utilizar 3 sondas de contacto de tipo PT100 (identificados como 1, 2 y 3) y dos sondas de contacto de tipo termopar tipo J (identificadas como TC-1 y TC-2) con objeto de confirmar los valores medidos y su situación estacionaria. Todas las sondas de contacto se fijan en la parte posterior del módulo FV. En la Figura 3.38 se observa la disposición de sondas de contacto en la parte posterior de los módulos FV utilizadas en el ensayo. El ensayo se realiza con irradiancia superior a 700 W/m^2 y velocidad de viento nula o despreciable.

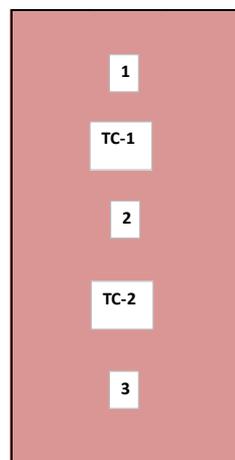


Figura 3.38: Disposición de sondas de contacto utilizadas en el ensayo.

En la Figura 3.39: se pueden ver las termografías obtenidas en este ensayo para la determinación experimental de la diferencia de temperatura entre la parte frontal y

posterior de módulos sin carga. Se utiliza para cada instalación el valor de la emisividad obtenido anteriormente en Tabla 3.4.: Se realizan las termografías frontal y trasera con escaso margen de tiempo y después de confirmar condiciones térmicas estables. La termografía tomada por la parte frontal pretende evaluar la diferencia de temperatura entre las partes frontal y posterior. La termografía tomada por la parte posterior pretende confirmar los valores obtenidos por las sondas de contacto. En la Tabla 3.8: se presentan los valores de temperatura medidos tanto por las sondas de contacto (valor promedio de las 5 sondas utilizadas) como por termografía IR (valor promedio del rectángulo usado para análisis), así como la diferencia de temperatura correspondiente en cada caso.

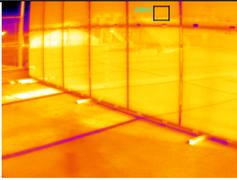
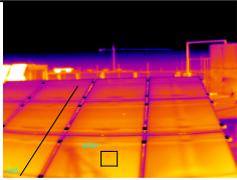
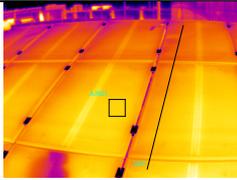
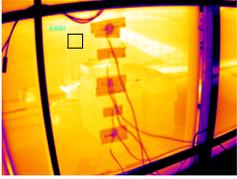
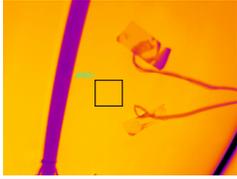
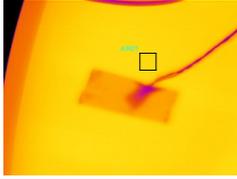
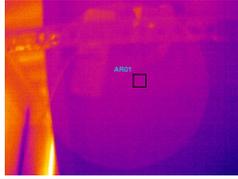
	Instalación 1: Si-a monocapa Inclinación = 90°	Instalación 2: Si-a monocapa Inclinación = 15°	Instalación 3: Si-a tricapa Inclinación = 15°	Instalación 4: Si m Inclinación = 15°
Frontal				
Trasera				

Figura 3.39: Termografías IR obtenidas para determinación experimental de diferencia de temperatura entre parte frontal y posterior de módulos sin carga.

	Instalación 1: Si-a monocapa Inclinación = 90°		Instalación 2: Si-a monocapa Inclinación = 15°		Instalación 3: Si-a tricapa Inclinación = 15°		Instalación 4: Si m Inclinación = 15°	
	Frontal	Trasera	Frontal	Trasera	Frontal	Trasera	Frontal	Trasera
Emisividad	0,86	0,92	0,86	0,92	0,88	0,96	0,80	0,98
Temp- Reflejada (°C)	0	0	-45	30	-45	30	-45	30
Temp. Atmosférica (°C)	23,5	23,5	17,4	17,4	17	17	16,6	16,6
Humedad (%)	56,4	56,4	65,8	65,8	69	69	70,7	70,7
Distancia (m)	3	1	3	1	2	1	2	1
Fecha	11/11/11	11/11/11	16/11/11	16/11/11	16/11/11	16/11/11	16/11/11	16/11/11
Hora	12:40	12:45	11:55	11:42	11:30	11:32	11:01	11:03
Termografía IR	IR 2019	IR 2027	IR 2085	IR 2072	IR 2067	IR 2070	IR 2059	IR 2061
Temperatura Termografía (°C)	32,7	31,2	33,2	33,8	37,8	34,9	26,7	18,8
Temperatura Sondas - Parte trasera (°C)	32,9	32,5	35,3	33,9	33,0	33,0	16,4	16,5
Diferencia Temperatura Termografía - Sondas (°C)	-0,2	-1,3	-2,1	-0,1	4,8	1,9	10,3	2,3

Tabla 3.8: Resultados de diferencia de temperatura obtenida entre parte frontal y posterior.

Los resultados obtenidos para las 4 instalaciones por la parte frontal son dispares. Para la instalación 1 la diferencia de temperatura de la parte delantera respecto a la trasera es casi nula debido a la disposición vertical de los módulos (inclinación de 90°) y similar ventilación. Para la instalación 2 la diferencia de temperatura no es significativa. Para las instalaciones 3 y 4 se obtienen diferencias de temperatura de mayor valor, concretamente de 4,8 °C y 10,3 °C respectivamente. Estos resultados parecen estar condicionados por la ubicación de instalación 3 y 4 junto a caseta tal y como se aprecia en Figura 3.7 lo cual la limita la ventilación por la parte posterior. Los resultados obtenidos para las 4 instalaciones por la parte trasera son prácticamente coincidentes, como cabía esperar, por termografía y mediante sondas de contacto. Esto confirma a la termografía IR como método de medida adecuado con margen de error limitado para determinar la temperatura por la parte posterior del módulo FV y sin la influencia de la radiación reflejada del cielo y del sol.

3.7.2 Determinación de la altura ideal y mínima para la inspección termográfica frontal

Como se ha indicado anteriormente el valor de la emisividad de un material depende del ángulo de inspección termográfica. Para el caso de módulos FV, tratándose en la mayor parte de los casos de elementos planos y con reflexión de tipo especular, debe evitarse la inspección con un ángulo de 0°, es decir de forma frontal o perpendicular al objetivo, pues podría suponer la reflexión del operador junto con la cámara IR. A partir de

aproximadamente 40° a medida que el ángulo de inspección se incrementa respecto de la perpendicular el valor de la emisividad decrece mientras que el valor de la reflectividad aumenta. Ambos parámetros tienen valores complementarios. En la Figura 3.40 se aprecia este comportamiento para el caso del vidrio utilizado en módulos FV. La situación ideal con objeto de que el valor de la emisividad sea considerado constante es realizar la inspección con un ángulo algo superior a 0° para evitar la propia reflexión pero sin llegar a superar el ángulo de inspección de 40° . Entre estos valores se puede considerar que el valor de la emisividad permanece invariable. Un ángulo de inspección superior a 40° implica un fuerte decrecimiento de la emisividad y un importante incremento de la reflectividad lo cual supone un aumento de la radiación reflejada.

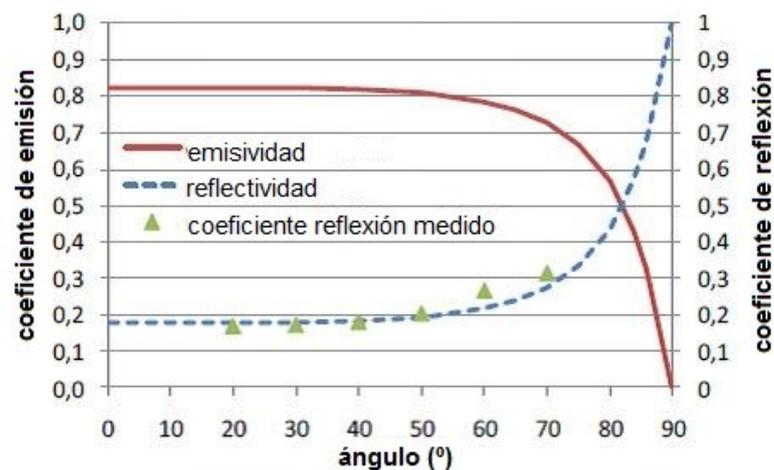


Figura 3.40: Variación de la emisividad y la reflectividad con el ángulo de inspección del vidrio (Buerhop et al. 2011).

En el caso de instalaciones FV en estructura abierta y considerando que sus módulos están normalmente dispuestos con cierta inclinación será necesario determinar la altura para la inspección termográfica con objeto de que el ángulo de inspección sea 0° , ósea perpendicular al objetivo. Denominamos a dicha altura como ideal si bien la inspección deberá realizarse desde una posición que evite el propio reflejo. Para el cálculo de dicha altura ideal (h) se tiene en cuenta según se observa en la Figura 3.41 los siguientes parámetros: distancia horizontal (d) desde el lugar de inspección, ángulo de inclinación (α) de los módulos FV y longitud total (L) de los módulos FV dispuestos. La ecuación (3. 5) permite, considerando el triángulo rectángulo establecido, el cálculo de la altura ideal (h) conociendo los restantes parámetros (α , L y d).

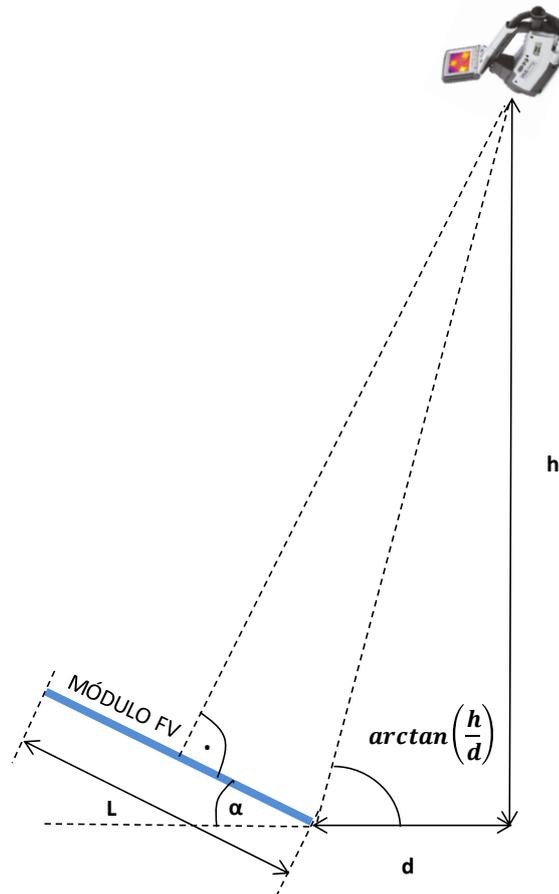


Figura 3.41: Disposición de elementos y parámetros para el cálculo de la altura ideal de inspección.

$$\sqrt{h^2 + d^2} \cdot \cos\left(\Pi - \alpha - \tan^{-1}\frac{h}{d}\right) - \frac{L}{2} = 0 \quad (3.5)$$

También es posible determinar la altura mínima para la inspección termográfica con objeto de que el ángulo de inspección sea de 40° en el extremo superior de los módulos FV al corresponder con la situación más desfavorable. Para el cálculo de dicha altura mínima (h_m) se tiene en cuenta según se observa en la Figura 3.42 los siguientes parámetros: distancia horizontal (d) desde el lugar de inspección, ángulo de inclinación (α) de los módulos FV y longitud total (L) de los módulos FV dispuestos. La ecuación (3.6), obtenida por aplicación del teorema del seno, permite el cálculo de la altura mínima (h_m) conociendo los restantes parámetros (α , L y d).

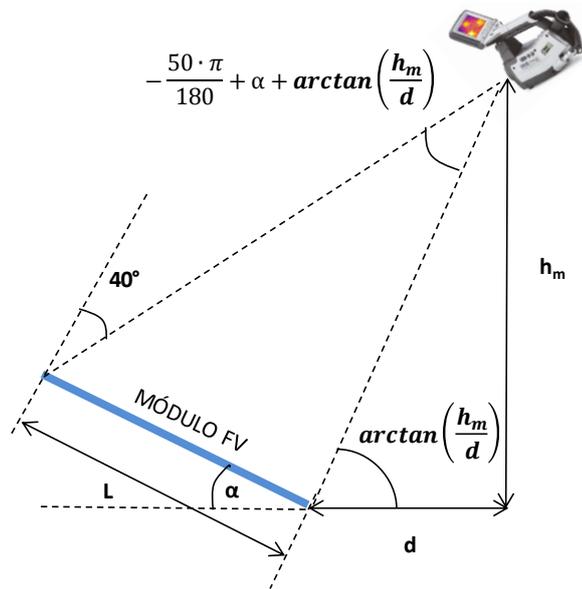


Figura 3.42: Disposición de elementos y parámetros para el cálculo de la altura mínima de inspección.

$$\sqrt{h_m^2 + d^2} \cdot \sin\left(-\frac{50 \cdot \pi}{180} + \alpha + \tan^{-1} \frac{h_m}{d}\right) - L \cdot \sin \frac{50 \cdot \pi}{180} = 0 \quad (3.6)$$

Hay que tener en cuenta como se aprecia en Figura 3.41 y Figura 3.42 que tanto la altura ideal de inspección (h) como la altura mínima de inspección (h_m) se han establecido tomando como referencia el extremo inferior de los módulos FV. Si dicho extremo inferior se encontrase a cierta altura respecto al nivel del suelo habría que añadirle la altura calculada para posicionar el equipo termográfico.

En la Tabla 3.9: se resumen los valores de altura ideal (h) y altura mínima (h_m) calculados por aplicación de las ecuaciones expresadas (3.5) y (3.6) para los casos en que la inclinación (α) tome valores de 30° y 40° , la longitud (L) tome valores de 2 y 4 m, y la distancia (d) tome valores de 2 y 4 m. De los resultados obtenidos se comprueba la dificultad de realizar la inspección desde el nivel del suelo pudiendo ser necesario la utilización de escaleras o bien medios aéreos (dron o helicóptero) (Buerhop & Scheuerpflug 2014), (Coello, J et al. 2015).

α	L (m)	d (m)	h (m)	h_m (m)
30°	2	2	5,5	2,4
30°	2	4	7,5	4,0
30°	4	2	8,9	3,1
30°	4	4	10,9	4,7
40°	2	2	3,9	1,9
40°	2	4	5,5	3,5
40°	4	2	6,3	2,3
40°	4	4	7,9	3,8

Tabla 3.9: Valores de altura ideal y altura mínima calculado para los valores indicados de α , L y d.

En la termografía de la Figura 3.43: se puede apreciar el efecto de la reflexión del cielo para la parte superior del módulo FV debido al cambio gradual de la emisividad. Además, el gradiente de temperatura real de abajo hacia arriba es causado por la circulación de aire en la parte superior. El módulo presenta una inclinación de 40°, siendo $d = 2$ m y la altura de inspección de 1,5 m. Los análisis realizados con una línea recta situados sobre cada módulo indican una variación gradual de la temperatura como consecuencia del efecto del reflejo del cielo y el efecto de la circulación del aire.

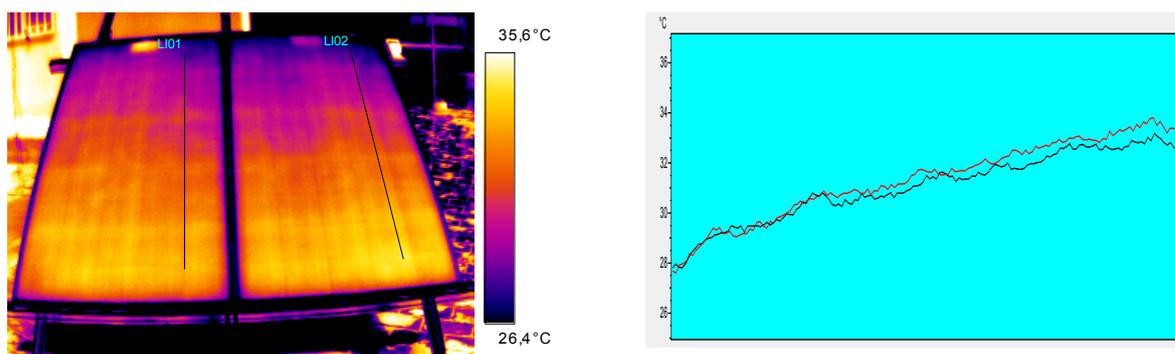


Figura 3.43: Efecto de la reflexión del cielo para la parte superior del módulo FV.

En la termografía de la Figura 3.44 se puede apreciar el efecto de la reflexión del cielo para la instalación FV situada en la parte delantera la cual dispone de una inclinación de 15° mientras que la instalación solar térmica situada en la parte trasera dispone de una inclinación de 45°. Considerando el mismo valor de emisividad y tratándose las mismas de condiciones ambientales se obtiene una diferencia de temperatura del orden de 7 °C menos para la instalación delantera como consecuencia de la reflexión del cielo.

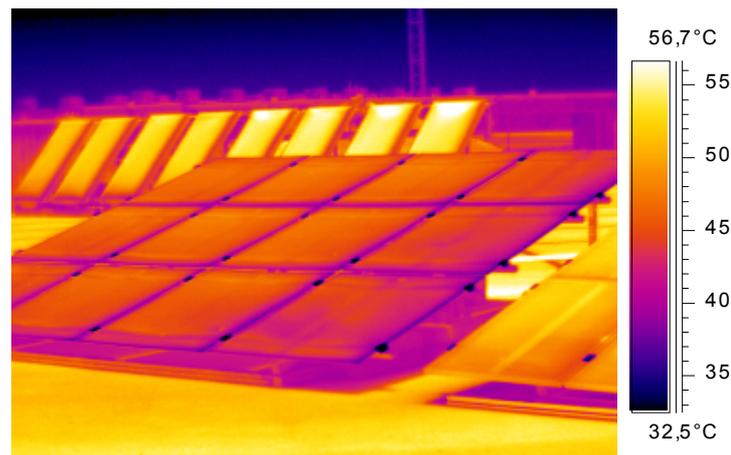


Figura 3.44: Efecto de la reflexión solar como consecuencia de diferentes ángulos de inclinación de instalaciones.

3.7.3 Análisis de la influencia del ángulo horizontal de inspección

En inspecciones en el exterior será necesario considerar la influencia de radiación reflejada que pueda alterar de forma ficticia la medida de temperatura real del objeto. Esta radiación reflejada va a depender normalmente de la radiación solar como fuente puntual así como de la radiación procedente del cielo, tanto si el mismo está despejado como si existe presencia de nubes. En el caso de módulos FV, y dado que estos presentan forma plana, estas reflexiones podrán ser de tipo especular o de tipo difusa. Para el caso de que la reflexión sea de tipo especular será necesario analizar la influencia del ángulo de inspección termográfica en función de la posición del sol en el momento de la inspección así como en función de las condiciones del cielo. Hay que considerar como se ha estudiado en el apartado anterior que el valor de la emisividad se mantendrá constante hasta un ángulo máximo de aproximadamente 40° medidos entre la normal al plano de los módulos y la dirección que une el punto de inspección y la cámara termográfica. A partir de los 40° el valor de la emisividad decrece mientras que el de la reflexividad aumenta. Debido a ello, para ángulos de inspección superiores a 40° aumenta el efecto de la radiación reflejada procedente tanto del sol como del cielo.

Debido a lo anterior será necesario estudiar la influencia del ángulo horizontal de inspección termográfico con objeto de valorar la existencia de radiación reflejada en ensayos en el exterior. El ángulo horizontal de inspección se establece como el ángulo medido en plano horizontal que forma la dirección de inspección del equipo termográfico y la dirección sur. Esta definición es análoga a la de acimut solar de forma que sea posible obtener conclusiones según la posición solar.

Para estudiar esta situación se realiza ensayo en el que se consideran 2 módulos FV de tipo Si-p en circuito abierto, expuestos a sol real, orientados al sur y con ángulo de inclinación de 30° . Se realizan termografías IR desde diferentes ángulos de inspección (75° , 60° , 45° , 30° , 15° , 0° , -15° , -30° , -45° , -60° y -75°) y a una distancia de 2 m. Según mediciones previas se considera para la inspección una emisividad de 0,92, temperatura reflejada de -42°C y temperatura atmosférica de $20,0^\circ\text{C}$. La irradiancia medida sobre el plano de los módulos es superior a 700 W/m^2 siendo la posición solar en el momento de ensayo de una elevación de $43,12^\circ$ y un acimut de $-17,09^\circ$. La duración del ensayo es de unos pocos minutos por lo que no se considera la variación de la posición solar.

En la Figura 3.45 se observa las diferentes termografías IR obtenidas y sobre las mismas las herramientas de análisis utilizadas. Concretamente se ha utilizado un área rectangular sobre la superficie de cada módulo de tal forma que se pueda evitar el marco de aluminio y la caja de diodos de protección ubicada en la parte superior trasera. Se ha utilizado una isoterma en color verde que indica para cada imagen las zonas de temperatura máxima para los módulos. También se ha utilizado una isoterma en color naranja que indica para cada imagen las zonas de temperatura mínima para los módulos. Los valores de temperatura máxima y mínima según el ángulo horizontal de inspección termográfica son expresados de forma gráfica en la Figura 3.46.

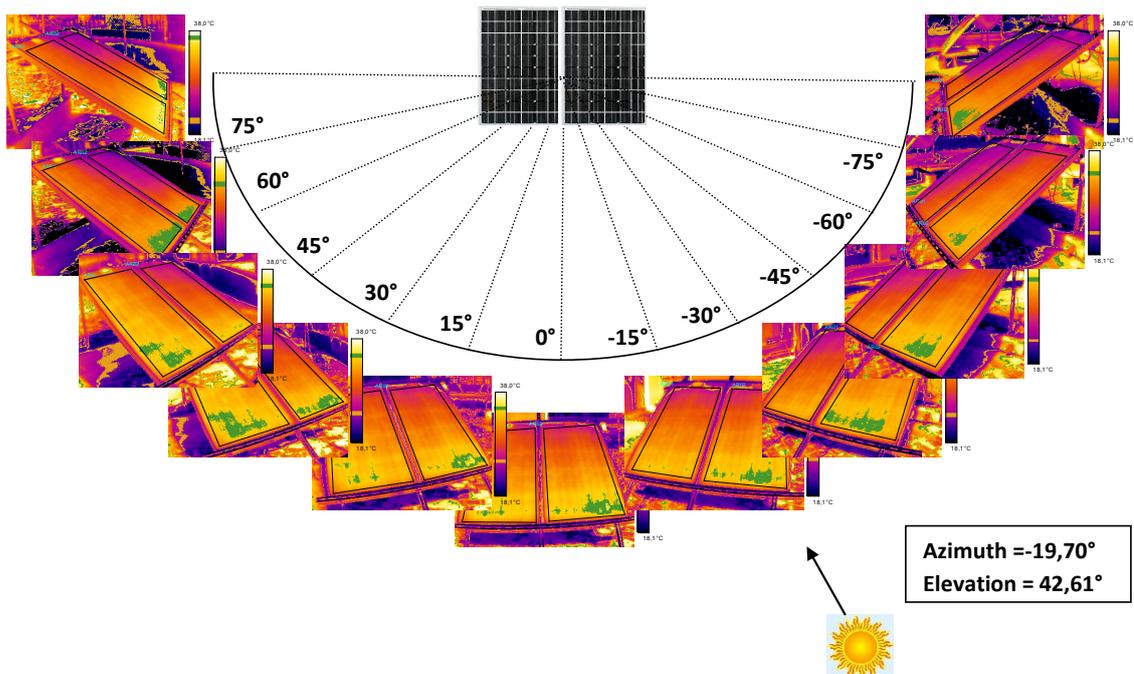


Figura 3.45: Termografías IR realizadas desde diferentes ángulo de inspección y reflexiones producidas.

La situación de las temperaturas máximas se localiza en la zona inferior de los módulos según se observa en las isotermas en color verde de la Figura 3.45. La situación de las temperaturas mínimas se encuentra en la zona superior de los módulos según se observa en las isotermas en color naranja de la Figura 3.45. Sin embargo los valores de temperaturas máximas y mínimas varían según se observa en la Figura 3.46 como consecuencia de los reflejos procedentes tanto del sol como del cielo. Se verifica que en las zonas superiores más alejadas del lugar de inspección se produce un predominio de los reflejos procedentes del cielo (temperaturas más frías). Ello es debido a que el ángulo de incidencia para dichas zonas crece por encima de $40/45^\circ$ y se incrementa la reflectividad. También se verifica que para las termografías obtenidas en la zona de reflexión solar (ángulos 15° , 30° y 45°) aumentan los reflejos procedentes del sol. Ello es debido al comportamiento especular de los módulos según la posición del sol durante la inspección (temperaturas más calientes). Para las posición de 75° , la reflectividad es elevada por lo que el efecto de reflejos solares es mayor. Para las posiciones de -60° y -75° la reflectividad es elevada pero predominan los reflejos del cielo.

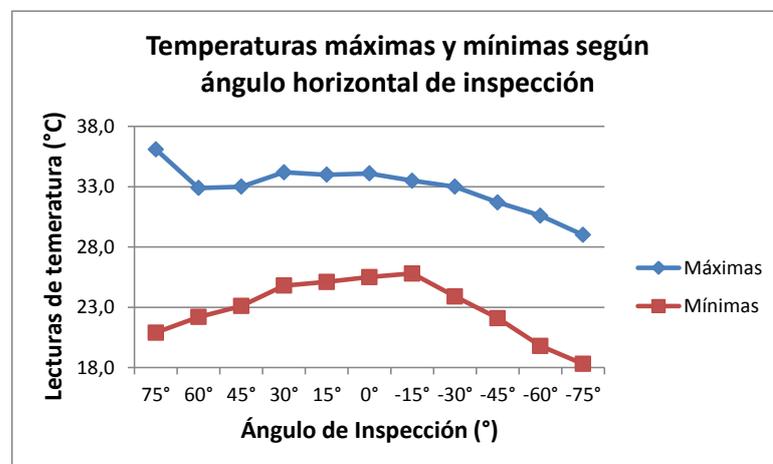


Figura 3.46: Lecturas de temperatura máximas y mínimas según ángulo horizontal de inspección.

Por consiguiente el ángulo horizontal ideal de inspección termográfico será el que minimice la reflexión solar y no incremente la reflectividad. Una posición adecuada puede con una ubicación del operador a espaldas del sol, y con un ángulo de inspección horizontal inferior a -45° . Además, para minimizar los reflejos procedentes del cielo será necesario realizar la inspección a una altura determinada.

Con objeto de contrastar resultados obtenidos se procede a realizar este ensayo en la estación experimental de Zona Franca, donde se ubica el Campus experimental de la UCA,

para cada una de las 4 instalaciones. En la Tabla 3.10: se presentan las temperaturas obtenidas junto con las condiciones de obtención en las 4 instalaciones para los diferentes ángulos de inspección. Según mediciones previas se considera para la inspección los valores de emisividad y temperatura reflejada indicados. La irradiancia medida sobre el plano de los módulos es superior a 700 W/m^2 siendo la temperatura atmosférica y la posición solar en cada caso las indicadas. La duración del ensayo para cada instalación es de unos pocos minutos por lo que no se considera la variación de la posición solar. Las temperaturas se han medido mediante valor promedio de pequeña área rectangular sobre la misma zona del módulo FV.

		Instalación 1: Si-a monocapa Inclinación = 90°	Instalación 2: Si-a monocapa Inclinación = 15°	Instalación 3: Si-a tricapa Inclinación = 15°	Instalación 4: Si m Inclinación = 15°
Angulo de inspección	-60°	25,6	34,4	37,3	40,7
	-45°	25,8	34,9	38,1	40,5
	-30°	26,0	34,9	38,4	40,2
	-15°	26,1	35,0	38,8	40,1
	0°	26,0	34,8	38,6	40,5
	15°	26,1	35,0	39,4	40,6
	30°	26,6	34,8	39,9	40,6
	45°	25,4	35,3	39,9	42,5
	60°	23,7	35,4	39,8	41,9
Emisividad		0,86	0,86	0,88	0,80
Temp. Atmos. (°C)		25,2	33,8	27,6	30,6
Humedad (%)		56,4	48,9	49,3	48,0
Temp- Reflejada (°C)		0	-45	-45	-45
Distancia (m)		3	3	2	2
Elevación (°)		67,13°	71,16°	73,81°	75,33°
Acimut (°)		-58,81°	-47,13°	-34,49°	-21,81°
Fecha		07/07/11	07/07/11	07/07/11	07/07/11
Hora		13:05	13:30	13:50	14:06
Termografías IR		IR1881 a IR1889	IR1890 a IR1898	IR1899 a IR1907	IR1908 a IR1916

Tabla 3.10: Valores de temperatura (°C) medidos para las 4 instalaciones desde diferentes ángulos de inspección.

En la gráfica de la Figura 3.47 se representan de forma gráfica los valores de temperatura por instalación pudiendo apreciarse que prácticamente no existe variación de temperatura para las 4 instalaciones. Para el caso de la instalación 1 (inclinación de 90°) la radiación reflejada de elementos arquitectónicos cercanos hay que considerarla, se observa unos valores de temperatura similares a los de la temperatura atmosférica. Para el caso de las

instalaciones 2, 3 y 4; a diferencia del ensayo analizado en Figura 3.45, el ángulo de inclinación de estos módulos FV es de 15° respecto a la horizontal lo que provoca que la reflexión solar no incida sobre la dirección de inspección del equipo termográfico. Sin embargo si influirá la radiación procedente del cielo dado que estas instalaciones están expuestas al mismo de forma directa.

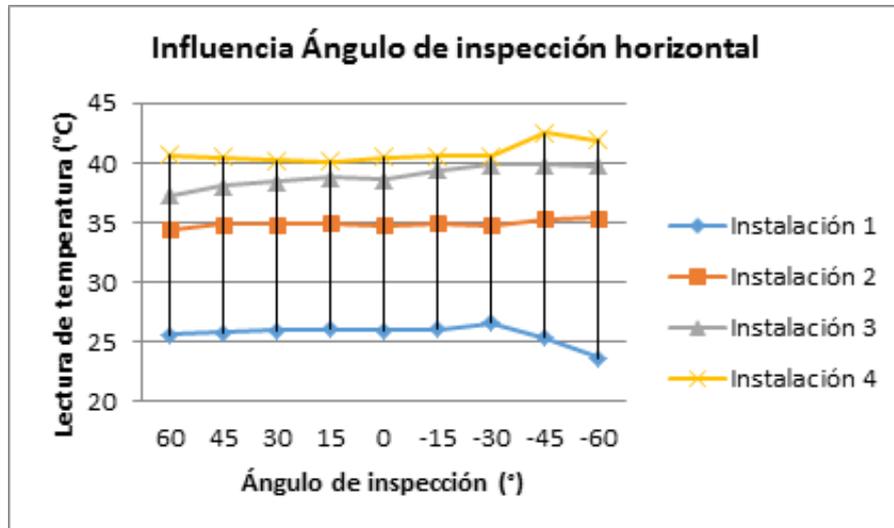


Figura 3.47: Valores de temperatura obtenidos en estación experimental para las 4 instalaciones desde diferentes ángulos de inspección.

3.7.4 Análisis de la influencia de la distancia máxima de inspección

La distancia máxima de inspección va a estar condicionada por el campo de visión (FOV⁴) de una cámara termográfica. Cuanto mayor sea la distancia mayor será el campo de visión tanto en sentido vertical como en sentido horizontal (VFOV⁵ y HFOV⁶) si bien la resolución espacial se reduce con la distancia. El campo de visión instantáneo (IFOV⁷) es una especificación propia de cada equipo termográfico que describe la resolución espacial y expresa el tamaño más pequeño del objeto que puede ser detectado. Normalmente en equipos termográficos el IFOV viene expresado en unidades angulares (mrad). El tamaño del

⁴ FOV: *Field of View* (campo de visión)

⁵ VFOV: *Vertical Field of View* (campo de visión vertical)

⁶ HFOV: *Horizontal Field of View* (campo de visión horizontal)

⁷ IFOV: *Instantaneous Field of View* (campo de visión instantáneo)

mínimo punto detectable para una determinada lente será mayor cuanto mayor sea la distancia.

En la Figura 3.48 se representan gráficamente la distancia, el IFOV, el VFOV, el HFOV y el tamaño del punto detectable sobre el campo. En dicha figura los valores numéricos indicados se corresponden con la cámara termográfica ThermoCAM S60 para una lente de 24° y una distancia de inspección de 25 m. En la Tabla 3.11: se representan para diferentes distancias los parámetros anteriores para la lente de 24° disponible por la cámara termografía utilizada en los ensayos de la presente tesis.

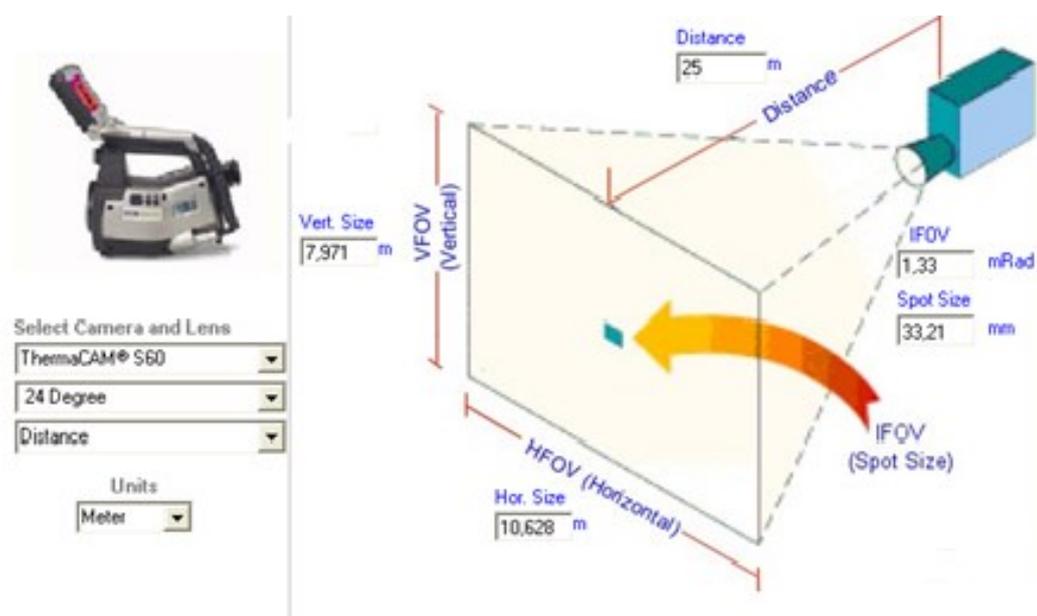


Figura 3.48: Representación gráfica de la distancia, el IFOV, el VFOV, el HFOV y el tamaño del punto detectable sobre el campo para la cámara ThermoCAM S60, lente de 24° y distancia de 25 m.

Distancia (m)	IFOV (mRad)	Tamaño punto detectable (mm)	VFOV (Vertical) (m)	HFOV (Horizontal) (m)
1	1,33	1,33	0,319	0,425
2	1,33	2,66	0,638	0,85
3	1,33	3,99	0,957	1,275
5	1,33	6,64	1,594	2,126
10	1,33	13,28	3,188	4,251
15	1,33	19,93	4,783	6,377
25	1,33	33,21	7,971	10,628

Tabla 3.11: Valores para diferentes distancias de tamaño punto detectable, VFOV y HFOV para la cámara ThermoCam S60 con lente de 24°.

Hay que tener en cuenta que según la especificación técnica IEC TS 62446-3 (IEC TS 62446-3 2017) la resolución geométrica debe ser tal que cada pixel cubra una longitud máxima de 3 cm. Según esto la distancia máxima para detectar por pixel una longitud de 3 cm sería de 22 m con la cámara ThermaCam S60 con lente de 24°. Este resultado es para una lente de 24° que es la que incorpora este equipo termográfico por defecto. Si fuese necesario realizar medidas a una mayor distancia será posible utilizar lentes de 7° o de 12°. El campo de visión instantáneo IFOV para una lente de 7° es de 0,38 mrad mientras que para una lente de 12° es de 0,66 mrad. Esto supone que con una lente de 7° la distancia para detectar por pixel una longitud de 3 cm sería de 78 m. Para una lente de 12° la distancia para detectar por pixel una longitud de 3 cm sería de 46 m.

La distancia mínima para la inspección está condicionada por la lente utilizada y su límite para el enfoque cercano. Para la cámara ThermaCam S60 con lente de 24° la distancia mínima es de 0,3 m. Con lente de 12° la distancia mínima de enfoque es 1,2 m mientras que con lente de 45° la distancia mínima es de 0,1m.

Para analizar la influencia de la distancia de inspección termográfica se realiza ensayo en planta experimental para las 4 instalaciones realizando termografía para distancias de 2, 3, 4, 5 y 6 metros. No se realiza inspección a 6 metros en las instalaciones 3 y 4 al no disponer de espacio suficiente en la azotea donde se encuentran las mismas. En la Figura 3.49: y en la Tabla 3.12: se muestran respectivamente las termografías y los resultados de temperatura en su valor promedio para las diferentes distancias consideradas. La temperatura promedio se ha obtenido mediante herramienta de análisis del software ThermaCAM Researcher utilizando un área poligonal situada sobre un módulo FV concreto según se indica en cada termografía.

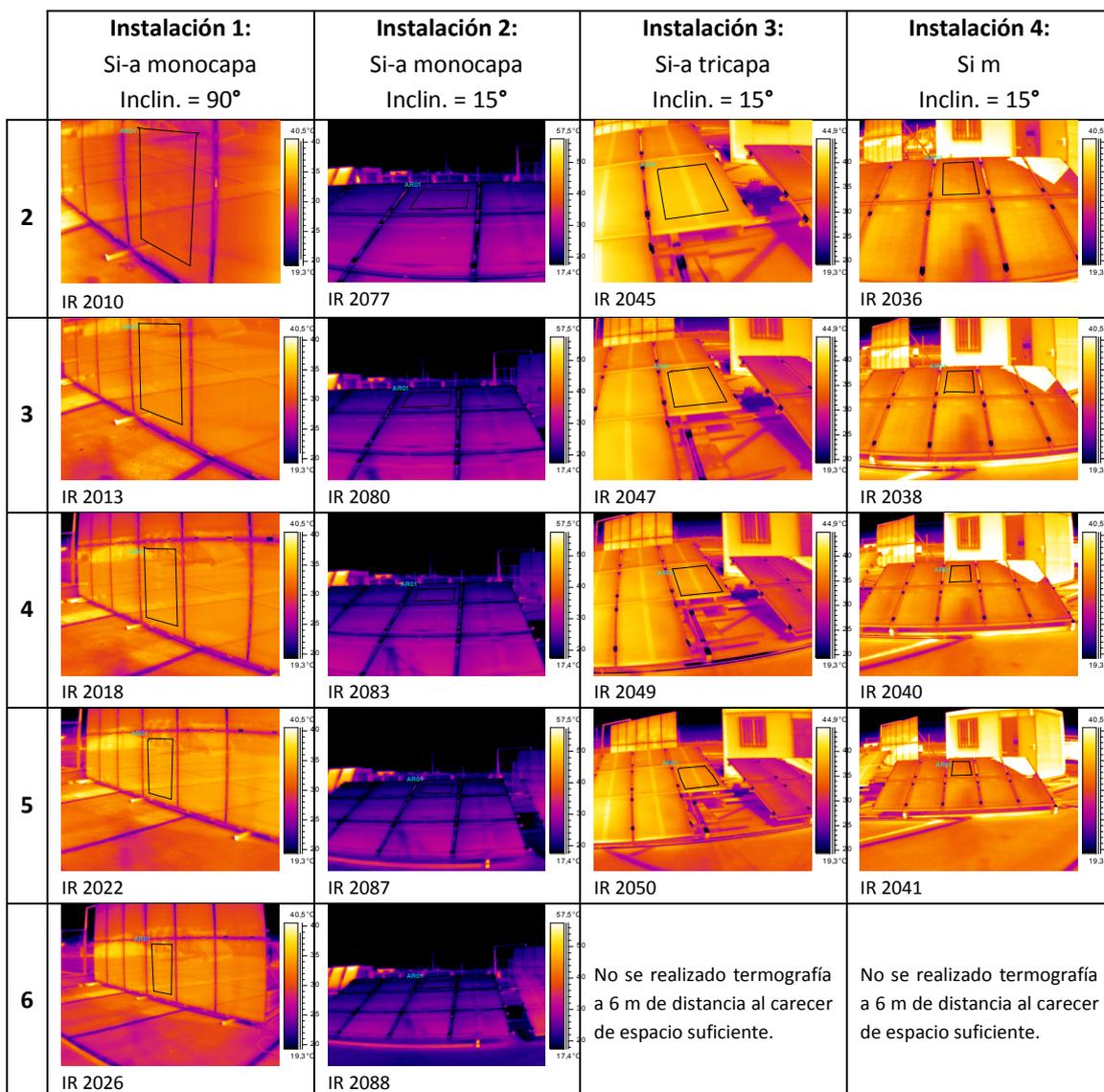


Figura 3.49: Termografías IR obtenidas en las 4 instalaciones de planta experimental para distintas distancias indicadas en la 1ª columna.

Distancia (m)	2	3	4	5	6
Instalación 1 Emisividad = 0,86; Temp. Reflejada = 0°C; Temp. Atmosférica = 23,5°C; HR. = 56,4%	31,4	34,7	35,3	36,0	35,2
Instalación 2 Emisividad = 0,86; Temp. Reflejada = -45°C; Temp. Atmosférica = 17,4°C; HR. = 65,8%	25,9	24,8	24,5	23,2	22,9
Instalación 3 Emisividad = 0,88; Temp. Reflejada = -45°C; Temp. Atmosférica = 27,1°C; HR. = 54,3%	40,5	39,0	38,1	37,8	-
Instalación 4 Emisividad = 0,80; Temp. Reflejada = -45°C; Temp. Atmosférica = 30,5°C; HR. = 50,1%	39,1	39,4	38,8	38,0	-

Tabla 3.12: Valores de temperatura medidos para las 4 instalaciones desde diferentes distancias de inspección.

Los resultados de la tabla anterior se representan gráficamente en la Figura 3.50. Para la instalación 1 (disposición vertical) la variación de la temperatura medida no es lineal. Sin embargo para las instalaciones 2, 3 y 4 (todas con inclinación 15°) un aumento de la distancia de inspección supone un decremento aproximadamente lineal de la temperatura medida. Este comportamiento está motivado por la variación de la reflectividad con la distancia. Un análisis geométrico detallado permite comprobar que el ángulo de inspección en la zona más desfavorable de cada instalación FV (zona superior) se incrementa del orden de 8° al pasar de una distancia de 2 a 6 metros. Esto supone un incremento del efecto de la radiación reflejada del cielo tal y como se comprueba experimentalmente.

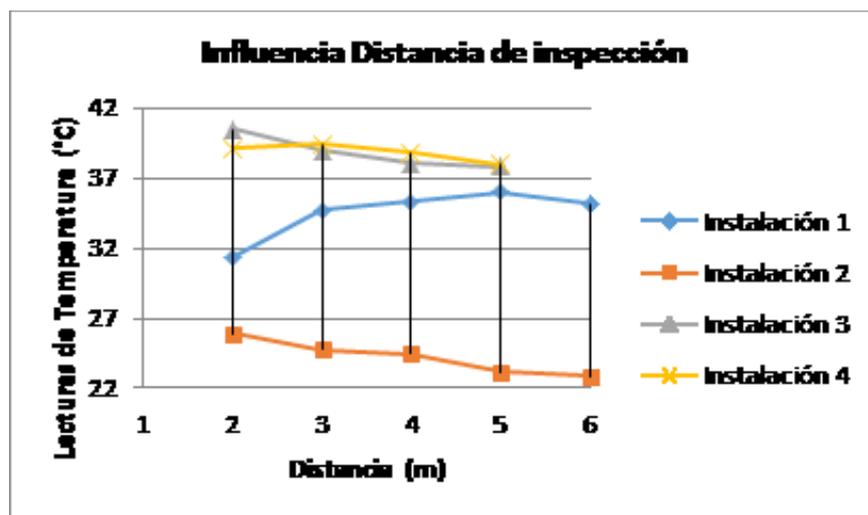


Figura 3.50: Valores de temperatura medidos desde diferentes distancias de inspección.

Capítulo 4

4 PROPUESTA DE PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN POR TERMOGRAFÍA IR DE INSTALACIONES FV

4.1 Introducción

En el presente capítulo se presenta una propuesta de procedimiento de inspección por termografía IR de instalaciones FV. Para ello se analiza desde un punto de vista crítico la especificación técnica IEC TS 62446-3 con el propósito de destacar aquellos aspectos no considerados en dicha especificación. A continuación se desarrollan los aspectos a considerar en la propuesta de procedimiento con objeto de exponer de forma sistemática y agrupada todos aquellos elementos que deben ser tenidos en cuenta de acuerdo a las conclusiones obtenidas anteriormente. También se considera la información necesaria que deberá contener el informe de inspección termográfica. El capítulo concluye con un anexo con la hoja de datos que se utiliza como documento de registro y asistencia para la aplicación práctica del procedimiento.

La utilización de forma adecuada de la termografía IR, como herramienta de diagnóstico no intrusiva, va a permitir la caracterización del comportamiento térmico de los sistemas FV de forma completa. En primer lugar, es posible conocer la temperatura superficial frontal y/o trasera de los módulos que integran el sistema FV. Gracias a ello, será posible identificar puntos calientes que puedan afectar el comportamiento del sistema, detectar un posible desacoplo de células o de módulos, localizar aquellos módulos que puedan encontrarse en circuito abierto, valorar el efecto de la existencia de suciedad superficial, sombreado parcial o incluso evaluar la existencia de otras incidencias que provoquen una alteración térmica.

El objetivo fundamental que se pretende con el procedimiento de inspección que se propone es determinar con la máxima exactitud posible la temperatura real de módulos FV mediante termografía IR. El desarrollo de una metodología de inspección de instalaciones FV basada en termografía IR que permita caracterizar el comportamiento térmico de las mismas debe considerar los siguientes aspectos:

- Conocimiento de los parámetros atmosféricos y de contorno (temperatura atmosférica, humedad relativa, distancia de inspección, velocidad del viento,

temperatura equivalente de cielo, irradiancia, etc.) debido a la influencia de dichos parámetros sobre el comportamiento térmico de los sistemas FV.

- Determinación del posicionamiento o lugar idóneo para realización de la inspección IR: parte frontal del sistema FV o parte posterior. Habrá que valorar la accesibilidad, el tamaño de la instalación, la rapidez en la inspección, la posición del sol, la influencia de reflejos y sombras, la utilización de elementos accesorios, etc.
- Determinación de la emisividad superficial de módulos FV (frontal o posterior según inspección) y su variación respecto al ángulo de inspección.
- Determinación de la altura idónea y el ángulo horizontal de inspección IR idóneo con objeto de minimizar la radiación solar reflejada. Será necesario tener en cuenta el ángulo de incidencia de la radiación solar sobre el plano del campo solar.
- Consideración sobre el uso de lentes IR con objeto de adaptar la distancia de inspección con la accesibilidad y la resolución necesaria.

Hay que tener en cuenta que en última instancia el procedimiento de inspección IR que se desarrolla y propone debe permitir su aplicación a instalaciones FV reales de diferentes tecnologías, en sus diferentes modalidades y condiciones de operación. Para el caso de plantas generadoras FV de cierta potencia, formadas por un elevado número de módulos FV, la inspección debe realizarse preferentemente mediante termografía aérea de forma frontal para que pueda realizarse en el menor tiempo posible. Para el caso de instalaciones integradas en edificios (fachada o tejado), u otras instalaciones de difícil acceso, la inspección se realizará mediante un posicionamiento condicionado y posiblemente con existencia de sombreado provocado por elementos arquitectónicos cercanos. Además hay que considerar la existencia de las diferentes condiciones atmosféricas durante la inspección, como viento y nubes, que pueden condicionar el comportamiento térmico y la existencia de reflejos.

El procedimiento de inspección IR debe considerar una recopilación inicial de los datos básicos del sistema FV a ensayar (tecnología, fabricante, modelo, especificaciones técnicas en CEM, identificación del posicionamiento de módulos, etc). Debido a su influencia sobre el comportamiento térmico también será necesario disponer de información de las condiciones atmosféricas existentes durante el ensayo (temperatura atmosférica, humedad relativa, irradiancia, velocidad del viento y dirección del mismo). También será necesario conocer el nivel de carga, o intensidad eléctrica en los puntos donde se detecten incidencias, puesto que habrá que extrapolar resultados a las condiciones más desfavorables de máximo nivel de carga (o intensidad máxima). Es importante considerar la posible existencia de condiciones atmosféricas externas variables durante la realización de los ensayos que

puedan afectar a la variación de los resultados obtenidos (nubes, sombreado parcial, suciedad, etc).

El procedimiento de inspección IR deberá detectar los posibles defectos puntuales que pudieran presentarse por lo que será necesario una inspección sistematizada y completa de la instalación bajo estudio. Para cada uno de los módulos que presenten defectos se realizará mediante termografía un análisis detallado con objeto de estudiar, analizar y valorar la criticidad del defecto.

4.2 Aspectos no considerados en la especificación técnica IEC TS 62446-3

Tal como se ha indicado anteriormente, la especificación técnica IEC TS 62446-3 (IEC TS 62446-3 2017) es de reciente publicación (junio 2017) y ya ha sido analizada en detalle en el apartado 2.6.2. Esta especificación técnica internacional pretende definir la ejecución de inspección termográfica pasiva en el exterior de módulos y plantas FV en operación. No obstante, existen aspectos no considerados por dicha especificación que entendemos relevantes y que van a ser considerados en la propuesta de procedimiento de inspección objeto de la presente Tesis Doctoral. Se exponen y analizan a continuación los aspectos no considerados por la especificación técnica IEC TS 62446-3:

1. La especificación técnica IEC TS 62446-3 considera como requisitos mínimos para el equipo IR a utilizar en cuanto a respuesta espectral los rangos de 2 a 5 μm (SW) o de 8 a 14 μm (LW), restringiendo el uso de equipos con rango 2 a 5 μm para componentes BOS. Sin embargo, para ensayos en el exterior, con exposición solar y para temperaturas próximas a la temperatura ambiente se considera que la respuesta espectral más adecuada es la de equipos LW (8 a 14 μm) (Krenzinger & de Andrade 2007).
2. La especificación técnica IEC TS 62446-3 no considera como requisito mínimo para el equipo IR el campo de visión instantánea (IFOV) de la cámara IR, siendo dicho parámetro fundamental junto con la distancia, para determinar la resolución geométrica necesaria (FLIR Systems 2012), (FLIR Systems 2004).
3. La especificación técnica IEC TS 62446-3 considera en cuanto a los requisitos de equipos para el registro de las condiciones ambientales el uso de sensor para la medida de la temperatura atmosférica pero no el uso de termohigrómetro que permita además la medida de humedad relativa. La transmisividad de la atmosfera depende de la humedad relativa por lo que algunas cámaras pueden compensar este efecto (FLIR Systems 2012), (FLIR Systems 2004).

4. La especificación técnica IEC TS 62446-3 considera, en cuanto a los requisitos de equipos para el registro de las condiciones ambientales a emplear, un determinado requisito de exactitud. Sin embargo, no considera la calibración de los mismos como necesaria ni intervalo de recalibración para garantizar la trazabilidad de sus medidas.
5. La especificación técnica IEC TS 62446-3 considera como condición de inspección requerida una irradiancia mínima de 600 W/m^2 . Sin embargo, pudiera ser un valor bajo para ciertos tipos de fallos (como rotura de células y algunos fallos en módulos de película delgada) siendo recomendable un valor mínimo de 700 W/m^2 según referencias (Buerhop et al. 2007), (Schubert et al. 2015).
6. La especificación técnica IEC TS 62446-3 considera como condición de inspección requerida una velocidad del viento máxima de 4 Bft (equivalente a 28 km/h o $7,8 \text{ m/s}$). Sin embargo, no contempla la posibilidad de que la velocidad del viento durante la inspección sea superior al límite indicado, ni tampoco la posibilidad de utilizar un factor de corrección que permita compensar el efecto convectivo del viento en la medida de temperatura.
7. La especificación técnica IEC TS 62446-3 considera como condición de inspección requerida una cobertura de nubes máxima de 2 okta cubiertas por nubes tipo cúmulos. Sin embargo, no contempla la posibilidad de que la cobertura de nubes sea mayor a dicho valor, de otro tipo diferente, ni la posibilidad de utilizar el valor de la temperatura equivalente del cielo que permita compensar dicho efecto. Tampoco contempla la posibilidad de adoptar alguna estrategia para evitar las reflexiones procedentes del cielo.
8. La especificación técnica IEC TS 62446-3 no considera como condición atmosférica a la lluvia o nieve y el consiguiente efecto de enfriamiento evaporativo provocado que pudieran afectar a la exactitud de las medidas (FLIR Systems 2011).
9. La especificación técnica IEC TS 62446-3 considera como condiciones atmosféricas necesarias para la inspección un determinado nivel de irradiancia, de velocidad del viento y de cobertura de nubes. También considera que después de un cambio de las condiciones de funcionamiento de $>10\%/$ minuto se recomienda un tiempo de espera de 15 minutos para recuperar las condiciones de medición de estado estacionario. Sin embargo, no considera que dichos parámetros deban ser medidos y registrados antes, durante y después de finalizar la inspección con objeto de que se garantice los niveles necesarios especialmente durante la inspección de grandes plantas FV.

10. La especificación técnica IEC TS 62446-3 no considera la medida de la temperatura aparente del cielo, el cual es un parámetro fundamental para compensar la radiación reflejada por el cielo en inspecciones termográficas en el exterior.
11. La especificación técnica IEC TS 62446-3 no considera la altura de inspección según disposición de módulos (inclinación, distancia de inspección). La altura máxima estará condicionada por la resolución geométrica necesaria para detectar anomalías, mientras que la altura mínima estará condicionada por la influencia del valor de la emisividad con el ángulo de inspección.
12. La especificación técnica IEC TS 62446-3 no considera ningún criterio de aceptación/rechazo a tener en cuenta ante la detección de células o puntos calientes.

Todos los aspectos indicados serán considerados a continuación en la propuesta de Procedimiento de Inspección que se desarrolla. Además, serán considerados todos aquellos requisitos relevantes y no cuestionados de la especificación técnica IEC TS 62446-3.

4.3 Propuesta de Procedimiento de Inspección por Termografía IR de Instalaciones Fotovoltaicas

El procedimiento de inspección por termografía IR de instalaciones FV debe permitir su aplicación de forma generalizada en el exterior y en sistemas de diferentes tipos. Tiene por objeto conseguir la máxima exactitud posible en las mediciones. Seguidamente se estudian de forma sistemática y agrupada diversos aspectos de características, de configuración, de posicionamiento, de condiciones atmosféricas, de análisis de resultados, de criterios de aceptación/rechazo, etc., que deben ser tenidos cuenta en el Procedimiento de inspección.

4.3.1 Características básicas de equipos termográficos a utilizar

Las características básicas y requisitos mínimos que debe disponer el equipo termográfico se resumen en la siguiente tabla:

Características	Requisitos mínimos
Rango espectral	8 -14 μm (LW)
Rango de temperatura de medida	- 20 °C a +120 °C
Rango de temperatura ambiental de funcionamiento	- 10 °C a + 40 °C
Sensibilidad térmica (NETD)	$\leq 0,1 \text{ K}$ a +30 °C
Resolución espacial (IFOV)	$\leq 1,3 \text{ mrad}$
Exactitud	$\pm 2 \text{ °C}$ o $\pm 2 \%$ de la lectura
Resolución de imagen	$\geq 320 \times 240$ pixeles
Resolución geométrica	1. Módulo FV: Máximo 3 cm de longitud del borde por pixel. 2. Conexiones eléctricas: Ha de ser igual al área del objeto más pequeño a ser verificado
Enfoque	Automático o manual
Parámetros ajustables	Emisividad, temperatura reflejada.
Corrección de transmisión atmosférica	Automática (basada en los datos de distancia, temperatura atmosférica y humedad relativa)
Corrección de transmisión óptica	Automática
Corrección de temperatura externa reflejada	Si
Funciones de medición	Medición puntual, área de medición con temperatura promedio y máxima
Calibración	La cámara debe tener calibración trazable al menos cada dos años. La calibración tiene que estar documentada. Si es no conforme ha de ser reajustada por el fabricante.
Documentación	Almacenamiento de la imagen infrarroja con los datos radiométricos

Tabla 4.1: Requisitos mínimos para la cámara de termografía IR.

4.3.2 Instrumentación accesoria para inspecciones

Los requisitos para los equipos auxiliares necesarios para registrar las condiciones atmosféricas y de funcionamiento se resumen a continuación:

Parámetro	Equipo para registrar el parámetro	Exactitud
Irradiancia	Sensor de irradiancia (célula cristalina o piranómetro)	Calibración: $\pm 5\%$
Temperatura ambiental	Termohigrómetro (blindado de luz directa y viento)	Calibración: $\pm 2\text{K}$ y 5% HR
Velocidad de viento	Anemómetro	Calibración: ± 1 m/s
Cobertura de nubes	Cámara fotográfica	Estimación
Suciedad	Cámara fotográfica	Estimación
Corriente de módulo o cadena	Amperímetro CC o Pinza amperimétrica	Calibración: $\pm 2\%$

Tabla 4.2: Requisitos mínimos de los equipos para registrar condiciones ambientales y de funcionamiento.

Se considera necesario que los equipos de medida dispongan de certificado de calibración tipo ENAC vigente considerando como 2 años el intervalo de calibración.

Además de lo indicado, según las características de la instalación a inspeccionar, podrán ser necesarios los siguientes elementos auxiliares:

- Escalera, grúa elevadora, o alternativamente dron.
- Trípode para cámara termográfica.
- Batería de repuesto de cámara termográfica.
- Sensor de temperatura de contacto y equipo lector de temperatura.
- Pistola de IR.

4.3.3 Verificaciones previas

Es necesario recopilar información técnica previa de la instalación FV a inspeccionar:

- Denominación de la planta/instalación FV, potencia nominal y ubicación.
- Tipo de instalación (suelo, cubierta o fachada).
- Tecnología de los módulos FV de la instalación.
- Fabricante y modelo de módulos FV.
- Especificaciones técnicas en CEM (P_m , V_{mp} , I_{mp} , V_{oc} , I_{sc}) de módulos FV.
- Orientación y ángulo de inclinación.
- Esquema eléctrico de instalación.

Es necesario comprobar y ajustar si fuera necesario la fecha y hora del equipo termográfico. También hay que comprobar nivel de carga de la batería del equipo.

Es necesario disponer de un sistema de identificación y codificación de módulos FV para informar de posibles hallazgos producidos durante la inspección, así como un sistema de identificación de células dentro del módulo FV. En el Anexo A se propone una matriz de identificación de módulo FV y células. De esta forma se debe obtener una información clara e inequívoca de la ubicación de todos los posibles hallazgos obtenidos durante la inspección.

Es recomendable que la identificación y codificación de módulos FV se realice de forma previa a la inspección. De esta forma se puede anticipar el número de termografías IR a realizar del sistema FV completo y facilitar la correspondencia entre array o grupo de módulos FV y termografía IR. Además, se puede planificar el plan de vuelo en el caso de que está prevista termografía aérea.

La información anterior será recopilada en Hoja de datos que permita sistematizar y registrar la información.

Es necesario realizar una inspección visual previa de la instalación FV a ensayar con objeto de determinar posibles incidencias apreciables (rotura de módulos FV, nivel de suciedad, posibles sombreados parciales, posibles quemaduras sobre módulos, etc.). Estas incidencias detectadas visualmente deben ser documentadas mediante localización e imagen fotográfica.

4.3.4 Condiciones atmosféricas

Respecto a las condiciones atmosféricas es necesario recopilar la siguiente información:

- Fecha y hora inicial.
- Elevación y azimut solar.
- Irradiancia sobre el plano de los módulos (W/m^2).
- Temperatura atmosférica medidas a la sombra ($^{\circ}C$).
- Humedad relativa (%HR).
- Velocidad del viento en m/s y dirección del mismo.

Las condiciones anteriores será necesaria registrarlas antes, durante y después de la inspección con objeto de asegurar que se cumplan durante la misma. Ante un cambio de funcionamiento repentino de la instalación (nubes o interrupción de generación) será necesario un tiempo de al menos 15 minutos para volver a alcanzar el funcionamiento estacionario en régimen permanente.

Las condiciones atmosféricas necesarias para la inspección serán:

Parámetro	Límite
Irradiancia	<ul style="list-style-type: none"> Mínimo de 700 W/m² en el plano de los módulos para inspección de módulos FV. La corriente de operación medida debe ser un mínimo del 30% de la corriente nominal del sistema FV para inspección de otros componentes eléctricos.
Velocidad del viento	Preferiblemente < 8 m/s
Cobertura de nubes	Preferiblemente < 2 okta de cielo cubierto por nubes tipo cúmulos
Suciedad	Ninguna o baja. Limpieza recomendada

Tabla 4.3: Condiciones atmosféricas especificadas.

Para el caso de velocidad del viento y cobertura de nubes la indicación en Tabla 4.3: de “preferiblemente” hace referencia a aquellos casos donde sea posible elegir el día de la inspección de forma flexible según pronóstico meteorológico. Tanto si la inspección se realiza con velocidad del viento inferior o superior a 8 m/s se aplicará factor de corrección según se indica en 4.3.8.2 para compensar el efecto convectivo del mismo.

La cobertura de nubes se documentará mediante realización de fotografías del cielo antes y después de la inspección. Tanto si la inspección se realiza con cobertura de nubes inferior o superior a 2 okta se aplicará temperatura reflejada del cielo según se estudia en apartado 4.3.5.2 para compensar el efecto de la radiación reflejada del cielo.

La información anterior será recopilada en Hoja de datos que permita sistematizar y registrar la información.

4.3.5 Configuración básica del equipo termográfico

Para obtener mediciones con exactitud en la inspección es necesario considerar valores adecuados tanto para la emisividad frontal y trasera del sistema a inspeccionar como de la temperatura reflejada del cielo para compensar su efecto. Además, habrá que considerar otros parámetros básicos que permitan una configuración adecuada.

4.3.5.1 Determinación de la emisividad frontal/trasera

La determinación experimental de la emisividad frontal puede resultar inviable si la instalación se encuentra en operación debido a que añadir un sensor de contacto provocaría un sombreado parcial y el consiguiente punto caliente. Para el caso del vidrio utilizado como recubrimiento por los módulos FV, las referencias consultadas indican valores de emisividad en torno a 0,85 que podría llegar a 0,92 según el nivel de suciedad (Krenzinger & de Andrade 2007), (Buerhop et al. 2011), (Bazilian et al. 2002). Si no se ha podido medir anteriormente y no se dispone de información previa sobre dicho parámetro se puede considerar un valor de 0,85 o bien uno superior de acuerdo al nivel de suciedad.

La determinación experimental de la emisividad trasera puede resultar inviable si la instalación se encuentra inaccesible por la parte trasera (por ejemplo en fachada). Para el caso del Tedlar, el cual es un material polímero habitual en la parte posterior de los módulos FV, se puede considerar un valor en torno a 0,90.

Sin embargo, en situaciones en las que sea posible determinar de forma experimental la emisividad se procederá según se estudió en apartado 3.5.3 de capítulo anterior. Hay que tener en cuenta que la estructura superficial de un material y su suciedad puede afectar al valor de emisividad. Es decir, se realizará con ayuda de un sensor de contacto. Para ello se sitúa el sensor de contacto sobre un punto de referencia sobre el objeto y se mide la temperatura. Posteriormente se ajusta el valor de la emisividad en el equipo termográfico hasta que el valor proporcionado de temperatura coincida con la lectura del sensor de contacto. El valor ajustado será el valor de emisividad en el objeto de referencia.

4.3.5.2 Determinación de la temperatura reflejada del cielo

Para determinar de forma experimental la temperatura aparente reflejada del cielo, según se indicó en el apartado 3.5.2 en capítulo anterior se puede utilizar la cámara de termografía y un radiador difuso o bien un reflector infrarrojo. El radiador difuso se puede construir de manera artesanal con papel de aluminio arrugado y alisado sobre un cartón como soporte.

Para calcular la temperatura aparente reflejada del cielo se colocará la lámina de aluminio de forma cercana, de manera que quede directamente expuesto al cielo pero a la sombra con objeto de evitar la influencia de la radiación solar. Se debe configurar la cámara con distancia al objeto = 0 y un valor de emisividad = 1 con objeto de medir toda la radiación sin compensar por efecto de la atmósfera. La temperatura medida estará bastante próxima de la temperatura real reflejada por lo que el valor obtenido se deberá ajustar en la cámara para poder obtener valores de medición compensados con este efecto.

Para aplicaciones al aire libre en condiciones de cielo despejado, dependiendo del ángulo de incidencia, el método expuesto puede ser ineficaz puesto que la cámara puede presentar

una saturación a baja carga como consecuencia de la ventana de transmitancia atmosférica (Krenzinger & de Andrade 2007). En este caso, es posible medir la temperatura efectiva del cielo utilizando un reflector infrarrojo con propiedades de reflectancia lo más cercanas posible a las de la muestra para reducir los errores (ASTM E1862 - 14 2014). Para este fin, se debe usar un módulo FV del mismo tipo. Para calcular la temperatura aparente reflejada del cielo, el módulo FV se colocará en la sombra, cerca del objeto a medir, en una posición paralela a la muestra, de tal manera que el objeto quede expuesto directamente al cielo. La cámara de termografía se configurará con una distancia a objeto = 0 y emisividad = 1. La temperatura medida con la cámara se aproximará a la temperatura real aparente reflejada, por lo que dicho valor tendrá que configurarse en la cámara para obtener valores de medición equilibrados posteriormente con este efecto.

4.3.5.3 Otros parámetros de configuración

Para compensar el efecto de la atmosfera que separa el objeto de medida de la lente del equipo termográfico es necesario considerar otros parámetros. Estos parámetros son: temperatura atmosférica, humedad relativa y distancia. Pueden ser introducidos antes de la inspección o posteriormente en equipos radiométricos.

4.3.6 Posicionamiento del equipo termográfico

El posicionamiento del equipo termográfico estará condicionado por la accesibilidad de la instalación, la necesidad de minimización de reflejos, y por la disponibilidad de elementos accesorios de posicionamiento (escalera, grúa o dron).

4.3.6.1 Ubicación frontal/trasero del equipo termográfico

En el caso que se necesite una gran exactitud, se realizará preferentemente la inspección de forma trasera a los módulos FV debido a que la ausencia de reflejos procedentes del sol y del cielo mejorará la exactitud de las mediciones. Esta situación tendrá lugar normalmente como segundo barrido durante la inspección con objeto de evaluar la severidad del hallazgo detectado.

En el caso de instalaciones FV de gran tamaño se realizará, por rapidez, una inspección frontal mediante termografía aérea. Esta tendrá lugar de forma inicial como una primera inspección, con objeto de detectar incidencias de forma rápida. Posteriormente, se realizará una segunda inspección detallada sobre el terreno de forma frontal solo sobre los módulos FV con hallazgos detectados y de forma trasera cuando sea posible y necesario. Si la parte

trasera es inaccesible únicamente se podrá realizar una repetición de la inspección frontal pero solo sobre los módulos FV con hallazgos detectados.

Es necesario evitar la reflexión solar durante la inspección. Hay que tener en cuenta que la superficie de los módulos FV es normalmente de tipo especular, y que puede haber reflejos solares y sombreados provocados por vegetación o elementos arquitectónicos cercanos.

Es necesario evitar la autorreflexión provocada por una ubicación con un ángulo próximo a 0° respecto de la perpendicular de los módulos FV.

Es necesario utilizar un ángulo de inspección máximo de 40° respecto de la perpendicular de los módulos FV (ángulo de inspección mínimo de 50° respecto del plano de los módulos FV).

4.3.6.2 Determinación de la altura de inspección

Es necesario calcular tanto la altura ideal (h) como la altura mínima (h_m) según apartado 3.7.2 en el capítulo anterior. Para ello se considera el ángulo de inclinación (α) como parámetro conocido mientras que la distancia horizontal (d) será estimada como valor posible de acuerdo a la ubicación y accesibilidad a la instalación. El parámetro L es la longitud total de los módulos FV dispuestos según se observa en Figura 4.1.

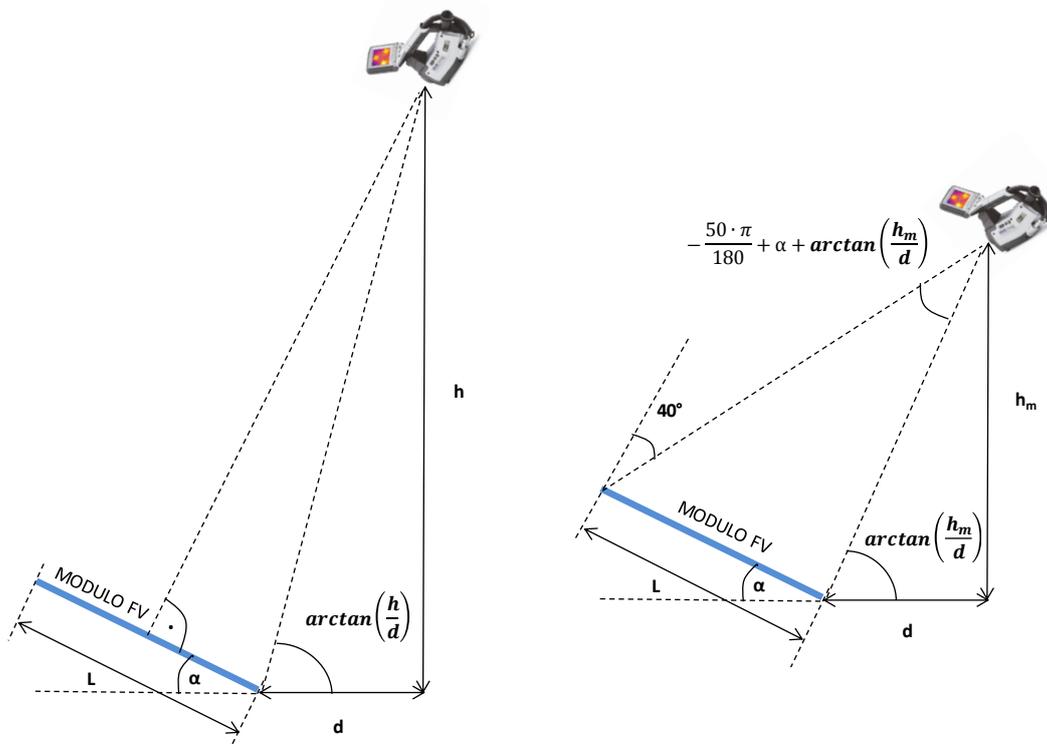


Figura 4.1: Disposición de elementos y parámetros para el cálculo de la altura ideal (h) y altura mínima (h_m) de inspección.

Las ecuaciones a aplicar para calcular altura ideal (h) y altura mínima (h_m) son las siguientes:

$$\sqrt{h^2 + d^2} \cdot \cos\left(\Pi - \alpha - \tan^{-1}\frac{h}{d}\right) - \frac{L}{2} = 0 \quad (4.1)$$

$$\sqrt{h_m^2 + d^2} \cdot \sin\left(-\frac{50 \cdot \pi}{180} + \alpha + \tan^{-1} h_m/d\right) - L \cdot \sin\frac{50 \cdot \pi}{180} = 0 \quad (4.2)$$

Según lo anterior se obtendrán los valores de altura ideal y altura mínima. De acuerdo al resultado y a la disponibilidad de elementos auxiliares para el posicionamiento (escalera, grúa elevadora o dron) se definirá la altura de inspección. Hay que tener en cuenta que habrá que evitar la posible autorreflexión del propio operario con cámara IR que pueda producirse.

Es necesario durante la inspección que el ángulo de inspección no sea inferior a 50° medido desde el plano de los modelos (o superior a 40° medido desde la normal) con objeto de que la exactitud de las mediciones no se vea afectada por un incremento de la reflectividad superficial de los módulos.

4.3.7 Procedimiento de inspección

El técnico termógrafo que realiza la inspección deberá estar cualificado para la realización la misma. Se requiere una certificación nivel 1 en termografía y formación en instalaciones eléctricas para garantizar el cumplimiento de las condiciones de seguridad aplicables.

Se realizará de forma previa a la inspección una medida de la intensidad con pinza amperimétrica (o amperímetro de CC) con objeto de conocer nivel de carga en módulo FV o cadena. Esta medida se repetirá al finalizar la inspección con objeto de comprobar la posible variación de condiciones de carga.

Es necesario considerar un tiempo de encendido del equipo termográfico con sensor de tipo bolométrico de al menos 15 minutos para asegurar el acondicionamiento térmico del equipo que garantiza la exactitud del mismo.

La inspección consistirá en una primer barrido completo considerando todos los requisitos técnicos y las condiciones de posicionamiento establecidas. Se registrará una termografía IR para cada grupo de módulos FV previamente codificada. Una vez concluido el primer barrido

se realizará una revisión in situ de todas las termografías realizadas con objeto de detectar posibles incidencias.

La inspección continuará con un segundo barrido solo de las posibles incidencias detectadas en el primer barrido. El segundo barrido se realizará frontalmente, y si es posible, por la parte posterior de los módulos FV con incidencias para mejorar la exactitud de las medidas. De forma previa a este segundo barrido se medirán y registrarán las condiciones atmosféricas e intensidad de carga.

Se realizará una fotografía de detalle de todas las incidencias detectadas con objeto de documentar los hallazgos, identificar ubicación y facilitar un examen visual exhaustivo. Para cada hallazgo se anotará la ubicación exacta según codificación definida previamente.

4.3.8 Análisis de resultados

El análisis de resultados tiene por objeto analizar toda la información recopilada y las termografías realizadas para expresar las medidas de forma adecuada. Es necesario extrapolar resultados de medida de temperatura a las condiciones más desfavorables. Estas condiciones más desfavorables se producen debido a la irradiancia cuando la intensidad es la nominal y por otra parte cuando la velocidad del viento es nula. Para la extrapolación de resultados se procede según lo siguiente:

4.3.8.1 Extrapolación debido a la irradiancia

Debido a la dependencia con la irradiancia del incremento de la temperatura de una célula o punto caliente con respecto a las células adyacentes (ΔT_{HS}) es apropiado caracterizar el incremento de temperatura de la célula o punto caliente mediante un valor normalizado de irradiancia (Moretón et al. 2015). De esta forma será posible comparar la criticidad de diferentes hallazgos o evaluar la tendencia de un hallazgo concreto. Para esta extrapolación se seguirá lo establecido en la especificación IEC TS 62446-3 para expresar el resultado de la diferencia de temperatura medida entre componentes en funcionamiento y sin funcionamiento (o parcial) bajo condiciones actuales a la diferencia de temperatura esperada bajo la irradiación nominal en el plano del módulo fotovoltaico, definida como 1.000 W/m^2 . Esto se aplica a los módulos fotovoltaicos y otros componentes de BOS para cualquier anomalía térmica. Las anomalías térmicas son diferenciadas entre:

- a) Anomalías puntuales: como un punto caliente en una célula solar
- b) Anomalías de área extendida: como una célula solar entera caliente o quemada

Para la extrapolación de diferencia de temperatura se utilizará la siguiente expresión:

$$\Delta T_2 = \left(\frac{G_2}{G_1} \right)^x \cdot \Delta T_1 \quad (4.3)$$

Donde

- ΔT_i : Diferencia de temperatura entre componente en funcionamiento y no funcionamiento bajo idénticas condiciones i de irradiancia.
- G_i : Irradiancia o carga (corriente CC) en condiciones i.
- $i=1$: Valor de la temperatura/irradiancia actual (o carga parcial).
- $i=2$: Valor a la temperatura/carga nominal (100% irradiancia/condición de carga).
- x : es el factor exponencial considerando diferentes formas de anomalías.

Dado que la corriente CC generada por los módulos FV es proporcional a la irradiancia y si se conoce la corriente nominal a 1.000 W/m^2 , la corriente de carga de CC puede sustituirse por irradiancia en la fórmula anterior.

- Para una anomalía puntual (fuente de calor puntual con transferencia de calor radial, típicamente hasta 2 mm^2) el factor x es típicamente entre 1,5 y 1,8.
- Para una anomalía de área extendida (fuente de calor extendida lateral - típicamente del tamaño de una o más células) el factor x es típicamente $x=1$ y por lo tanto representa una dependencia lineal de la temperatura con la irradiancia/carga de corriente.

Por conveniencia, el factor exponencial x y los términos de irradiancia/carga se pueden combinar en un "factor de corrección", para extrapolar directamente ΔT del estado medido a la condición nominal. Los valores de estos factores de corrección para anomalías puntuales y anomalías de área extendida de módulos FV y componentes de BOS se pueden encontrar en las columnas correspondientes de la Tabla 4.4.

$$\text{factor de corrección} = \left(\frac{G_2}{G_1} \right)^x \quad (4.4)$$

Carga actual (%)	Anormalidad puntual		Anormalidad área extendida (x=1)	
	Módulos FV (x=1,5)	Otros BOS (x=1,6)	Módulos FV	Otros BOS
30	NA	6,9	NA	3,3
40	NA	4,3	NA	2,5
50	NA	3,0	NA	2,0
60	1,7	2,3	1,7	1,7
70	1,4	1,8	1,4	1,4
80	1,3	1,4	1,3	1,3
90	1,1	1,2	1,1	1,1
100	1,0	1,0	1,0	1,0
110	0,9	0,9	0,9	0,9
120	0,8	0,8	0,8	0,8

Tabla 4.4: Factor de extrapolación para diferencias de temperatura a condiciones de carga nominal según especificación IEC TS 62446-3.

4.3.8.2 Extrapolación debida la velocidad del viento

En el caso de que la inspección se haya realizado con una velocidad del viento determinada se aplicará un factor de corrección a las medidas según se indica en la Tabla 4.5 considerando los valores previamente medidos de T_{atm} , G y V_{vie} . La velocidad del viento se mide de forma próxima a los módulos tanto antes, durante y después de la inspección. Si existe diferencia significativa entre los valores medidos, o bien se detecta viento variable o racheado durante la inspección, se tomará un valor medido promediado y se indicará dicha circunstancia en el informe final.

V _{vie} (m/s)	T _{atm} (°C)								
	10			10			10		
	G (W/m ²)								
	700	750	800	850	900	950	1000	1050	1100
0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
2	1,10	1,10	1,09	1,09	1,09	1,08	1,08	1,08	1,07
3	1,16	1,15	1,15	1,14	1,13	1,13	1,12	1,12	1,11
4	1,22	1,21	1,20	1,19	1,19	1,18	1,17	1,16	1,16
5	1,30	1,28	1,27	1,26	1,24	1,23	1,22	1,22	1,21
6	1,38	1,36	1,34	1,32	1,31	1,29	1,28	1,27	1,26
7	1,47	1,44	1,42	1,40	1,38	1,36	1,34	1,33	1,32
8	1,58	1,54	1,51	1,48	1,46	1,43	1,41	1,40	1,38
9	1,70	1,65	1,61	1,58	1,55	1,52	1,49	1,47	1,45
10	1,85	1,78	1,73	1,69	1,65	1,61	1,58	1,55	1,52
11	2,02	1,94	1,87	1,81	1,76	1,71	1,67	1,64	1,61
12	2,22	2,12	2,03	1,95	1,89	1,83	1,78	1,74	1,70
13	2,47	2,33	2,22	2,12	2,04	1,97	1,91	1,85	1,80
14	2,79	2,60	2,45	2,32	2,22	2,13	2,05	1,98	1,92
15	3,20	2,94	2,73	2,57	2,43	2,31	2,22	2,13	2,06

V _{vie} (m/s)	T _{atm} (°C)								
	20			20			20		
	G (W/m ²)								
	700	750	800	850	900	950	1000	1050	1100
0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
2	1,08	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06
3	1,12	1,12	1,11	1,11	1,10	1,10	1,10	1,10	1,09
4	1,17	1,16	1,15	1,15	1,14	1,14	1,14	1,13	1,13
5	1,22	1,21	1,20	1,19	1,19	1,18	1,18	1,17	1,16
6	1,27	1,26	1,25	1,24	1,23	1,23	1,22	1,21	1,20
7	1,33	1,32	1,31	1,29	1,28	1,27	1,26	1,26	1,25
8	1,40	1,38	1,37	1,35	1,34	1,33	1,31	1,30	1,29
9	1,47	1,45	1,43	1,41	1,40	1,38	1,37	1,35	1,34
10	1,56	1,53	1,50	1,48	1,46	1,44	1,43	1,41	1,39
11	1,65	1,61	1,58	1,56	1,53	1,51	1,49	1,47	1,45
12	1,75	1,71	1,67	1,64	1,61	1,58	1,56	1,54	1,51
13	1,87	1,82	1,77	1,73	1,70	1,66	1,63	1,61	1,58
14	2,00	1,94	1,88	1,84	1,79	1,75	1,72	1,69	1,66
15	2,15	2,08	2,01	1,95	1,90	1,85	1,81	1,77	1,74

V _{vie} (m/s)	T _{atm} (°C)								
	30			30			30		
	G (W/m ²)								
	700	750	800	850	900	950	1000	1050	1100
0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02
2	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05
3	1,10	1,09	1,09	1,09	1,09	1,08	1,08	1,08	1,08
4	1,13	1,13	1,12	1,12	1,12	1,12	1,11	1,11	1,11
5	1,17	1,17	1,16	1,16	1,15	1,15	1,14	1,14	1,14
6	1,21	1,21	1,20	1,19	1,19	1,18	1,18	1,17	1,17
7	1,26	1,25	1,24	1,23	1,23	1,22	1,21	1,21	1,20
8	1,31	1,30	1,29	1,28	1,27	1,26	1,25	1,25	1,24
9	1,36	1,34	1,33	1,32	1,31	1,30	1,29	1,28	1,28
10	1,41	1,40	1,38	1,37	1,36	1,35	1,34	1,33	1,32
11	1,47	1,46	1,44	1,42	1,41	1,40	1,38	1,37	1,36
12	1,54	1,52	1,50	1,48	1,46	1,45	1,43	1,42	1,41
13	1,61	1,59	1,57	1,54	1,52	1,50	1,49	1,47	1,46
14	1,69	1,66	1,64	1,61	1,59	1,57	1,55	1,53	1,51
15	1,78	1,75	1,71	1,68	1,66	1,63	1,61	1,59	1,57

V _{vie} (m/s)	T _{atm} (°C)								
	40			40			40		
	G (W/m ²)								
	700	750	800	850	900	950	1000	1050	1100
0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
2	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04
3	1,08	1,08	1,08	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07
4	1,11	1,11	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,09	1,09
5	1,14	1,14	1,13	1,13	1,13	1,13	1,12	1,12	1,12
6	1,17	1,17	1,17	1,16	1,16	1,15	1,15	1,15	1,14
7	1,21	1,20	1,20	1,19	1,19	1,18	1,18	1,18	1,17
8	1,25	1,24	1,23	1,23	1,22	1,22	1,21	1,21	1,20
9	1,29	1,28	1,27	1,26	1,26	1,25	1,24	1,24	1,23
10	1,33	1,32	1,31	1,30	1,29	1,29	1,28	1,27	1,27
11	1,37	1,36	1,35	1,34	1,33	1,32	1,32	1,31	1,30
12	1,42	1,41	1,40	1,39	1,37	1,36	1,35	1,35	1,34
13	1,48	1,46	1,45	1,43	1,42	1,41	1,40	1,39	1,37
14	1,53	1,51	1,50	1,48	1,47	1,45	1,44	1,43	1,42
15	1,59	1,57	1,55	1,53	1,52	1,50	1,49	1,47	1,46

Tabla 4.5: Factor de corrección según la velocidad del viento.

En el informe final se expresarán los valores de temperatura medidas sin corregir y corregidos según los criterios de extrapolación indicados de forma que quede clara la indicación de temperatura.

4.3.9 Criterios de aceptación/rechazo para células/puntos calientes

De acuerdo a las incidencias detectadas durante la inspección es posible asignarle una clase según la especificación técnica IEC TS 62446-3 con objeto de determinar la actuación de mantenimiento que corresponda. La asignación de clases y la acción recomendada se indican en la siguiente tabla.

Clase de anomalía	1 (ninguna anomalía)	2 (anormalidad térmica)	3 (anormalidad térmica relevante para la seguridad)
Recomendaciones para acción	Ninguna acción inminente	Comprobación de la causa y si es necesario, rectificación en un periodo razonable	Interrupción inmediata de la operación, comprobación de la causa y rectificación en un periodo razonable.

Tabla 4.6: Asignación de clases de anomalías según IEC TS 62446-3.

Para el caso de puntos calientes es posible considerar el criterio de aceptación/rechazo establecido en referencia (Moretón et al. 2015). Para la aplicación de este criterio será necesario medir individualmente la tensión de funcionamiento de los módulos FV por lo que será aplicado cuando sea un requisito previamente acordado con el cliente. Según este criterio, la diferencia de temperatura entre el punto caliente y sus alrededores ΔT_{HS} , y las diferencias de voltaje de funcionamiento entre los módulos FV afectados y no afectados son la base para el establecimiento del criterio de aceptación. Hay que tener en cuenta que las pérdidas de tensión en los módulos no defectuosos se pueden entender directamente como pérdidas de potencia, ya que la corriente es común para todos los módulos conectados en serie.

La aplicación del criterio de aceptación/rechazo supone considerar lo siguiente:

- a) Si $\Delta T_{HS}^* < 10 \text{ }^\circ\text{C}$ se considera el módulo no defectuoso.
- b) Si $\Delta T_{HS}^* > 20 \text{ }^\circ\text{C}$ se considera el módulo defectuoso.
- c) Si $10 \text{ }^\circ\text{C} > \Delta T_{HS}^* > 20 \text{ }^\circ\text{C}$ se considera defectuoso el módulo que disponga de una pérdida de potencia efectiva (medida como un decremento de la tensión de operación en relación a los módulos no defectuosos de la misma cadena) que excede las pérdidas de potencia máximas permitidas fijadas en las garantías.

Es necesario indicar que este criterio de aceptación/rechazo es el establecido desde hace varios años por el Instituto de Energía Solar de la UPM cuando ha mediado entre fabricantes de módulos FV y propietarios de instalaciones FV.

4.4 Contenido de informe de inspección termográfica

La especificación técnica IEC TS 62446-3 (Termografía infrarroja en el exterior de módulos y plantas fotovoltaica) considera que la inspección termográfica debe contener la siguiente información:

- a. Nombre del experto fotovoltaico, termógrafo y de las personas que lo asisten.
- b. Tipo, fabricante y modelo del sistema de la cámara.
- c. Día y hora de la inspección.
- d. Localización de la inspección.
- e. Alcance de la inspección según lo contratado.
 1. con designación de tipo de componentes.
 2. eficiencia del módulo FV, clasificación nominal del componente BOS.
 3. listado de componentes inspeccionados.
 4. montaje para módulos FV (montado en tejado: paralelo, inclinado, en azotea; instalación nueva), orientación; inclinación y localización de componentes para BOS.
- f. Condiciones ambientales.
 1. Temperatura atmosférica del aire en °C.
 2. Velocidad del viento en Bft o m/s y dirección.
 3. Cobertura de nubes en okta y tipo de nubes.
 4. Irradiancia en el plano de los módulos en W/m^2 .
- g. Nivel de suciedad de los módulos FV con fotografía como evidencia.
- h. Descripción del procedimiento de inspección.
- i. Listado de los puntos destacados térmicos encontrados con identificación de su posición dentro de la planta FV. Para los módulos fotovoltaicos, siempre se deberán establecer de 2 de 5 posibles identificaciones:
 - i. Número de serie.
 - ii. Marcado en una fotografía que indique claramente la ubicación dentro de la foto, e identificación clara de la ubicación de la foto.
 - iii. Coordenadas X-Y con identificación clara de columna y fila.
 - iv. Marcado en la documentación del sistema (cadena o plano).
 - v. Marcado permanente del módulo en su ubicación.
- j. Recomendación para la próxima inspección periódica, si es diferente del ciclo de 4 años.
- k. Acciones recomendadas basadas en la clasificación de las anomalías.
- l. Resumen de los resultados.

Para anomalías térmicas dentro de un módulo, la imagen termográfica debe mostrar como mínimo un módulo completo, señalando la posición de la caja de conexiones y el borde inferior dentro de la instalación. Se pueden agregar imágenes termográficas

adicionales de vistas detalladas para mayor aclaración. Los siguientes detalles serán dados con cada imagen termográfica:

- a. Descripción exacta del objeto.
- b. Nombre del fichero, fecha y hora de toma de imagen termográfica.
- c. Sistema de cámara con número de serie y lente.
- d. Emisividad usada y temperatura reflejada registrada (T_{ref}).
- e. Descripción exacta de la localización en la planta FV, que permite al cliente la clara identificación de la anomalía.
- f. En el caso que se requiera una acción inmediata, se debe proporcionar una foto con resolución suficiente para distinguir visualmente los detalles en la imagen termográfica.
- g. Para inspecciones detalladas, temperaturas (objetos) o diferencia de temperatura en la anomalía térmica, preferiblemente en comparación con la temperatura de una mancha regular.
- h. Conclusiones y recomendaciones para otras acciones.

4.5 Anexo A: Hoja de toma de datos

	LABORATORIO DE METROLOGÍA ELÉCTRICA Y CALIBRACIÓN Escuela Superior de Ingeniería – Universidad de Cádiz	
	HOJA DATOS DE INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA IR EN SISTEMA FV	
	Nº Informe:	Página de

IDENTIFICACIÓN DE LA INSTALACIÓN			
CLIENTE:		DENOMINACIÓN:	
UBICACIÓN:		POTENCIA NOM. kWp:	
TIPO:		TECNOLOGÍA MÓDULOS:	
ORIENTACIÓN:		ANGULO INCLINACIÓN (°):	

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS MÓDULOS FV EN CEM			
FABRICANTE:		MODELO:	
POTENCIA MAXIMA (W):		TONC (°):	
TENSIÓN MAX. POT. (V):		INTENSIDAD MAX. POT. (A):	
TENSIÓN CIR. ABIER. (V):		INTENSIDAD CORTO. (A):	

CONDICIONES DE REALIZACIÓN			
METRÓLOGO:		FECHA:	
EMISIVIDAD FRONTAL:		EMISIVIDAD TRASERA:	
TEMP. EQUIV. CIELO (°C):			

CONDICIONES ATMOSFERICAS Y CARGA			
	INICIO INSPECCIÓN	INICIO 2º BARRIDO	FINAL INSPECCIÓN
HORA (hh:mm):			
ELEVACIÓN / AZIMUT SOLAR (°):			
IRRADIANCIA PLANO MÓDULOS (W/m²):			
TEMPERATURA ATMOSFÉRICA (°):			
HUMEDAD RELATIVA (%HR):			
VELOCIDAD DEL VIENTO (m/s):			
COBERTURA DE NUBES (Okta):			
INTENSIDAD (A) o NIVEL DE CARGA (%):			

OBSERVACIONES



LABORATORIO DE METROLOGÍA ELÉCTRICA Y CALIBRACIÓN Escuela Superior de Ingeniería – Universidad de Cádiz	
HOJA DATOS DE INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA IR EN SISTEMA FV	
Nº Informe:	Página de

ANEXO I: MATRIZ DE IDENTIFICACIÓN DE MÓDULOS Y CÉLULAS

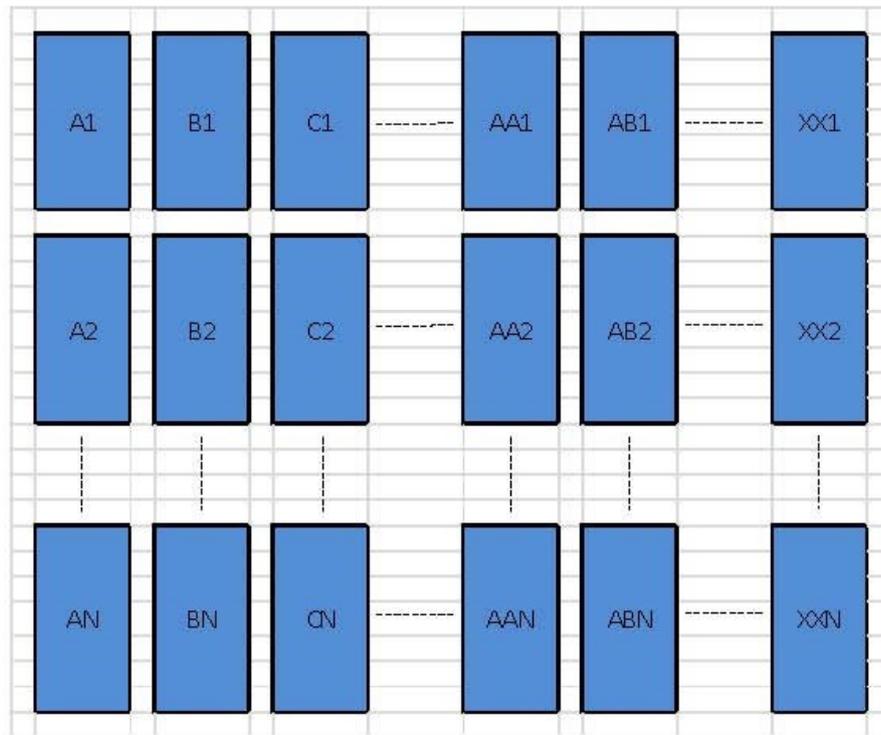


Figura A1: Matriz de identificación de módulos FV

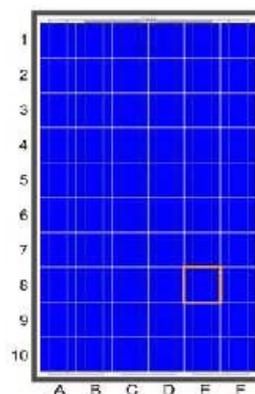
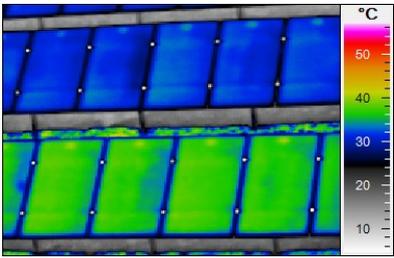
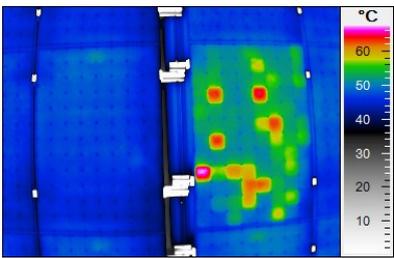
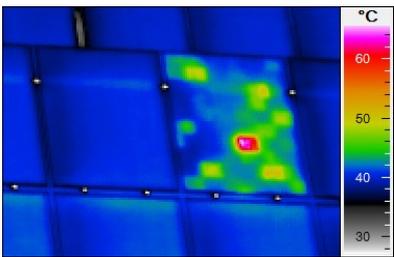
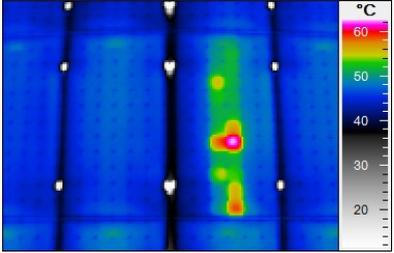
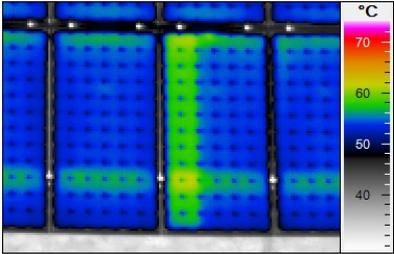
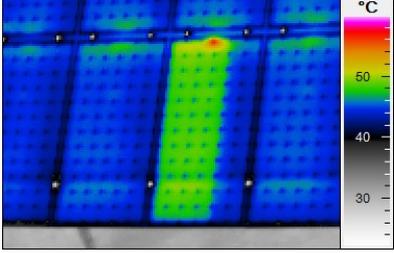
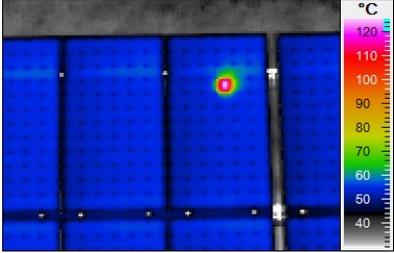
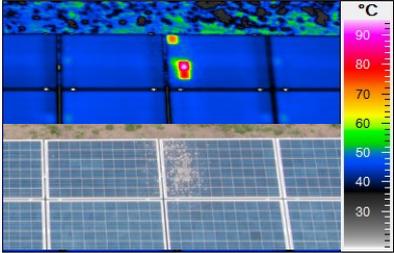
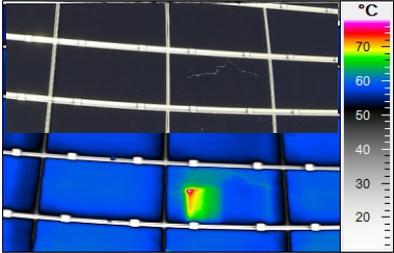


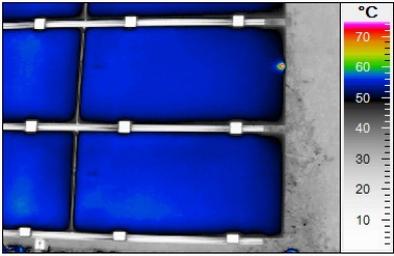
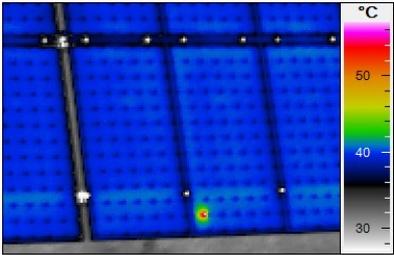
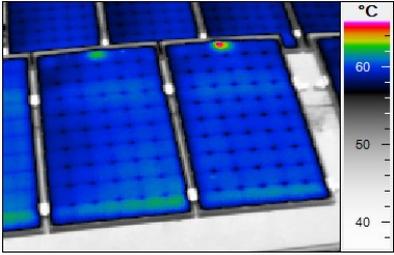
Figura A2: Matriz de identificación de células con vista frontal y caja de unión en la parte superior

4.6 Anexo B: Matriz de anomalías térmicas de módulos FV según especificación técnica IEC TS 62446-3

Ejemplos 1-3: Cadenas y módulos	Categoría	Diferencia de temperatura a 1000 W/m ²	Patrón térmico, definición e información adicional de anomalía
	<p>Módulo en circuito abierto</p> <p>(Si Cristalino y película delgada)</p>	<p>2 K - 7 K</p>	<p>Evaluable por patrón térmico y clasificado como una anomalía de área extendida.</p> <p>La superficie del módulo está calentada homogéneamente. El ΔT de la caja de conexiones es similar al estado operacional.</p> <p>Recomendado: comprobación del módulo, estado de operación del inversor y condición de cableado, conectores y fusibles..</p>
	<p>Módulo en cortocircuito</p> <p>(Si Cristalino)</p>	<p>Promedio de 2 K - 7 K sobre la superficie del módulo</p>	<p>Evaluable por patrón térmico, imagen visual y clasificada como una anomalía de área extendida.</p> <p>Patrón similar al del vidrio frontal roto (comprobar resistencia al aislamiento), PID, defectos de células y desajuste.</p> <p>Recomendado: verifique el módulo y el cableado.</p>
	<p>Módulo cristalino con vidrio frontal roto</p> <p>(Si Cristalino)</p>	<p>Promedio de 0 K - 7 K sobre la superficie del módulo</p>	<p>Evaluable por patrón térmico e imagen visual.</p> <p>Tener cuidado con el alto voltaje ya que la resistencia de aislamiento se pierde.</p> <p>Patrón similar como módulos en cortocircuito, con PID, defectos de célula y desajuste. A veces solo Las células rotas se calientan. En las primeras semanas después de la rotura, un módulo con vidrio roto puede mostrar comportamiento térmico normal.</p>

Ejemplos 4-6: Subcadenas dentro de módulos	Categoría	Diferencia de temperatura a 1000 W/m ²	Patrón térmico, definición e información adicional de anomalía
	<p>Subcadena en cortocircuito (Si Cristalino)</p>	<p>Promedio de 2 K - 7 K mayor que la subcadena</p>	<p>Evaluable por patrón térmico y clasificado como una anomalía de área extendida. En una o más subcadenas, fácil de confundir con ruptura de célula o defectos de células, PID o desajuste. Recomendado: Comprobar el módulo y diodos bypass para una función adecuada bajo polarización inversa.</p>
	<p>1 subcadena en circuito abierto, pérdida de conexión dentro de la caja de conexiones del módulo o conector de célula (Si Cristalino y película delgada)</p>	<p>2 K - 7 K</p>	<p>Evaluable por patrón térmico y clasificado como una anomalía de área extendida. Parte de la superficie del módulo es homogéneamente calentada y la disipación de calor por el diodo bypass en funcionamiento, es visible. La diferencia de temperatura del vidrio en la parte superior de la caja de conexiones difiere con la construcción. La pérdida de contacto en una conexión celular puede conducir a un arco en serie en la superficie posterior del módulo</p>
	<p>2 subcadenas en circuito abierto, pérdida de conexión dentro de la caja de conexiones del módulo (Si Cristalino y película delgada)</p>	<p>2 K - 7 K</p>	<p>Evaluable por patrón térmico y clasificado como una anomalía de área extendida. Parte de la superficie del módulo es homogéneamente calentada y la disipación de calor por los diodos bypass en funcionamiento, es visible. La diferencia de temperatura del vidrio en la parte superior de la caja de conexiones difiere con la construcción. La pérdida de contacto en una conexión de célula (o fallo del diodo bypass) puede conducir a un arco en serie en la superficie posterior del módulo</p>

Ejemplos 7-9: Anormalidades locales	Categoría	Diferencia de temperatura a 1000 W/m ²	Patrón térmico, definición e información adicional de anomalía
	<p>Célula única con diferencia de temperatura (Si Cristalino)</p>	<p>a) 10K-40K valor promedio sobre el área de la célula b) > 40K de valor promedio sobre el área de la célula</p>	<p>Evaluable por patrón térmico y clasificado como una anomalía de área extendida. La diferencia de temperatura aumenta con la carga, eficiencia de la célula y número de células en una subcadena. Altas temperaturas causadas principalmente por células rotas. Podría conducir a daños irreversibles de la célula, encapsulante y diodos de bypass. Compruebe que no hay sombra o suciedad.</p>
	<p>Módulo con células sombreadas por la suciedad (Si Cristalino y película delgada)</p>	<p>a) ubicación con mucha lluvia y ΔT a pocos K b) ubicación básicamente no llueve y ΔT > 40 K</p>	<p>Evaluable por patrón térmico, imagen visual y clasificado típicamente como una anomalía de área extendida a) Suciedad normal como polvo o excrementos de pájaros en los módulos que será lavada por la lluvia. No se recomienda ninguna otra acción. b) Limpieza de módulos FV es altamente recomendada para evitar daños.</p>
	<p>Módulo de película delgada con vidrio frontal roto</p>	<p>Promedio de 0 K - 7 K sobre la superficie del módulo</p>	<p>Evaluable por patrón térmico e imagen visual Cuidado con el alto voltaje ya que se pierde la resistencia de aislamiento. Patrón similar a módulos en cortocircuito, con PID, defectos de células y desajuste. A veces solo las células rotas se calientan. En las primeras semanas después de la rotura un módulo con vidrio roto puede mostrar comportamiento térmico normal.</p>

Ejemplos 10-12: Anormalidades locales. Evaluación por termógrafos FV con experiencia	Categoría	Diferencia de temperatura a 1000 W/m ²	Patrón térmico, definición e información adicional de anomalía
	Resistencia de transferencia en conexiones cruzadas de un módulo de película delgada	> 10K	<p>Evaluable por patrón térmico, imagen visual y clasificada como una anomalía puntual.</p> <p>La diferencia en la temperatura aumenta con la carga causado por un incremento de la resistencia de contacto.</p> <p>Se recomienda la revisión personal por un experto FV o por termógrafo nivel 2 o equivalente.</p>
	Resistencia de transferencia a conexiones en la célula de un módulo de Si cristalino	> 10K	<p>Evaluable por patrón térmico, imagen visual y clasificada típicamente como una anomalía puntual.</p> <p>La diferencia en la temperatura aumenta con la carga causado por un incremento de la resistencia de contacto. También podría ser causado por una cinta rota o un punto de soldadura perdido entre cinta y conector cruzado.</p> <p>Se recomienda la revisión personal por un experto FV o por termógrafo nivel 2 o equivalente.</p>
	Caja de conexiones del módulo calentado (Si Cristalino y película delgada)	<p>≥ 3K</p> <p>Exceso de temperatura comparada cerca de caja de conexiones</p>	<p>Evaluable por patrón térmico, imagen visual y clasificada típicamente como una anomalía puntual.</p> <p>La diferencia de temperatura aumenta con la carga causada por una mayor resistencia de contacto dentro de la caja de conexiones. Alternativamente, podría ser causado por diodos de derivación de baja resistencia que lleven una corriente significativa.</p> <p>Se recomienda la revisión por personal experto FV o por un termógrafo nivel 2 o equivalente.</p>

Capítulo 5

5 APLICACIÓN DE PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN A INSTALACIÓN REAL. ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1 Introducción

En el presente capítulo se aplica el procedimiento de inspección propuesto en capítulo anterior sobre una instalación FV real. Para ello se analizan y se presentan los resultados obtenidos. La planta FV dónde se realiza la inspección dispone de potencia nominal de 100 kW y se encuentra ubicada en la población de Villamartín (Cádiz). La inspección se realiza en un primer barrido mediante termografía aérea con cámara Workswell WIRIS 2ª 336 alojada en dron. El análisis de resultados correspondiente se realiza con software CorePlayer de Workswell. La inspección se completa mediante un segundo barrido mediante termografía sobre el terreno pero únicamente sobre aquellas incidencias más relevantes. Este segundo barrido se realiza con cámara Flir ThermaCam S60 realizándose el análisis con el software ThermaCam Researcher Pro 2.7 SR-1.

5.2 Datos básicos de planta FV a inspeccionar

La planta FV a inspeccionar es de 100 kW de potencia nominal y se encuentra ubicada en la población de Villamartín (Cádiz). Las coordenadas geográficas son latitud: 36,85°N y longitud: -5,59°O. Dispone de orientación Sur y ángulo de inclinación sobre horizontal de 32°. Los módulos FV de la instalación son de tipo Si-p, modelo PS54 de fabricante Scheutem, si bien con posterioridad a la puesta en marcha inicial se añadieron otros módulos FV de tipo Si-m, modelo LYNX175M36 de fabricante LYNX Industries. Las especificaciones técnicas básicas de ambos tipos de módulos se resumen en la Tabla 5.1.



Figura 5.1: Vista aérea de planta FV de 100 kW de Villamartín (Cádiz).

	Scheutem	LYNX Industries
Tipo	Si-p	Si-m
Modelo	PS54	LYNX175M36
Potencia máxima P _m	195 W	175 W
Tolerancia	5%	3%
Tensión para máxima potencia V _{mp}	25,7 V	36,5 V
Intensidad para máxima potencia I _{mp}	7,57 A	4,79 A
Tensión de circuito abierto V _{oc}	32,8 V	44,1 V
Intensidad en cortocircuito I _{sc}	8,10 A	5,22 A
Coeficiente de temperatura de P _{max}	-	-0,45 % °C ⁻¹
Coeficiente de temperatura de V _{oc}	-	-0,35 %/K
Coeficiente de temperatura de I _{sc}	-	0,06 %/K

Tabla 5.1: Especificaciones técnicas de módulos FV de la instalación.

5.3 Aplicación del Procedimiento de Inspección

La inspección termográfica se realiza con fecha de 21 de noviembre 2017 centrándose el registro termográfico en intervalo horario con hora de inicio a las 12:00h y hora de finalización a las 13:30h. Entre dicho intervalo la posición solar fue:

- Elevación/Azimut solar (hora inicio): 30,18°N / -18,81°O
- Elevación/Azimut solar (hora final): 32,42°N / -2,59°O

5.3.1 Verificaciones previas

La inspección IR se realiza mediante termografía aérea mediante cámara termográfica Workswell WIRIS 2ª 336 alojada en dron. Esta inspección supone un primer barrido que permite detectar las incidencias de forma rápida. Para la realización de esta inspección termográfica aérea se ha contado con la colaboración del Servicio de Drones de la Universidad de Cádiz el cual dispone de autorización oficial, medios aéreos y personal cualificado para este tipo de servicio. El dron utilizado es un octocóptero ATYGES FV-8. Se programaron y realizaron varios planes de vuelo con alturas de 15 y 30 m, velocidades de vuelo de 1 y 2 m/s e intervalo de registro termográfico de 2, 3 y 5 segundos.



Figura 5.2: Imágenes del dron utilizado para la inspección termográfica aérea.

Además se ha utilizado instrumentación complementaria descrita en capítulo 3 como analizador de red, pinza amperimétrica de CC, termohigrómetro, piranómetro y anemómetro. La intensidad de CC en las 3 fases se ha medido a la entrada del inversor durante la realización de la prueba resultando valores del orden de 98 A por fase al inicio del ensayo y del orden de 105 A por fase al final del ensayo.

5.3.2 Inspección visual

Como se ha indicado los módulos FV de la instalación son de tipo Si-p. Sin embargo mediante inspección visual se detecta la existencia de módulos FV de tipo Si-m que han sido instalados con posterioridad a la puesta en marcha inicial como consecuencia de hurto en la instalación. También se observa la existencia de algunos módulos FV con rotura de cubierta frontal de vidrio. Además se detecta que algunos módulos FV se encuentran afectados por sombreado parcial tanto por vegetación como por los postes metálicos de la valla perimetral. Se comprueba que el nivel de suciedad sobre la cubierta frontal de los módulos FV de la instalación es bajo como consecuencias de lluvias recientes por la zona.

En la Figura 5.3 se detalla para la planta FV bajo inspección, considerando la matriz de identificación por módulo de Anexo A (Capítulo 4), las incidencias detectadas tras la inspección visual y su localización correspondiente. Las incidencias detectadas son la existencia de módulos FV con diferente tecnología, la existencia de módulos FV que presentan rotura de vidrio frontal y módulos FV afectados por sombreado parcial.

ARRAY 1: 3 STRING DE 24 MODULOS FV

A1	B1	C1	D1	E1	F1	G1	H1	I1	J1	K1	L1	M1	N1	O1	P1	Q1	R1	S1	T1	U1	V1	W1	X1	Y1	Z1	AA1	AB1	AC1	AD1	AE1	AF1	AG1	AH1	AI1	AJ1
A2	B2	C2	D2	E2	F2	G2	H2	I2	J2	K2	L2	M2	N2	O2	P2	Q2	R2	S2	T2	U2	V2	W2	X2	Y2	Z2	AA2	AB2	AC2	AD2	AE2	AF2	AG2	AH2	AI2	AJ2

ARRAY 2: 4 STRING DE 24 MODULOS FV

A3	B3	C3	D3	E3	F3	G3	H3	I3	J3	K3	L3	M3	N3	O3	P3	Q3	R3	S3	T3	U3	V3	W3	X3	Z3	AA3	AB3	AC3	AD3	AE3	AF3	AG3	AH3	AI3	AJ3	AK3	AL3	AM3	AN3	AO3	AP3	AQ3	AR3	AS3	AT3	AU3	AV3	AW3
A4	B4	C4	D4	E4	F4	G4	H4	I4	J4	K4	L4	M4	N4	O4	P4	Q4	R4	S4	T4	U4	V4	W4	X4	Z4	AA4	AB4	AC4	AD4	AE4	AF4	AG4	AH4	AI4	AJ4	AK4	AL4	AM4	AN4	AO4	AP4	AQ4	AR4	AS4	AT4	AU4	AV4	AW4

ARRAY 3: 4 STRING DE 24 MODULOS FV

A5	B5	C5	D5	E5	F5	G5	H5	I5	J5	K5	L5	M5	N5	O5	P5	Q5	R5	S5	T5	U5	V5	W5	X5	Z5	AA5	AB5	AC5	AD5	AE5	AF5	AG5	AH5	AI5	AJ5	AK5	AL5	AM5	AN5	AO5	AP5	AQ5	AR5	AS5	AT5	AU5	AV5	AW5
A6	B6	C6	D6	E6	F6	G6	H6	I6	J6	K6	L6	M6	N6	O6	P6	Q6	R6	S6	T6	U6	V6	W6	X6	Z6	AA6	AB6	AC6	AD6	AE6	AF6	AG6	AH6	AI6	AJ6	AK6	AL6	AM6	AN6	AO6	AP6	AQ6	AR6	AS6	AT6	AU6	AV6	AW6

ARRAY 4: 4 STRING DE 24 MODULOS FV

A7	B7	C7	D7	E7	F7	G7	H7	I7	J7	K7	L7	M7	N7	O7	P7	Q7	R7	S7	T7	U7	V7	W7	X7	Z7	AA7	AB7	AC7	AD7	AE7	AF7	AG7	AH7	AI7	AJ7	AK7	AL7	AM7	AN7	AO7	AP7	AQ7	AR7	AS7	AT7	AU7	AV7	AW7
A8	B8	C8	D8	E8	F8	G8	H8	I8	J8	K8	L8	M8	N8	O8	P8	Q8	R8	S8	T8	U8	V8	W8	X8	Z8	AA8	AB8	AC8	AD8	AE8	AF8	AG8	AH8	AI8	AJ8	AK8	AL8	AM8	AN8	AO8	AP8	AQ8	AR8	AS8	AT8	AU8	AV8	AW8

ARRAY 5: 4 STRING DE 24 MODULOS FV

A9	B9	C9	D9	E9	F9	G9	H9	I9	J9	K9	L9	M9	N9	O9	P9	Q9	R9	S9	T9	U9	V9	W9	X9	Z9	AA9	AB9	AC9	AD9	AE9	AF9	AG9	AH9	AI9	AJ9	AK9	AL9	AM9	AN9	AO9	AP9	AQ9	AR9	AS9	AT9	AU9	AV9	AW9
A10	B10	C10	D10	E10	F10	G10	H10	I10	J10	K10	L10	M10	N10	O10	P10	Q10	R10	S10	T10	U10	V10	W10	X10	Z10	AA10	AB10	AC10	AD10	AE10	AF10	AG10	AH10	AI10	AJ10	AK10	AL10	AM10	AN10	AO10	AP10	AQ10	AR10	AS10	AT10	AU10	AV10	AW10

ARRAY 6: 4 STRING DE 24 MODULOS FV

A11	B11	C11	D11	E11	F11	G11	H11	I11	J11	K11	L11	M11	N11	O11	P11	Q11	R11	S11	T11	U11	V11	W11	X11	Y11	Z11	AA11	AB11	AC11	AD11	AE11	AF11	AG11	AH11	AI11	AJ11	AK11	AL11	AM11	AN11	AO11	AP11	AQ11	AR11	AS11	AT11	AU11	AV11	AW11
A12	B12	C12	D12	E12	F12	G12	H12	I12	J12	K12	L12	M12	N12	O12	P12	Q12	R12	S12	T12	U12	V12	W12	X12	Y12	Z12	AA12	AB12	AC12	AD12	AE12	AF12	AG12	AH12	AI12	AJ12	AK12	AL12	AM12	AN12	AO12	AP12	AQ12	AR12	AS12	AT12	AU12	AV12	AW12



Figura 5.3: Localización de incidencias sobre planta FV tras inspección visual considerando matriz de identificación por módulo FV.

El reconocimiento visual in situ permite apreciar la existencia de vegetación que en ocasiones produce sombreado parcial sobre algunos módulos FV como se observa en la Figura 5.4.



Figura 5.4: Imagen detallada de la existencia de vegetación que provoca sombreado parcial.

También se detectan módulos FV con cristal frontal roto como se aprecia en la Figura 5.5.



Figura 5.5: Imagen detallada de módulos FV con rotura de cubierta frontal.

5.3.3 Condiciones atmosféricas

La inspección se realiza con condiciones de cielo despejado (nivel okta 0) según se muestra en la Figura 5.6 y ausencia de viento ($< 1\text{m/s}$). Se hacen mediciones con anemómetro al inicio y durante el ensayo resultando valores inferiores a 1m/s . La irradiancia medida sobre

el plano de los módulos según se muestra en Figura 5.7 fue superior a 700 W/m^2 durante el intervalo de la inspección. También se realizan mediciones con termohigrómetro de temperatura atmosférica y humedad relativa al inicio y durante el ensayo.



Figura 5.6: Vista del cielo en el momento de inspección IR.



Figura 5.7: Instalación de piranómetro portátil sobre el plano de los módulos FV.

El resumen de datos de las condiciones atmosféricas durante la inspección es el siguiente:

- Cobertura de nubes: 0 okta (cielo despejado)
- Velocidad de viento < 1 m/s
- Irradiancia plano módulos > 890 W/m^2
- Temperatura atmosférica: entre 24 y $26 \text{ }^\circ\text{C}$
- Humedad relativa: 28/30 %HR

5.3.4 Configuración básica del equipo termográfico

5.3.4.1 Determinación de la emisividad frontal

La emisividad frontal y trasera se determina previamente según lo indicado en el apartado 4.3.5.1. El valor de emisividad frontal resultante es de 0,88 y el valor de la emisividad trasera es de 0,90. Estos valores son los considerados para la configuración de equipo termográfico.

5.3.4.2 Determinación de la temperatura reflejada del cielo

La medida de la temperatura reflejada del cielo se realiza según lo indicado en el apartado 4.3.5.2. El valor de la temperatura reflejada del cielo medido antes y al finalizar el ensayo es de -30 °C.

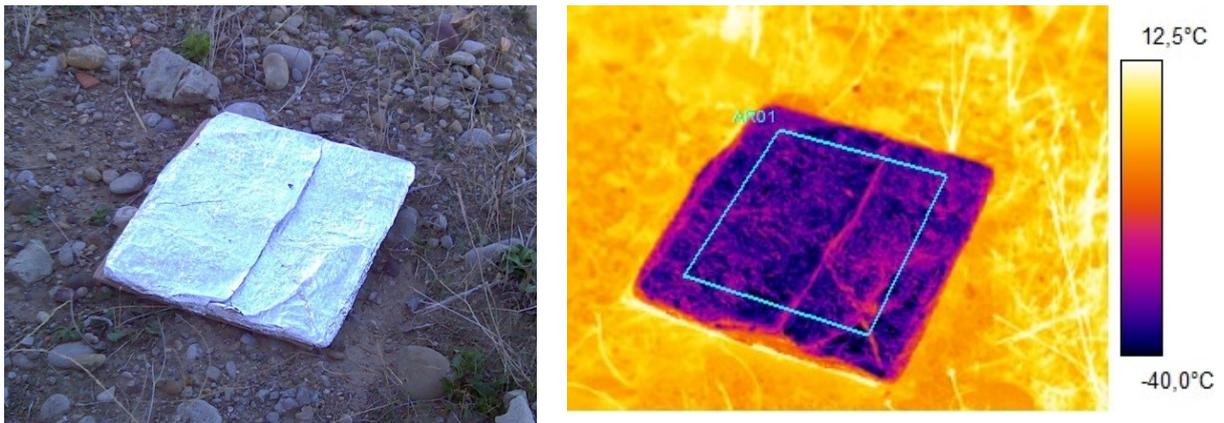


Figura 5.8: Radiador Lambert a la sombra para la medida de la temperatura reflejada del cielo.

5.3.4.3 Otros parámetros de configuración

Para compensar la transmisión atmosférica durante la inspección termográfica se anotan valores medidos de temperatura atmosférica, distancia y humedad. Estos valores serán utilizados como parámetros de configuración por el software de los equipos termográficos al tratarse de medidas radiométricas.

5.3.5 Posicionamiento del equipo de inspección

La inspección se ha realizado mediante termografía aérea de forma frontal como primer barrido y como termografía sobre el terreno como segundo barrido en aquellas incidencias que resultan más relevantes. La termografía sobre el terreno se ha realizado principalmente de forma frontal y puntualmente de forma trasera.

5.3.5.1 Determinación de la altura máxima de inspección

Para el cálculo de la altura máxima de inspección se considera que la cámara termográfica Workswell WIRIS 2ª 336 viene equipada con una lente con FOV de 45° cuya distancia focal es de 9 mm y que la IFOV es de 1,889 mrad. La resolución geométrica será como máximo de 3 cm por pixel según se requiere en tabla 1 de anexo A.1 de IEC-62446-3. Por tanto, resulta que $IFOV \times h(m) = \text{tamaño lado pixel (mm)}$; por lo que resulta una distancia máxima de 15 metros medida desde los módulos FV.

5.4 Análisis de resultados

Se presentan los resultados clasificándolos según el tipo de incidencias detectadas mediante termografía aérea. Además en aquellos casos en los que la incidencia es relevante se realiza una segunda inspección in situ sobre el terreno. El análisis de resultados se realiza considerando la siguiente clasificación de incidencias tipo:

- Incidencias tipo rotura de cristal de módulo FV
- Incidencias tipo sombreado parcial
- Incidencias tipo tecnología de módulos FV
- Incidencias tipo módulos FV en circuito abierto
- Otras incidencias

Hay que tener en cuenta que la clasificación anterior no es rigurosa en cuanto a la tipología puesto que en algunas imágenes termográficas se visualizan varios tipos de incidencias por lo que el análisis termográfico realizado se indican todas las incidencias detectadas. El objetivo de la clasificación es organizar la información según las incidencias observadas más destacadas. Seguidamente se analizan y exponen los resultados obtenidos.

5.4.4 Incidencias tipo rotura de cristal de módulo FV

5.4.4.1 Análisis termográfico N° 1

Datos básicos termografía aérea:

- Fecha: 21/11/17
- Hora: 12:00:55
- Fichero: 12-00-55-035_radiometric
- Irradiancia: 890 W/m²
- Temperatura atmosférica: 24,2 °C

Análisis termográfico aéreo:

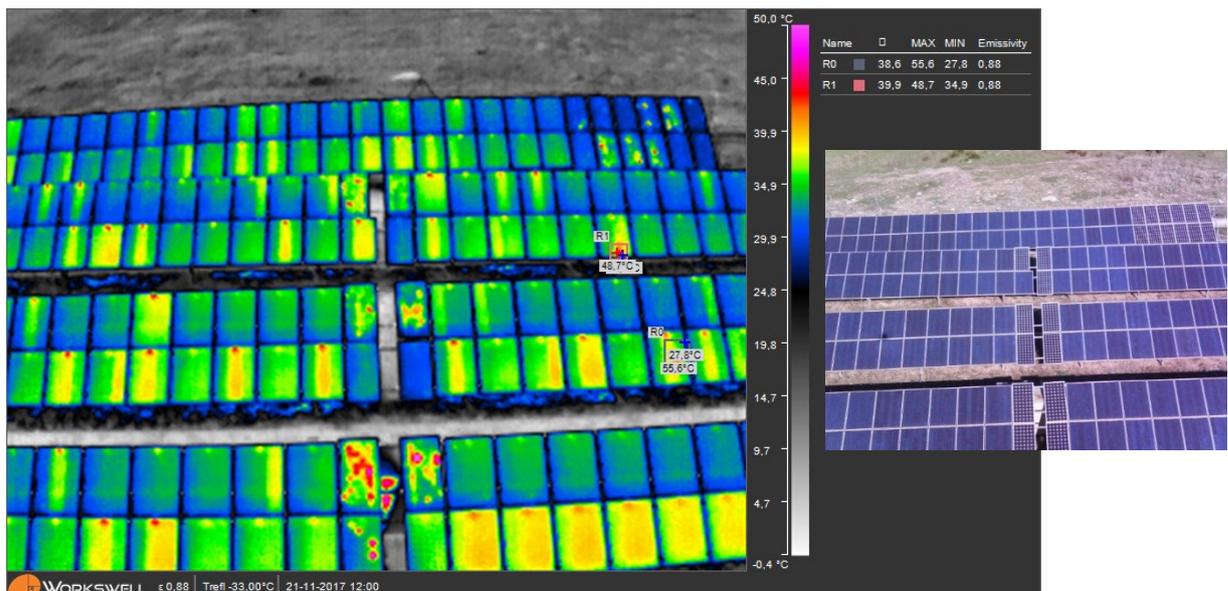


Figura 5.9: Análisis termográfico aéreo N° 1.

- En módulo FV con ubicación AF4 (en Array 2) se alcanza una temperatura de 48,7°C.
- En módulo FV con ubicación AF6 (cubierta frontal rota en Array 3) se alcanza una temperatura de 55,6°C.
- Los módulos FV de tipo Si-m presentan patrón irregular de temperatura. Este patrón es característico de módulo en cortocircuito según IEC-62446-3. Hay que tener en cuenta que para módulo de Si-m su $I_{sc} = 5,22A$ es inferior a la $I_{mp}=7,57 A$ del módulo del tipo Si-p.

5.4.4.2 Análisis termográfico N° 2

Datos básicos termografía aérea:

- Fecha: 21/11/17
- Hora: 12:32:39
- Fichero: 12-32-39-842_radiometric
- Irradiancia: 921 W/m²
- Temperatura atmosférica: 24,5 °C

Análisis termográfico aéreo:

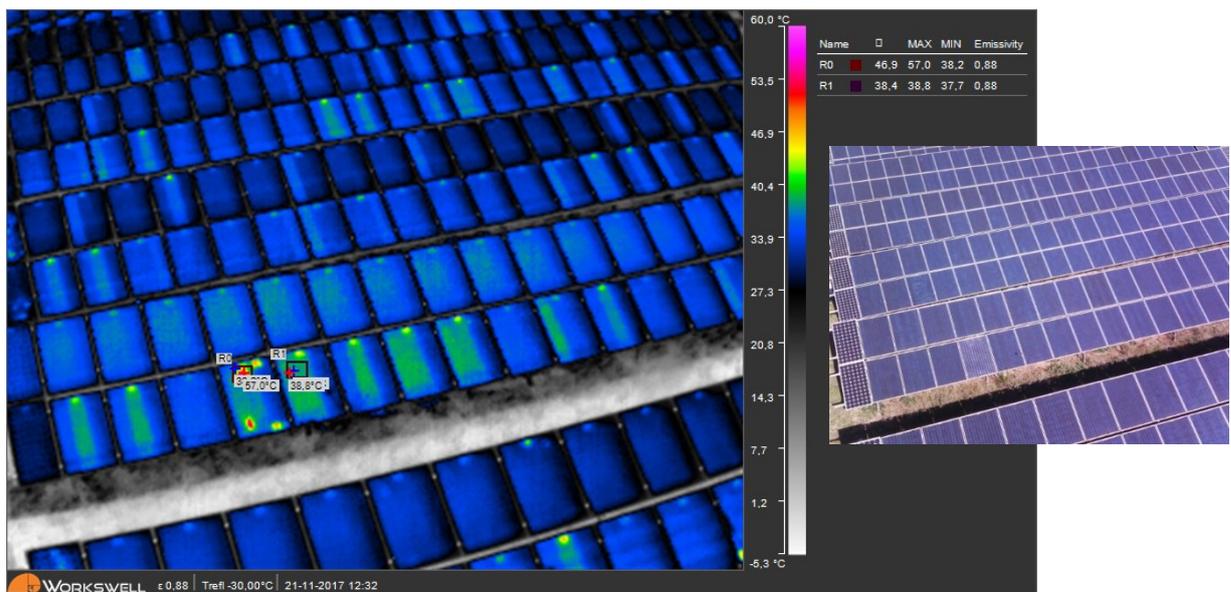


Figura 5.10: Análisis termográfico aéreo N° 2.

- En módulo FV con ubicación D10 (cubierta frontal rota en Array 5) se alcanza una temperatura de 57,0 °C. La diferencia de temperatura con respecto al módulo FV adyacente es del orden de 19 °C.

Datos básicos termografía sobre el terreno:

- Fecha: 21/11/17
- Hora: 13:31:03
- Ficheros: IR_0624
- Irradiancia: 952 W/m²
- Temperatura atmosférica: 24,5 °C

Análisis termográfico sobre el terreno:

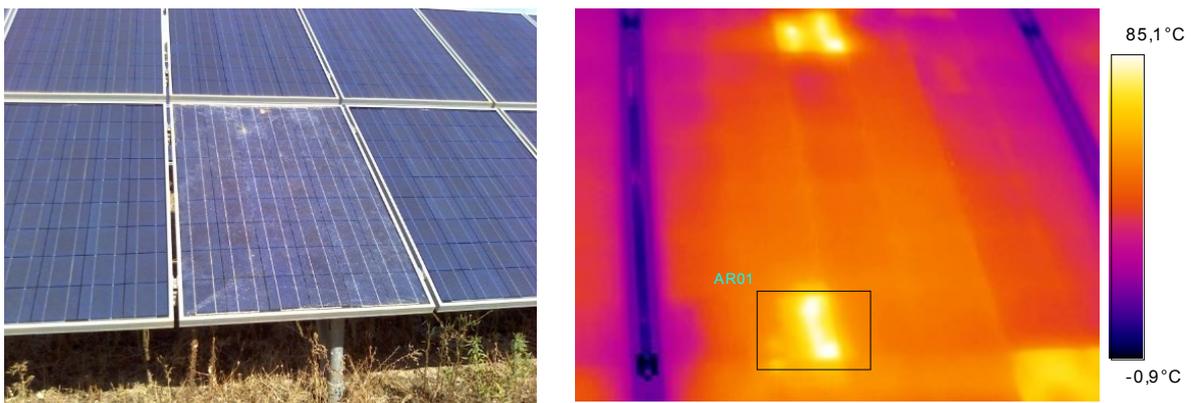


Figura 5.11: Análisis termográfico sobre el terreno Nº 2.

- La temperatura máxima en módulo FV con ubicación D10 es de 86 °C. Esta anomalía es de tipo puntual y se alcanza sobre la célula indicada en el cuadro de análisis. La temperatura promedio en dicha célula es de 60,1 °C.
- La diferencia de resultados obtenidos entre termografía aérea y termografía sobre el terreno es debida a que esta anomalía es de tipo puntual (dimensión inferior a la célula) y por tanto la distancia de inspección aérea proporciona una resolución geométrica insuficiente para este tipo de defecto.

5.4.4.3 Análisis termográfico N° 3

Datos básicos termografía aérea:

- Fecha: 21/11/17
- Hora: 12:32:59
- Fichero: 12-32-59-790_radiometric
- Irradiancia: 921 W/m²
- Temperatura atmosférica: 24,5 °C

Análisis termográfico aéreo:

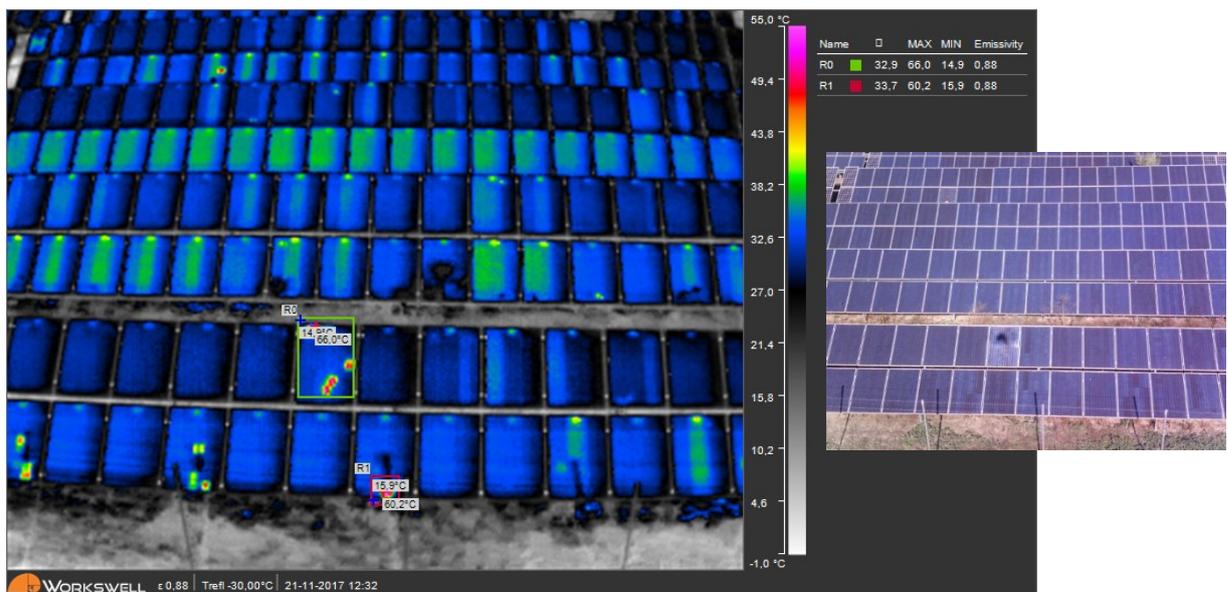


Figura 5.12: Análisis termográfico aéreo N° 3.

- En módulo FV con ubicación AK11 (cubierta frontal rota en Array 6) se alcanza una temperatura de 66,0 °C.
- En módulo FV con ubicación AL12 (en Array 6) se alcanza una temperatura de 60,2 °C. Esta sobretemperatura es provocada por el sombreado parcial de postes metálicos de valla perimetral como se observa en imagen visual.
- La sobretemperatura por sombreado parcial de postes metálicos también se produce en otros módulos FV de fila inferior de Array 6. Las células afectadas en cada caso pueden variar a lo largo del día según la posición del sol.

Datos básicos termografía sobre el terreno:

- Fecha: 21/11/17
- Hora: 13:01:28
- Ficheros: IR_0662
- Irradiancia: 940 W/m²
- Temperatura atmosférica: 25,5 °C

Análisis termográfico sobre el terreno:

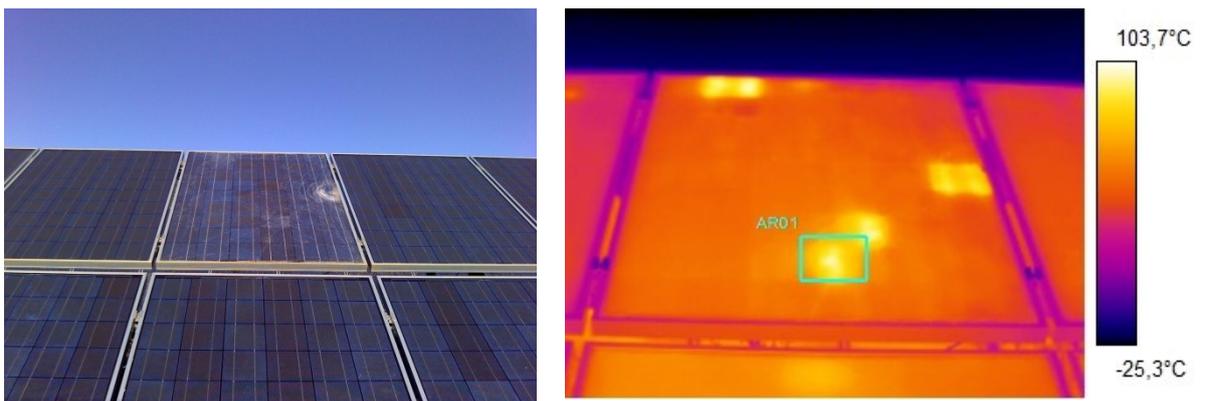


Figura 5.13: Análisis termográfico sobre el terreno Nº 3.

- La máxima temperatura en módulo FV con ubicación AK11 es de 89 °C y se alcanza dentro de la célula indica mediante cuadro de análisis como anomalía de tipo puntual. La temperatura promedio en dicha célula es de 56,7 °C.
- La diferencia de resultados obtenidos entre termografía aérea y termografía sobre el terreno es debida a que esta anomalía es de tipo puntual (dimensión inferior a la célula) y por tanto la distancia de inspección aérea proporciona una resolución geométrica insuficiente para este tipo de defecto.

5.4.5 Incidencia tipo sombreado parcial

5.4.5.1 Análisis termográfico N° 4

Datos básicos termografía aérea:

- Fecha: 21/11/17
- Hora: 12:33:14
- Fichero: 12-33-14-785_radiometric
- Irradiancia: 926 W/m²
- Temperatura atmosférica: 24,4 °C

Análisis termográfico aéreo:

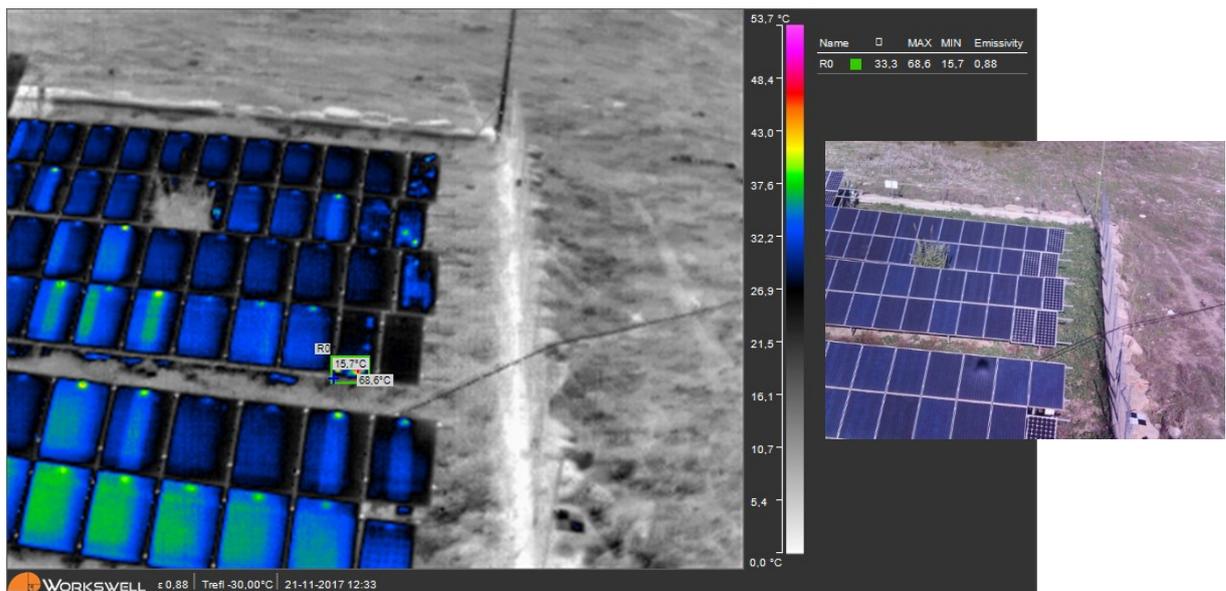


Figura 5.14: Análisis termográfico aéreo N° 4.

- En el módulo FV con ubicación AV6 (sombreado local en Array 3) se alcanza una temperatura de 68,6°C.
- Los módulos FV con ubicación AQ4 y AR4 (en Array 2) aparecen ocultos tras vegetación por lo que no se observa sobretemperatura.

Datos básicos termografía sobre el terreno:

- Fecha: 21/11/17
- Hora: 13:06:01; 13:06:56; 13:07:40
- Ficheros: IR_0670; IR_672; IR_674
- Irradiancia: 941 W/m²
- Temperatura atmosférica: 25,4 °C

Análisis termográfico sobre el terreno:



Figura 5.15: Análisis termográfico sobre el terreno N° 4 en módulo AV6 (vista frontal).

- La temperatura en módulo FV con ubicación AV6 alcanza para la célula situada a la derecha valores de hasta 111,8 °C y una temperatura promedio de 88,6 °C. La célula de la izquierda alcanza valores de 108,4 °C y una temperatura promedio de 85,9 °C. En ambas células sombreadas la temperatura no es homogénea.
- El valor elevado de temperatura alcanzado puede ser debido a que la vegetación se encuentra sin separación literal sobre el módulo por lo que el efecto de sombreado es fijo sobre las células sin influencia de la posición solar.

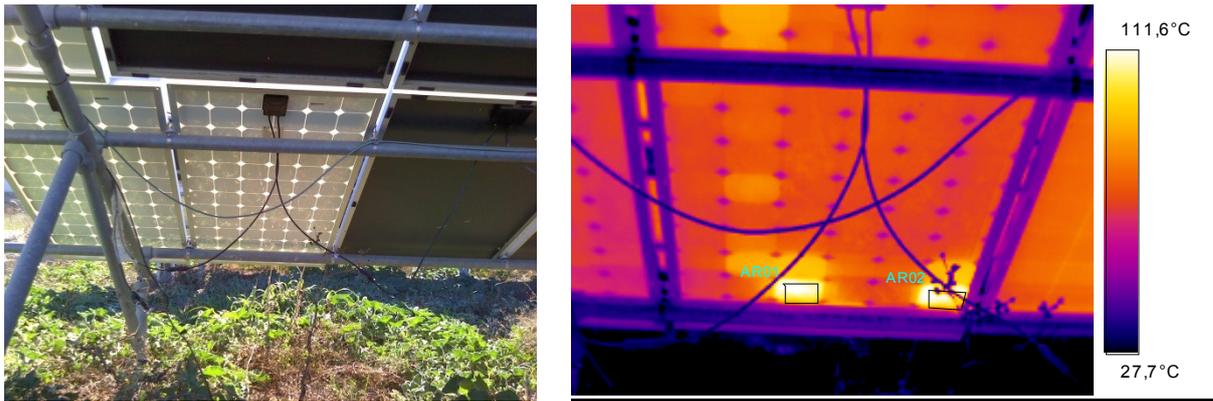


Figura 5.16: Análisis termográfico sobre el terreno N° 4 en módulo AV6 (vista trasera).

- La temperatura en módulo FV con ubicación AV6 en su vista trasera alcanza para ambas células valores de hasta 114,1 °C y temperatura promedio del orden de 95 °C.



Figura 5.17: Análisis termográfico sobre el terreno N° 4 en módulo AR4.

- La temperatura máxima en módulos con ubicación AQ4 y AR4, los cuales presentan sombreado por vegetación, es de 49,6°C. No se ha considerado zona superior con caja de diodos.
- La diferencia en temperatura con respecto al caso anterior (módulo AV6) puede ser debida a la separación en este caso de la vegetación lo que provoca una sombra en movimiento según la posición solar.

5.4.5.2 Análisis termográfico N° 5

Datos básicos termografía aérea:

- Fecha: 21/11/17
- Hora: 12:55:09
- Fichero: 12-55-09-426_radiometric
- Irradiancia: 940 W/m²
- Temperatura atmosférica: 25,4 °C

Análisis termográfico aéreo:

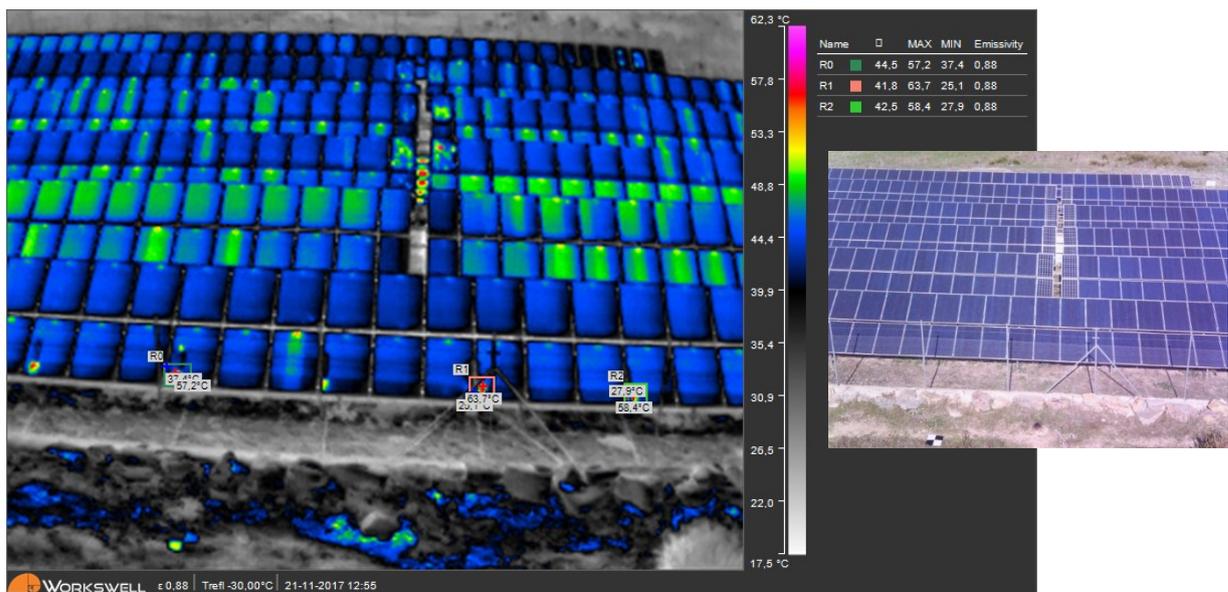


Figura 5.18: Análisis termográfico aéreo N° 5.

- En módulo FV con ubicación AC12 (en Array 6) se alcanza una temperatura de 63,7 °C. Esta sobretemperatura es provocada por el sombreado parcial de postes metálicos de valla perimetral como se observa en imagen visual.
- Esta sobretemperatura producida por el sombreado parcial se reproduce en otros módulos FV de la fila inferior de Array 6.

Datos básicos termografía sobre el terreno:

- Fecha: 21/11/17
- Hora: 13:20:19
- Fichero: IR_0696
- Irradiancia: 945 W/m²
- Temperatura atmosférica: 25,8 °C

Análisis termográfico sobre el terreno:

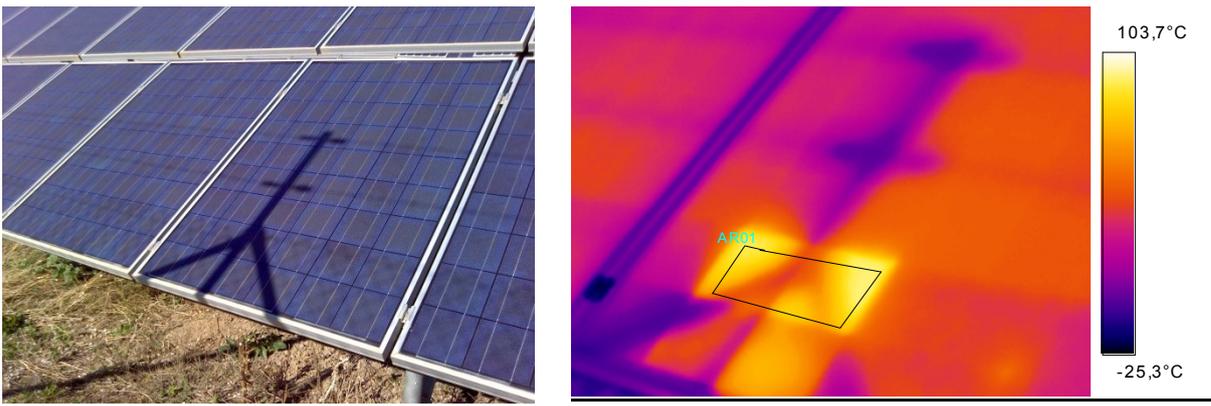


Figura 5.19: Análisis termográfico sobre el terreno Nº 5.

- En módulo FV con ubicación AC12 (en Array 6) se alcanza una temperatura de 77,5 °C siendo el valor promedio de temperatura de la célula caliente de 56,2 °C.
- La diferencia del valor obtenido respecto de la termografía aérea puede ser debido al efecto de ocultamiento del propio poste. También puede ser debido a que esta sombra se desplaza con el movimiento del sol por lo que el valor cambia con el tiempo.

5.4.6 Incidencia tipo tecnología de módulos FV

5.4.6.1 Análisis termográfico N° 6

Datos básicos termografía aérea:

- Fecha: 21/11/17
- Hora: 12:33:24
- Fichero: 12-33-24-851_radiometric
- Irradiancia: 926 W/m²
- Temperatura atmosférica: 24,4 °C

Análisis termográfico aéreo:

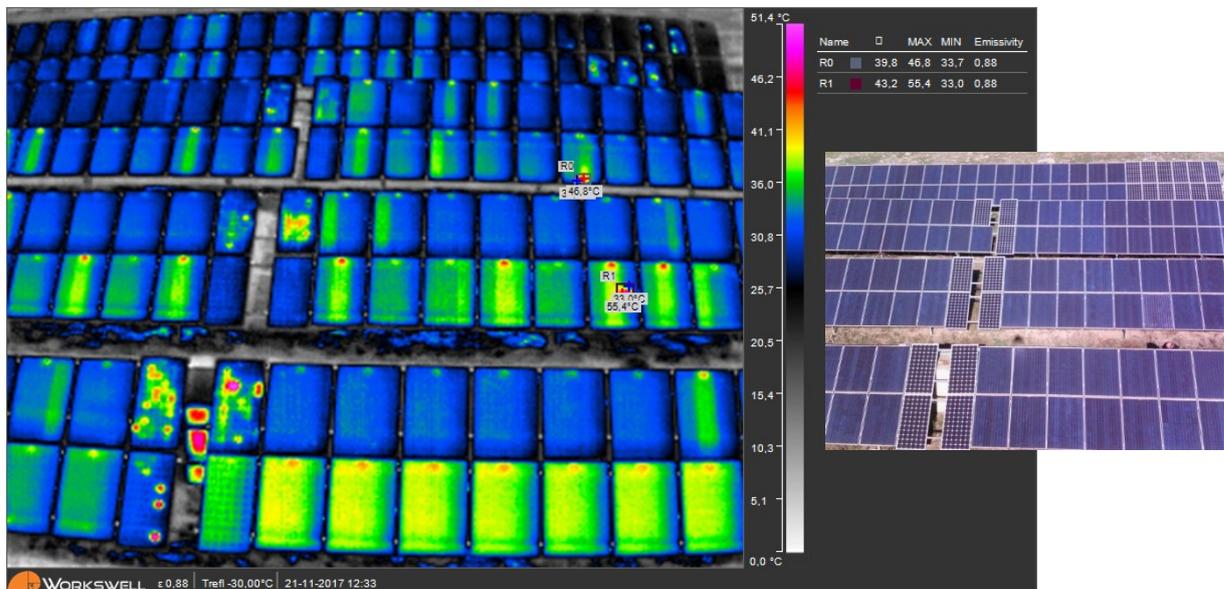


Figura 5.20: Análisis termográfico aéreo N° 6.

- Los módulos FV de tipo Si-m presentan patrón irregular de temperatura. Este patrón es característico de módulo en cortocircuito según IEC-62446-3. Hay que tener en cuenta que para módulo Si-m su $I_{sc} = 5,22A$ es inferior a la $I_{mp}=7,57 A$ del módulo del tipo Si-p.
- En módulo FV con ubicación AF4 (en Array 2) se alcanza una temperatura de 46,8°C, y en módulo FV con ubicación AF6 (cubierta frontal rota en Array 3) se alcanza una temperatura de 55,4°C.

5.4.6.2 Análisis termográfico N° 7

Datos básicos termografía aérea:

- Fecha: 21/11/17
- Hora: 12:34:09
- Fichero: 12-34-09-849_radiometric
- Irradiancia: 924 W/m²
- Temperatura atmosférica: 24,8 °C

Análisis termográfico aéreo:

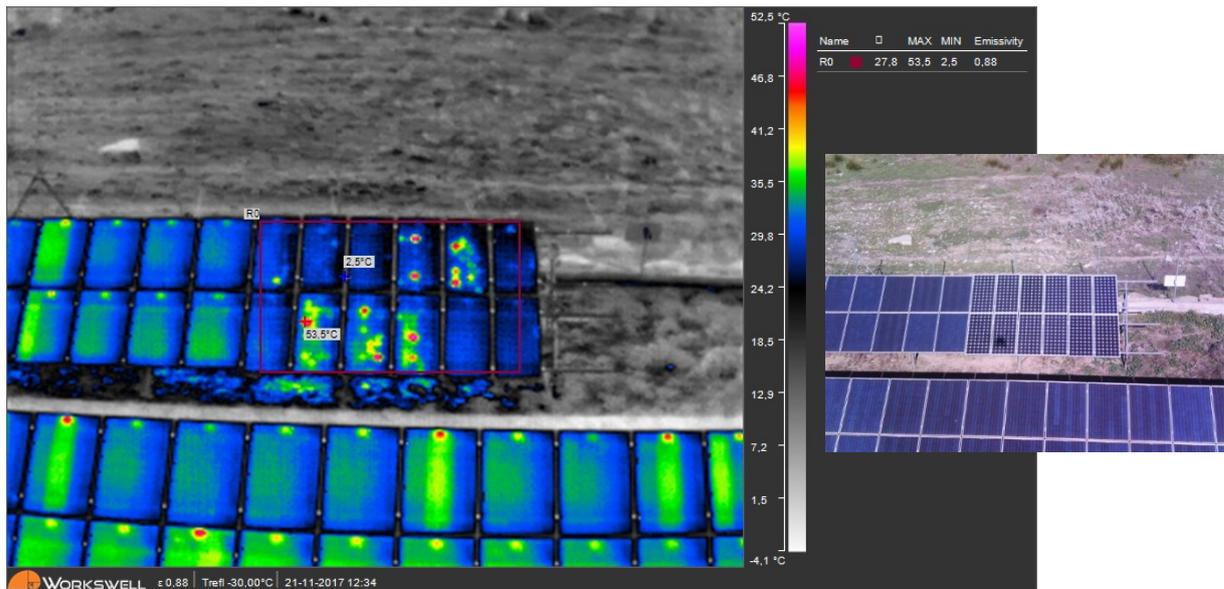


Figura 5.21: Análisis termográfico aéreo N° 7.

- Los módulos FV de tipo Si-m en Array 1 presentan patrón irregular de temperatura alcanzándose valores de 53,5 °C. Este patrón es característico de módulo en cortocircuito según IEC-62446-3. Hay que tener en cuenta que la para módulo del tipo Si-m su $I_{sc} = 5,22A$ es inferior a la $I_{mp} = 7,57 A$ del módulo del tipo Si-p.

Datos básicos termografía sobre el terreno:

- Fecha: 21/11/17
- Hora: 13:11:22
- Fichero: IR_0680
- Irradiancia: 944 W/m²
- Temperatura atmosférica: 26,3 °C

Análisis termográfico sobre el terreno:



Figura 5.22: Análisis termográfico sobre el terreno Nº 7 (vista uno).



Figura 5.23: Análisis termográfico sobre el terreno Nº 7 (vista dos).

- El patrón térmico que se observa es característico de cortocircuito. La temperatura máxima que se alcanza es de 63,5 °C.

5.4.7 Incidencias tipo módulos FV en circuito abierto

5.4.7.1 Análisis termográfico N° 8

Datos básicos termografía aérea:

- Fecha: 21/11/17
- Hora: 12:02:22
- Fichero: 12-02-22-043_radiometric
- Irradiancia: 896 W/m²
- Temperatura atmosférica: 24,3 °C

Análisis termográfico aéreo:

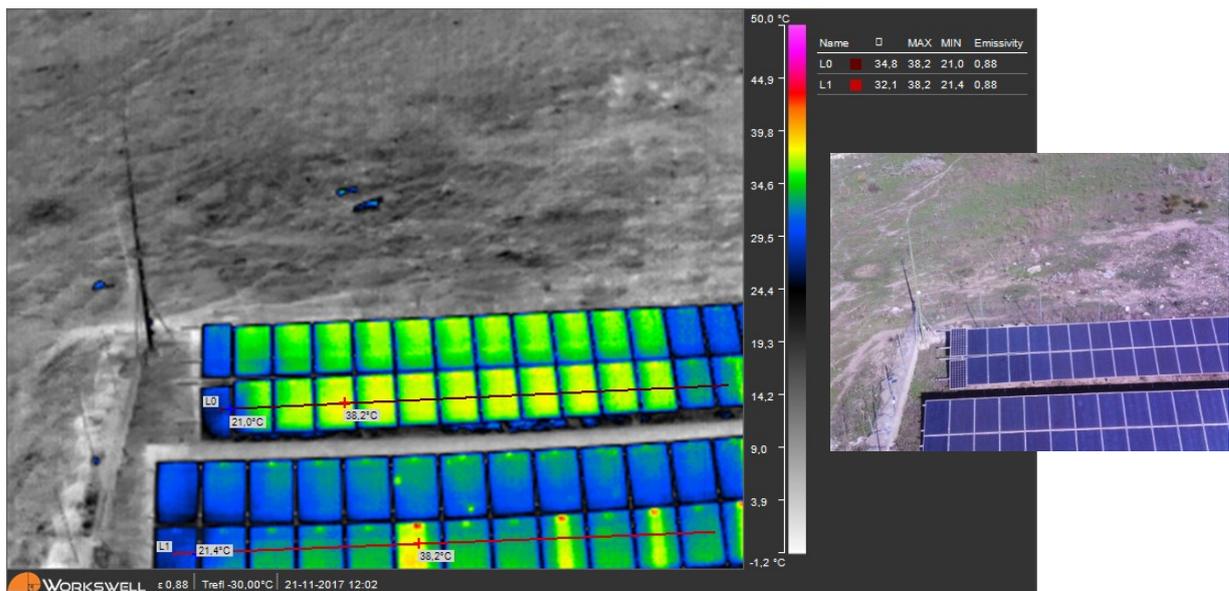


Figura 5.24: Análisis termográfico aéreo N° 8.

- Todos los módulos FV de la cadena que se observa en el Array 1 se encuentra en circuito abierto y presenta una sobretemperatura sobre 5°C respecto a los módulos FV en operación tal como indican las líneas de análisis.

5.4.7.2 Análisis termográfico N° 9

Datos básicos termografía aérea:

- Fecha: 21/11/17
- Hora: 12:41:15
- Fichero: 12-41-15-461_radiometric.jpg
- Irradiancia: 926 W/m²
- Temperatura atmosférica: 24,5 °C

Análisis termográfico aéreo:

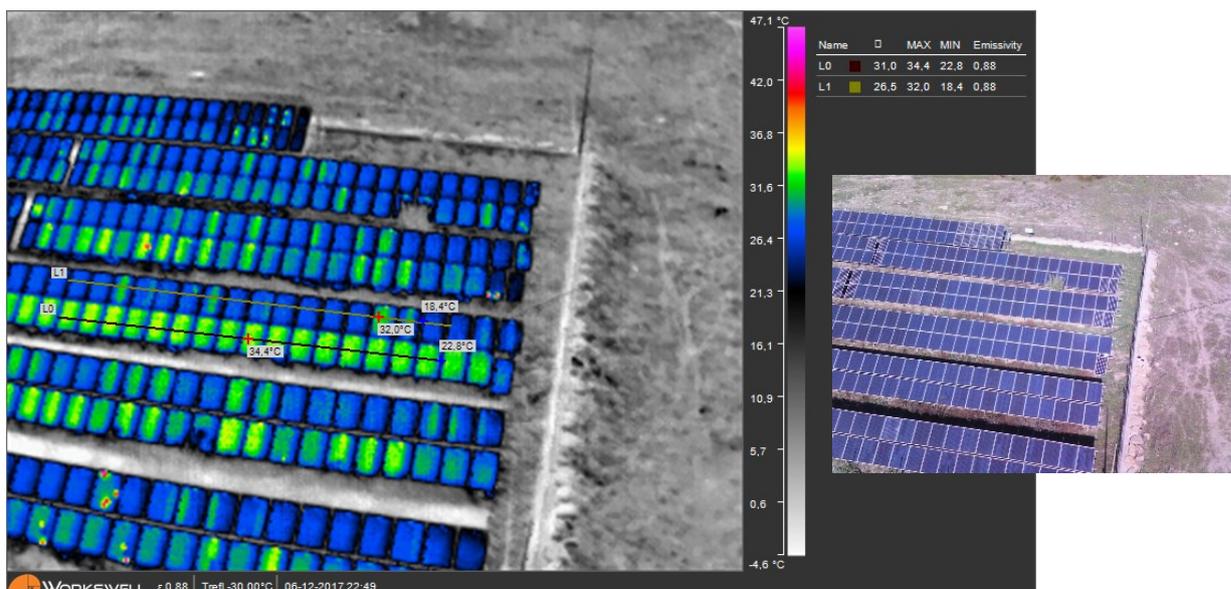


Figura 5.25: Análisis termográfico aéreo N° 9.

- Todos los módulos FV del cadena que se observa en el Array 4 (parte inferior) se encuentra en circuito abierto y presenta una sobretemperatura sobre 5°C respecto a los módulos FV en operación tal como indican las líneas de análisis.

5.4.7.3 Análisis termográfico N° 10

Datos básicos termografía aérea:

- Fecha: 21/11/17
- Hora: 12:49:33
- Fichero: 12-49-33-408_radiometric.jpg
- Irradiancia: 941 W/m²
- Temperatura atmosférica: 25,0 °C

Análisis termográfico aéreo:

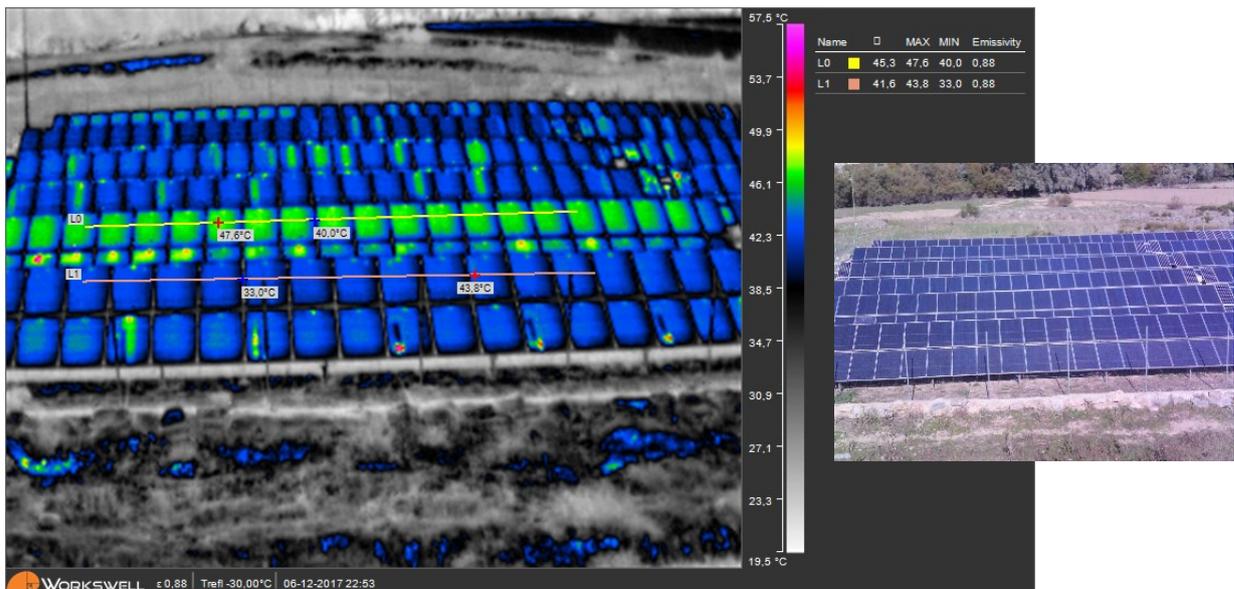


Figura 5.26: Análisis termográfico aéreo N° 10.

- Todos los módulos FV del cadena que se observa en el Array 5 (parte superior) se encuentra en circuito abierto y presenta una sobretemperatura sobre 5°C respecto a los módulos FV en operación tal como indican las líneas de análisis

5.4.8 Otras incidencias

5.4.8.1 Análisis termográfico N° 11

Datos básicos termografía aérea:

- Fecha: 21/11/17
- Hora: 12:00:31
- Fichero: 12-00-31-033_radiometric
- Irradiancia: 890 W/m²
- Temperatura atmosférica: 24,2 °C

Análisis termográfico aéreo:

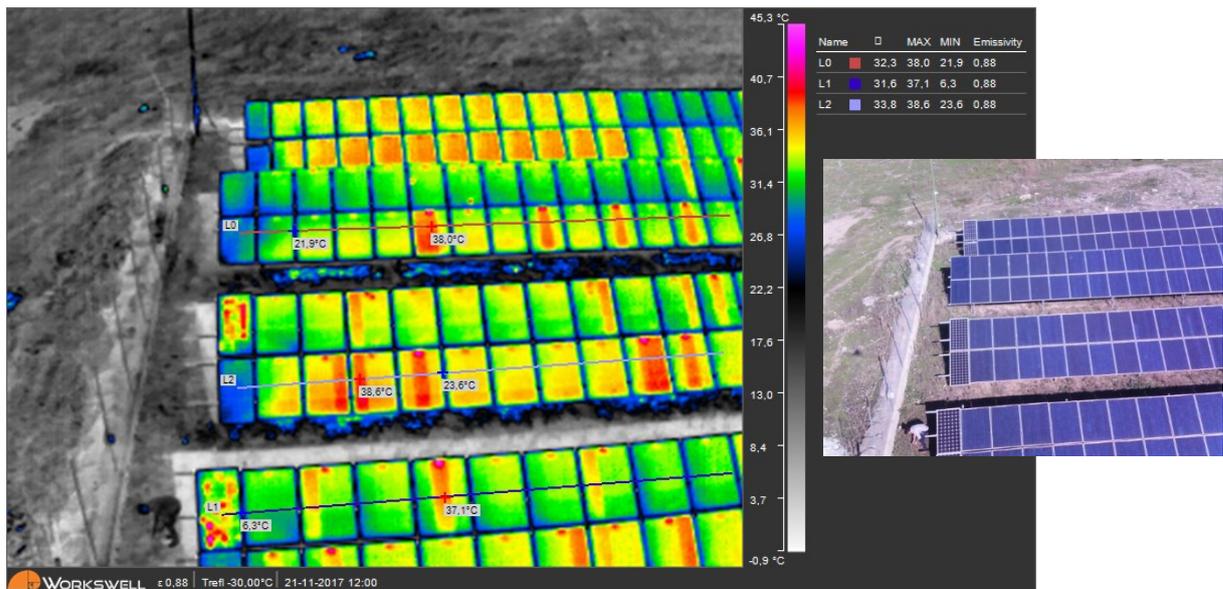


Figura 5.27: Análisis termográfico aéreo N° 11.

- Se observan que algunos módulos FV presentan subcadenas con gradientes de temperatura de hasta 5 °C con respecto a las adyacentes del propio módulo. Esto se observa sobre los Arrays 2, 3 y 4 según indican las líneas de análisis. Este patrón térmico es característico de subcadenas en circuito abierto según IEC-62446-3.
- Las temperaturas máximas se alcanzan en la zona superior de módulos FV (caja de diodos) con valores sobre 45 °C.

5.4.8.2 Análisis termográfico N° 12

Datos básicos termografía aérea:

- Fecha: 21/11/17
- Hora: 12:00:40
- Fichero: 12-00-40-035_radiometric
- Irradiancia: 890 W/m²
- Temperatura atmosférica: 24,2 °C

Análisis termográfico aéreo:

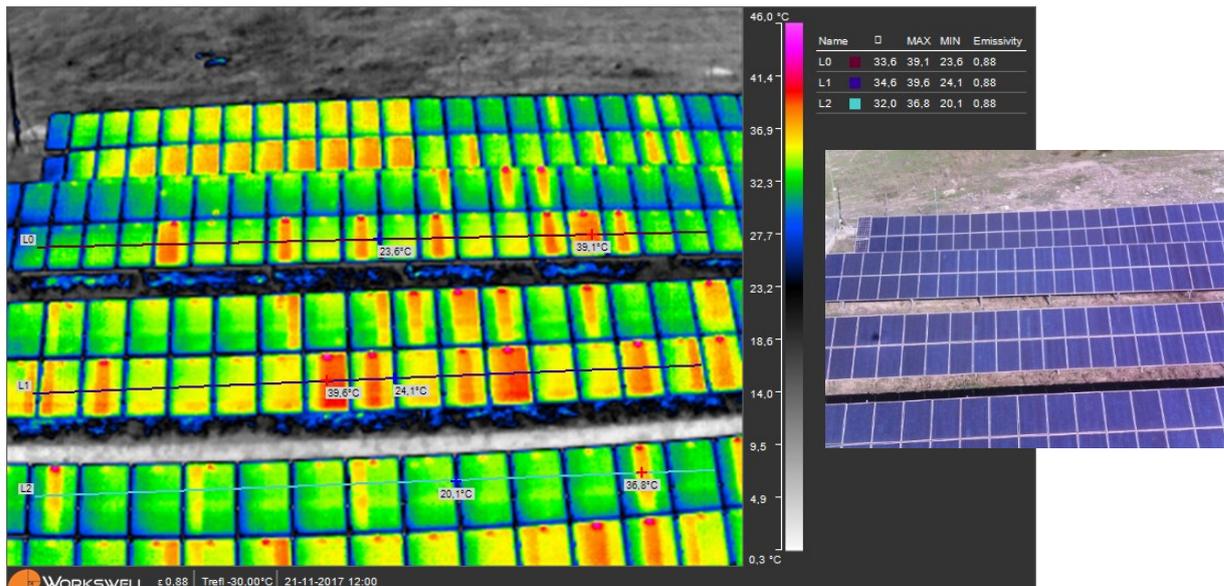


Figura 5.28: Análisis termográfico aéreo N° 12.

- Se observan que algunos módulos FV presentan subcadenas con gradientes de temperatura de hasta 5 °C con respecto a las adyacentes del propio módulo. Esto se observa sobre los Arrays 2, 3 y 4 según indican las líneas de análisis. Este patrón térmico es característico de subcadenas en circuito abierto según IEC-62446-3.

Datos básicos termografía sobre el terreno:

- Fecha: 21/11/17
- Hora: 13:06:42; 13:07:12
- Fichero: IR_600; IR_602
- Irradiancia: 944 W/m²
- Temperatura atmosférica: 26,3 °C

Análisis termográfico sobre el terreno:

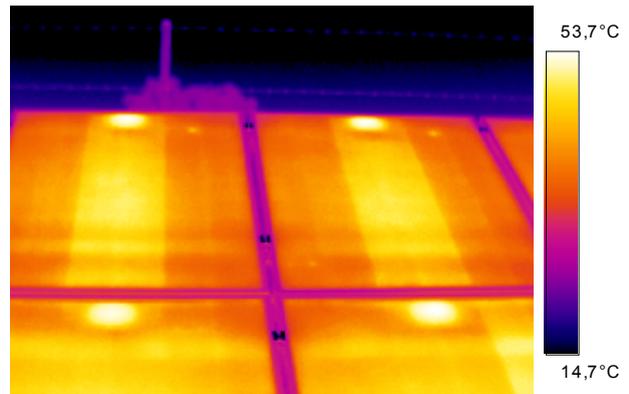


Figura 5.29: Análisis termográfico sobre el terreno Nº 12 (vista frontal)

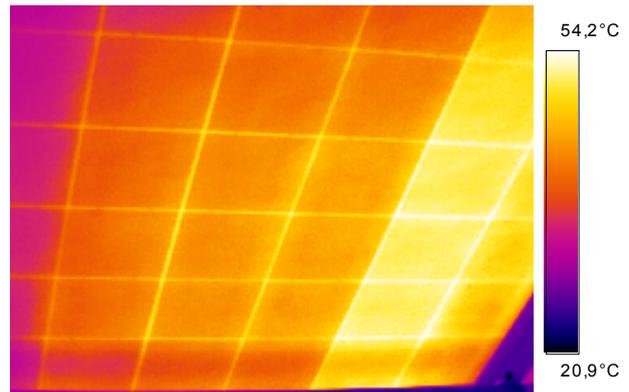


Figura 5.30: Análisis termográfico sobre el terreno Nº 12 (vista trasera)

- El patrón térmico que se observa es característico de subcadenas en circuito abierto. El gradiente de temperatura es del orden de 4 °C.

5.4.8.3 Análisis termográfico N° 13

Datos básicos termografía aérea:

- Fecha: 21/11/17
- Hora: 12:01:01
- Fichero: 12-01-01-043_radiometric
- Irradiancia: 890 W/m²
- Temperatura atmosférica: 24,3 °C

Análisis termográfico aéreo:

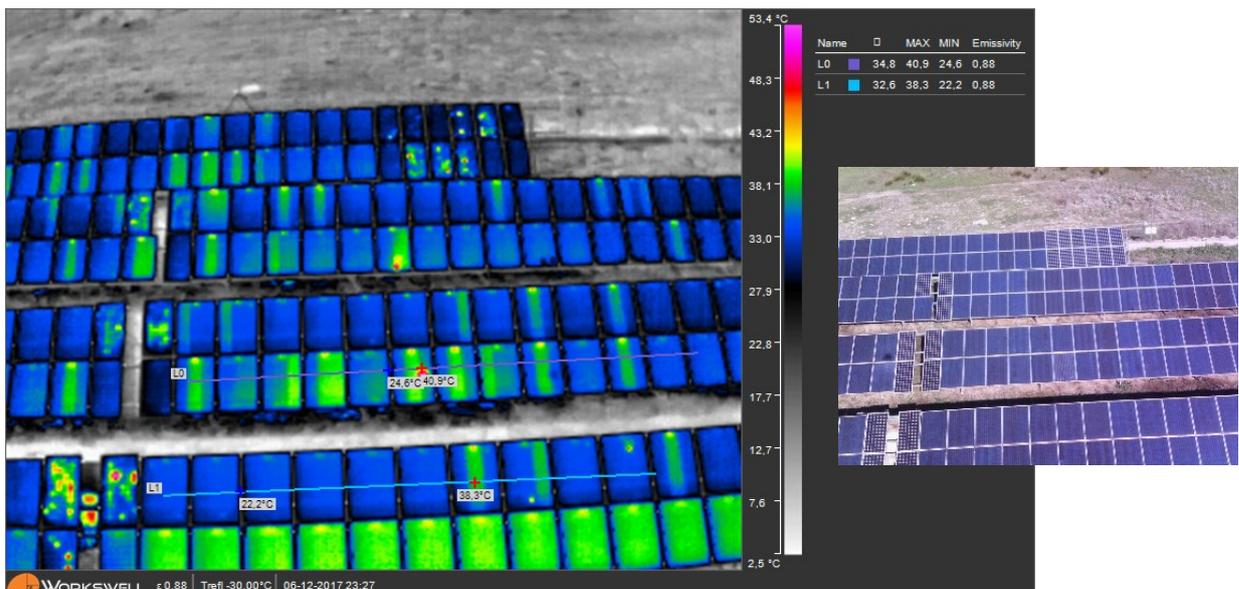


Figura 5.31: Análisis termográfico aéreo N° 13.

- Se observan que algunos módulos FV presentan subcadenas con gradientes de temperatura de hasta 5 °C con respecto a las adyacentes sobre los Arrays 2, 3 y 4 según indican las líneas de análisis. Este patrón térmico es característico de subcadenas en circuito abierto según IEC-62446-3.

5.4.8.4 Análisis termográfico N° 14

Datos básicos termografía aérea:

- Fecha: 21/11/17
- Hora: 12:25:39
- Fichero: 12-25-39-847_radiometric
- Irradiancia: 902 W/m²
- Temperatura atmosférica: 25,1 °C

Análisis termográfico aéreo:

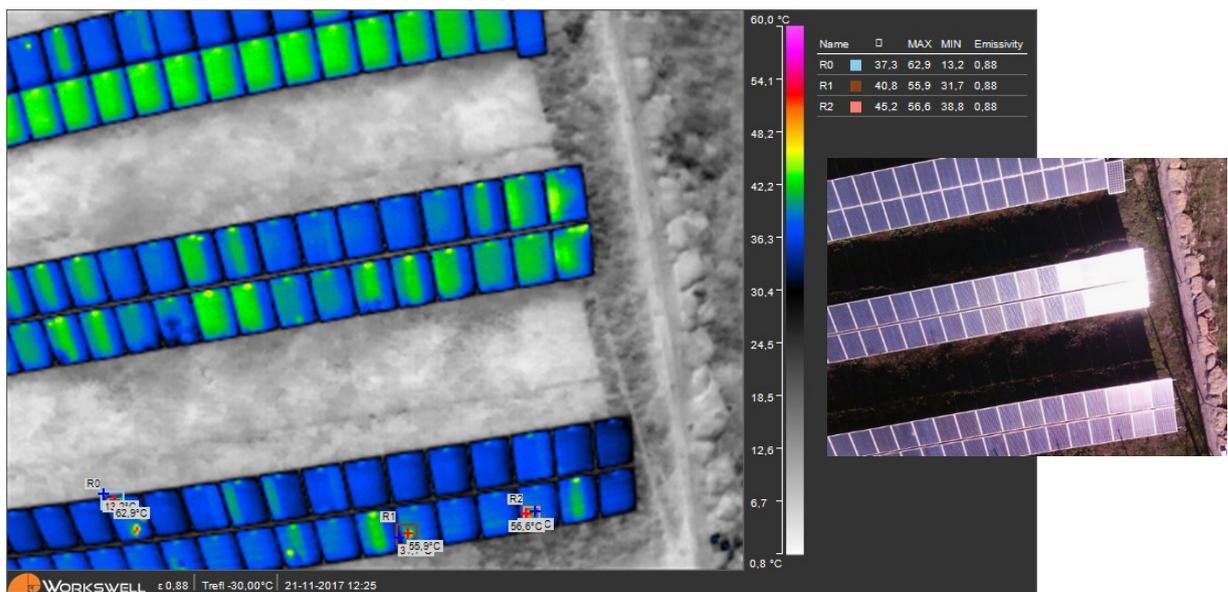


Figura 5.32: Análisis termográfico aéreo N° 14.

- Los valores de temperatura máximas que se alcanzan en módulo FV ubicados en AK11, AR12 y AU12 (en Array 6) están influenciados por reflexión solar por lo que no son valores reales.

5.5 Conclusiones de la Inspección

La inspección IR se ha realizado en condiciones de cielo despejado (nivel okta 0) y ausencia de viento ($< 1\text{m/s}$) las cuales son muy favorables para la inspección. Sin embargo los valores de azimut solar y las correspondientes reflexiones solares pueden haber afectado a la exactitud de las mediciones de temperatura durante la termografía aérea.

En general la instalación FV presenta deficiencias de mantenimiento y de diseño que afectan al rendimiento de la misma. Es necesario destacar las siguientes incidencias:

- Los módulos FV de tipo Si-m presentan patrón irregular de temperatura. Este patrón es característico de módulo en cortocircuito según IEC-62446-3. Hay que tener en cuenta que para un módulo de tipo Si-m su intensidad de cortocircuito $I_{sc} = 5,22\text{A}$ es inferior a la intensidad de máxima potencia $I_{mp} = 7,57\text{A}$ del módulo de Si-p. Por ello, todos los módulos FV de Si-m se encuentran trabajando en situación próxima a cortocircuito como consecuencia de los valores de intensidad generada por los módulos FV del tipo Si-p los cuales están conectados en serie dentro de cada cadena
- Para las anomalías de tipo puntual, tanto las debidas por la vegetación como por los postes, la termografía aérea a la distancia realizada en este ensayo de 15 m puede suponer una resolución geométrica insuficiente. Debido a ello para este tipo de anomalías se realiza termografía sobre el terreno con objeto de determinar el comportamiento térmico con exactitud.
- Para el caso de incidencias tipo sombreado los valores de lectura de temperatura por termografía aérea obtenidos sobre los módulos FV pueden estar ocultos por el elemento que provoca la sombra (vegetación o poste) por lo que resulta necesario considerar la termografía sobre el terreno.
- Se detectan 3 cadenas cuyos módulos FV se encuentran en su totalidad en circuito abierto. Estos módulos FV no están contribuyendo a la producción energética de la planta FV.
- Se detectan un número considerable de módulos FV del tipo Si-p con subcadenas en circuito abierto. Este patrón térmico supone un gradiente del orden de 5 a 7 °C según IEC 62446-3. Estos módulos FV están contribuyendo de forma limitada a la producción energética de la planta FV.

En la Figura 5.33 se resume para la planta FV bajo inspección, considerando la matriz de identificación por módulo de Anexo A, las incidencias detectadas tras la inspección termográfica y su localización correspondiente. Las incidencias detectadas son, además de las detectadas mediante inspección visual, la existencia de los FV en circuito abierto y la existencia de módulos FV con subcadenas en circuito abierto.

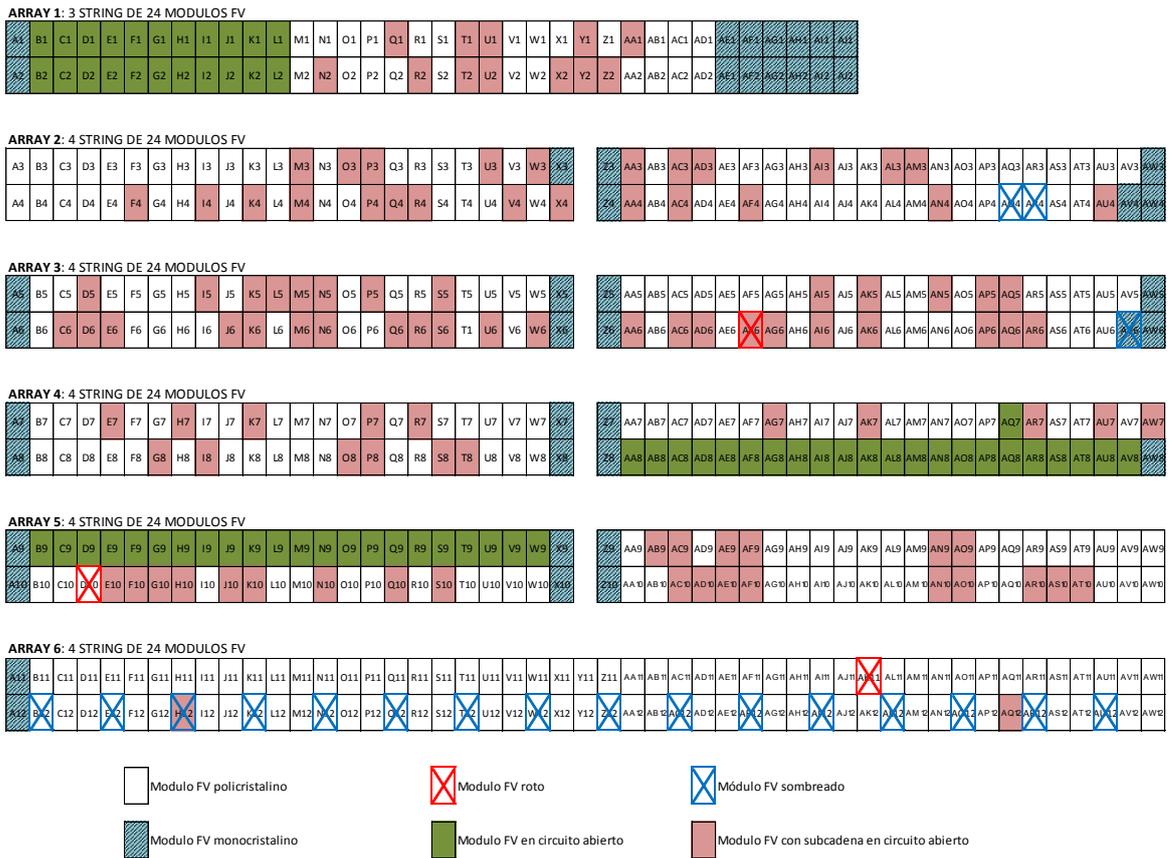


Figura 5.33: Localización de incidencias sobre planta FV tras inspección termográfica considerando matriz de identificación por módulo FV.

A continuación se resumen en la siguiente tabla las incidencias detectadas durante la inspección indicando el valor de la temperatura extrapolado a condiciones STS (1000 W/m²) y criterio de actuación de mantenimiento según codificación vista en la Tabla 4.6.

Tipo Incidencia	Módulos FV afectados	Valor temperatura (°C)	Valor irradiancia (W/m ²)	Valor temperatura extrapolado a 1000 W/m ²	Criterio actuación	Comentario
Cubierta rota	AF6	55,6	890	61,2	3	Requerido sustitución módulos FV
	D10	86,0	922	94,6	3	
	AK11	89,0	940	97,9	3	
Sombreado parcial	AL12	60,2	921	66,2	2	Poste
	AV6	114,1	941	125,5	3	Vegetación
	AQ4	49,6	941	54,6	2	Vegetación
	AR4	49,6	941	54,6	2	Vegetación
	AC12	77,5	945	85,3	2	Poste
	Varios Array 6	-	-	-	2	Poste
Tecnología de módulos FV	Todos los módulos FV tipo Si-m	63,5	944	69,9	3	Temperatura max. medida
Circuito abierto	Cadena en Arrays 1, 4 y 5	2 a 7 °C respecto módulos FV en operación		2 a 7 °C respecto módulos FV en operación	3	Requerido comprobación eléctrica
Subcadenas en circuito abierto	Muchos módulos FV tipo Si-p	2 a 7 °C respecto subcadena adyacente	-	2 a 7 °C respecto subcadena adyacente	3	Requerido comprobación eléctrica
Desconocida	AF4	48,7	890	53,6	2	Requerido comprobación eléctrica

Tabla 5.2: Resumen de incidencias detectadas en la inspección.

De acuerdo a los resultados obtenidos, y condicionado a la subsanación de las anomalías encontradas, se recomienda una inspección anual de esta planta FV.

Capítulo 6

6 CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS DE INVESTIGACIÓN

6.1 Introducción

En este capítulo se presentan las conclusiones y las aportaciones originales realizadas en el desarrollo de la presente Tesis Doctoral. Por otra parte, se sugieren algunas líneas de investigación que quedan abiertas y pueden tener continuidad en el futuro para su posterior desarrollo.

La Termografía IR es una herramienta de enorme utilidad y de aplicación imprescindible en el mantenimiento de instalaciones fotovoltaicas. El importante crecimiento de número de instalaciones FV a nivel mundial, y su consolidación como fuente de energía, hace necesaria la existencia de técnicas de inspección eficaces que permitan maximizar su rendimiento energético y económico. Son diversas las circunstancias que pueden provocar un defecto de funcionamiento de un sistema FV. Hay que tener en cuenta que los diversos mecanismos de degradación que puedan producirse y su evolución en el tiempo supondrán posibles fallos y el acortamiento del ciclo de vida previsto para los sistemas FV.

6.2 Conclusiones y principales aportaciones originales

La aplicación de la Termografía IR pasiva como técnica cualitativa es relativamente simple y eficaz para la detección de defectos térmicos en sistemas fotovoltaicos. Mediante esta técnica es posible la identificación de patrones térmicos, su correlación y asignación con modos específicos de fallos. Además, esto se puede realizar de forma sencilla, rápida y no intrusiva. Lo que no permite la termografía cualitativa es determinar la severidad o importancia de los hallazgos detectados. Para ello será necesario realizar termografía IR cuantitativa y considerar determinados aspectos para una inspección IR adecuada. Entre los aspectos para esta inspección hay que tener en cuenta: las características de los equipos de medida y la configuración de los mismos, las condiciones atmosféricas existentes, el posicionamiento adecuado del equipo de inspección, la extrapolación y análisis de

resultados, la clasificación de posibles incidencias y la aplicación de criterios de aceptación/rechazo.

La especificación que a nivel internacional se dispone actualmente en este campo, la especificación técnica IEC TS 62446-3 (2017) es de reciente publicación y pretende básicamente armonizar y homogeneizar la metodología de inspección. Además, pretende mejorar la calidad de las imágenes IR obtenidas, facilitar la comparación de resultados y establecer una clasificación de las anomalías detectadas.

La principal aportación que se desarrolla en esta Tesis Doctoral, específicamente en capítulo 4, es una propuesta de procedimiento de inspección por Termografía IR de instalaciones FV en el exterior. Esta propuesta de procedimiento es consecuencia del desarrollo metodológico seguido en el capítulo 3 de la presente Tesis Doctoral. Concretamente, en el apartado 3.5 se ha realizado un análisis de la influencia de la configuración del equipo termográfico para la inspección en instalaciones FV, y en el apartado 3.7 se ha realizado un análisis de la influencia del posicionamiento del equipo termográfico para la inspección en instalaciones FV.

El procedimiento desarrollado tiene por objeto la medida de temperatura con la máxima exactitud posible, para ello considera todas las posibles fuentes de error con objeto de compensarlas y minimizarlas. Esta propuesta de procedimiento pretende ser de aplicación general, de forma sistematizada, para cualquier tipo de instalación en el exterior. La propuesta de procedimiento desarrollado permitirá obtener un resultado de la inspección que será independiente del equipo termográfico utilizado, siempre que el mismo cumpla con unos requisitos mínimos.

La propuesta de procedimiento desarrollada contempla todos los aspectos no cuestionados de la especificación técnica IEC TS 62446-3 (2017) y además considera otros aspectos que se consideran relevantes para la medida de temperatura en sistemas FV en el exterior. Entre los aspectos originales considerados en la propuesta de procedimiento de inspección por Termografía IR de instalaciones FV cabe destacar:

- La medida de la humedad relativa mediante termohigrómetro para compensar el efecto de la atmósfera entre objeto y cámara debido a esta magnitud.
- La medida de parámetros atmosféricos antes, durante y al finalizar la inspección con objeto de comprobar el cumplimiento de los valores límites necesarios.
- La consideración de calibración e intervalo de la misma para los equipos utilizados en la inspección IR con objeto de garantizar la trazabilidad de las mediciones realizadas.
- La aplicación del procedimiento para cualquier nivel de velocidad del viento y cobertura de nubes.
- La medida experimental de la emisividad superficial con ayuda de sensor de contacto en los casos en que sea posible.

- La medida de la temperatura aparente reflejada del cielo para compensar el efecto de la radiación reflejada procedente del cielo y del sol.
- La consideración de tiempo de encendido de equipo termográfico con sensor bolométrico de al menos 15 minutos para asegurar estabilización térmica que permita exactitud en las mediciones.
- La consideración de ángulo de inspección máximo de 40° respecto a la perpendicular del sistema FV para no permitir incremento indirecto de la reflectividad.
- La determinación de la altura ideal y altura óptima de inspección con objeto de considerar un ángulo de inspección adecuado.
- La aplicación de extrapolación de la medida de la temperatura para puntos calientes con respecto a la irradiancia para normalizar medidas de forma que se puedan comparar resultados.
- La posible aplicación de criterio de aceptación/rechazo como resultado de la inspección ante la aparición de puntos calientes detectados.

Una aportación relevante original de la presente Tesis Doctoral, e incluida en el procedimiento de inspección por Termografía IR de instalaciones FV, concretamente en el apartado 3.6, es la extrapolación de resultados debido a la velocidad del viento. Para ello, se ha considerado el método de *TamizhMani* según modelo de 3 parámetros para representar a los sistemas fotovoltaicos de cualquier tecnología. Este método permite obtener un factor de corrección para aplicar a la temperatura medida por termografía IR considerando 3 parámetros: la temperatura atmosférica, la velocidad del viento y la irradiancia.

Además, hay que destacar el desarrollo de una Hoja de Toma de Datos para la recopilación sistemática de información durante la inspección por termografía IR. Se propone también una Matriz de identificación de módulos y células que permitan informar de forma clara e inequívoca de las posibles incidencias que puedan detectarse durante la inspección.

6.3 Líneas futuras de investigación

El hecho de comprender y determinar cuándo se produce cada falla y cómo se propaga durante el funcionamiento del módulo fotovoltaico en el campo, incluso después de su diagnóstico, parece que supondrán los retos de investigación actuales y futuros. La importancia de conseguir avances de conocimiento en este sentido se puede plantear desde varias perspectivas con el propósito de:

- Obtener periodos de garantía óptimos y realistas, pruebas de fiabilidad adecuadas y mejoras en el diseño de módulos para los fabricantes.
- Obtener estimaciones más precisas de la vida útil de los módulos FV y, por tanto, modelos más precisos de los costes del ciclo de vida, para los inversores.

- Realizar una programación adecuada de estrategias de mantenimiento para los operadores de instalaciones FV.
- Obtener una disminución de los costes asociados a la energía fotovoltaica debido al aumento de la fiabilidad y la disponibilidad de la parte más importante de un sistema fotovoltaico: el módulo FV.

Sobre la base de la revisión bibliográfica realizada, la Termografía IR aplicada a los sistemas FV se convierte en un método de diagnóstico de incidencias bien establecido y competitivo para el mantenimiento de este tipo de instalaciones. Aparte de las observaciones y resultados analizados, que resultan ser lo suficientemente fiables y eficaces para el diagnóstico, el reto inevitable, aunque más difícil, es cuantificar el impacto del patrón térmico de cada falla en términos de degradación del rendimiento eléctrico. Además, el objetivo último de los avances recientes, las investigaciones en curso y los desafíos futuros de la investigación se centran en el establecimiento de mediciones de Termografía IR estandarizadas en el campo, como parte integral del diagnóstico de fallas y los programas de mantenimiento preventivo para plantas fotovoltaicas a gran escala.

Hacia estas direcciones y preocupaciones, los futuros servicios de diagnóstico de incidencias basados en Termografía IR para plantas fotovoltaicas que pretenden establecer una completa cobertura deberían incluir las siguientes capacidades:

- **Detección y diagnóstico automático de fallas.** Mediante el análisis detallado de la información tanto cualitativa como cuantitativa y exclusivamente por medio de imágenes de Termografía IR. El reconocimiento de patrones térmicos y la evaluación de la criticidad de forma automática deben ser objeto de desarrollo. De esta forma, se evita la necesidad y dependencia de técnicas alternativas de análisis para evaluar la severidad y pérdida de potencia asociada.
- **Aplicabilidad a gran escala.** Mediante inspecciones termográficas aéreas, especialmente aplicable a instalaciones FV de gran escala, en forma de mediciones proporcionadas por un RPAS o dron configurado para la detección automática de fallas. En este sentido parece que será necesario líneas de investigación relacionadas con este campo, como: la determinación de la velocidad adecuada del dispositivo aéreo, la visualización de IR en tiempo real junto a la interacción con el dispositivo ante la aparición de incidencias, la programación de planes de vuelo adecuados, etc. Por otra parte, la asistencia mediante GPS u otros métodos alternativos de marcado para la identificación de módulos defectuosos deben ser desarrolladas.
- **Fiabilidad y precisión de las mediciones.** La necesidad de mejora en fiabilidad y precisión de las mediciones es incuestionable. Este campo estará íntimamente relacionado con la futura evolución de prestaciones de equipos termográficos.

También cabe considerar una validación cruzada de incidencias detectadas mediante mediciones auxiliares de diagnóstico (por ejemplo, caracterización I-V, electroluminiscencia, inspección visual). Por otra parte hay que considerar el cumplimiento de las normas y especificaciones técnicas aplicables.

El objetivo final de las líneas futuras de investigación debe estar centrado en cuantificar la gravedad de las incidencias detectadas en términos de pérdida potencia eléctrica en CEM. De esta forma se podrá cuantificar la disminución de energía térmica del módulo defectuoso y evaluar la pérdida energética completa de una instalación FV concreta. A partir de lo anterior se podrá establecer de manera fiable la actuación de Mantenimiento, y en definitiva optimizar el rendimiento energético y económico de la instalación FV inspeccionada.

Capítulo 7

7 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Acciani, G., Simione, G. & Vergura, S., 2010. Thermographic Analysis of Photovoltaic Panels. In *International Conference on Renewable Energies and Power Quality*. pp. 2009–2011.
- ASTM & ASTM E1933 - 99a (2005)e1, 2006. *Standard test methods for measuring and compensating for emissivity using infrared imaging radiometers*.
- ASTM E1862 - 14, 2014. *Standard Practice for Measuring and Compensating for Reflected Temperature Using Infrared Imaging Radiometers*.
- ASTM E1933 - 99a, 2005. *Standard Test Methods for Measuring and Compensating for Emissivity Using Infrared Imaging Radiometers*.
- ASTM E2758 15, 2015. *Standard Guide for Selection and Use of Wideband, Low Temperature Infrared Thermometers*.
- Bazilian, M.D., Kamalanathan, H. & Prasad, D.K., 2002. Thermographic analysis of a building integrated photovoltaic system. *Renewable Energy*, 26(3), pp.449–461.
- Botsaris, P. & Tsanakas, J., 2010. Infrared thermography as an estimator technique of a photovoltaic module performance via operating temperature measurements. In *10th ECNDT Conference*. 10th ECNDT Conference, p. 11.
- Breitenstein, O., Warta, W. & Langenkamp, M., 2010. *Lock-in Thermography*, Springer.
- Buerhop, C. et al., 2007. *Abschlussbericht Machbarkeitsstudie Überprüfung der Qualität von Photovoltaik- Modulen mittels Infrarot-Aufnahmen*.
- Buerhop, C. et al., 2012. Reliability of IR-imaging of PV-plants under operating conditions. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 107, pp.154–164.
- Buerhop, C. & Scheuerpflug, H., 2015. Characterization of Defects in PV-Modules by their Temperature Development using IR- Thermography. In *31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*. pp. 1789–1792.
- Buerhop, C. & Scheuerpflug, H., 2014. Comparison of IR-Images and Module Performance under Standard and Field Conditions. In *29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*. 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, pp. 3260–3264.
- Buerhop, C., Scheuerpflug, H. & Weißmann, R., 2011. The role of infrared emissivity of glass on IR-imaging of PV-plants. In *26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and*

- Exhibition*. pp. 6–9.
- Buerhop C., Scheuerpflug H., P.T., 2015. Defect Analysis of installed PV-Modules - IR-Thermography and In-String Power Measurement Simulative Results. *31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition Defect*, pp.1692–1697.
- Caamaño Martín, E., 1998. *Tesis Doctoral “Edificios fotovoltaicos conectados a la red eléctrica: Caracterización y análisis.”* Universidad Politécnica de Madrid.
- Cañadas Soriano, M. & Royo Pastor, R., 2016. *Termografía Infrarroja Nivel II*, FC Editorial.
- Castañer, L. & Silvestre, S., 2002. *Modelling Photovoltaic systems using PSpice*, John Wiley & Sons, Ltd.
- Coello, J et al., 2015. IR Thermography Inspection of PV modules in large PV Plants with UAV. In *31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*.
- Datcu, S. et al., 2005. Improvement of building wall surface temperature measurements by infrared thermography. *Infrared Physics and Technology*, pp.451–467.
- FLIR Systems, 2010. Manual de usuario FLIR T series.
- FLIR Systems, 2012. The Ultimate Infrared Handbook for R&D Professionals.
- FLIR Systems, 2004. ThermaCAM™ S60 Manual del usuario.
- FLIR Systems, 2011. Thermal Imaging Guidebook for building and renewable energy applications.
- Fluke Corporation; The Snell Group, 2009. Introducción a los principios de la termografía.
- IEA-PVPS Task 13, 2014. *Review of Failures of Photovoltaic Modules*, Report IEA-PVPS T13-01.
- IEC-50160, 2011. *Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución*.
- IEC-60891, 2010. *Dispositivos fotovoltaicos. Procedimiento de corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica I-V de dispositivos fotovoltaicos*.
- IEC-60904-5, 2012. *Dispositivos fotovoltaicos. Parte 5: Determinación de la temperatura equivalente de la célula (TEC) de dispositivos fotovoltaicos (FV) por el método de la tensión de circuito abierto*.
- IEC-61215, 2006. *Cualificación del diseño y homologación de módulos FV de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación de diseño y homologación*.
- IEC-61646, 2009. *Módulos terrestre fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación*.
- IEC-61829, 2016. *Generador fotovoltaico (FV). Medida in situ de las características corriente-tensión*.
- IEC-61853-1, 2011. *Ensayos del rendimiento de módulos fotovoltaicos (FV) y evaluación energética. Parte 1: Medidas del funcionamiento frente a temperatura e irradiancia y determinación de las características de potencia*.

- IEC 61724, 2000. *Monitorización de sistemas FV. Guías para la medida, el intercambio de datos y el análisis.*
- IEC TS 62446-3, 2017. *Photovoltaic (PV) systems - Requirements for testing, documentation and maintenance - Part 3: Outdoor infrared thermography of photovoltaic modules and plants.*
- Jaeckel, B., 2016. Outdoor non-destructive infrared thermography of photovoltaic modules and plants for inspection: IEC 62446-3. In *32st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition.*
- Kaplani, E., 2012. Detection of degradation effects in field-aged c-Si solar cells through IR thermography and digital image processing. *International Journal of Photoenergy*, 2012, pp.1–11.
- King, D.L. et al., 2000. Applications for infrared imaging equipment in photovoltaic cell, module, and system testing. In *Photovoltaic Specialists Conference, 2000. IEEE.* Anchorage, AK, USA, pp. 1487–1490.
- Kratochvil, J.A., Boyson, W.E. & King, D.L., 2004. *Photovoltaic array performance model.*, Albuquerque, NM, and Livermore, CA.
- Krenzinger, A. & de Andrade, A.C., 2007. Accurate outdoor glass thermographic thermometry applied to solar energy devices. *Solar Energy*, 81(8), pp.1025–1034.
- Larsen, S.F. & Hongn, M., 2014. Determining the infrared reflectance of specular surfaces by using thermographic analysis. *Renewable Energy*, 64, pp.306–313.
- Lorenzo, E., Martínez, F. & Moretón, R., 2009. Retratos de la conexión Fotovoltaica a la red (XIV) “El asunto de las células calientes.” *Era Solar*, Noviembre(152).
- Makrides, G. et al., 2009. Error Sources in Outdoor Performance evaluation of Photovoltaic Systems. In *24th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 21-25 September 2009, Hamburg, Germany.* pp. 21–25.
- Minkina, W. & Dudzik, S., 2009. *“Infrared Thermography: Errors and Uncertainties,”* John Wiley & Sons, Ltd.
- Moretón, R., Lorenzo, E. & Narvarte, L., 2015. Experimental observations on hot-spots and derived acceptance/rejection criteria. *Solar Energy*, 118, pp.28–40.
- Munoz, M.A. et al., 2011. Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions. *Solar Energy*, 85(9), pp.2264–2274.
- Nordmann, T. & Clavadetscher, L., 2003. Understanding temperature effects on PV system performance. In *3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion.* pp. 2–5.
- Nordmann, T., Jahn, U. & Nasse, W., 2004. Performance of PV systems under real conditions. In IEA PVPS Task2 Photovoltaic Power Systems Programme, ed. *European Workshop on Life Cycle Analysis and Recycling of Solar Modules.* Brussels.
- Perpiñan, O., 2015. *Energía Solar Fotovoltaica*, Available at: <http://oscarperpinan.github.io/esf/>.

- Quater, P.B. et al., 2014. Light Unmanned Aerial Vehicles (UAVs) for cooperative inspection of PV plants. *IEEE Journal of Photovoltaics*, pp.1107–1113.
- Quintana, M.A. et al., 2002. Commonly observed degradation in field-aged photovoltaic modules. In *Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2002*. pp. 1436–1439.
- Quintana, M.A. et al., 2000. Diagnostic analysis of silicon photovoltaic modules after 20-year field exposure. In *Twenty-Eighth IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 2000*. pp. 1420–1423.
- Quintana, M.A. et al., 1993. RECENT ADVANCES IN OUTDOOR PERFORMANCE EVALUATION OF PV SYSTEMS. In *Photovoltaic Specialists Conference*. pp. 1197–1202.
- Sánchez-Friera, P. et al., 2011. Analysis of degradation mechanisms of crystalline silicon PV modules after 12 years of operation in Southern Europe. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, pp.658–666.
- Schubert, E. et al., 2015. Standarization of Infrared Imaging of Photovoltaic Plants in Operation. In *31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*. Hamburgo, pp. 1780–1782.
- Skoplaki, E., Boudouvis, A.G. & Palyvos, J.A., 2008. A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 92(11), pp.1393–1402.
- Skoplaki, E. & Palyvos, J.A., 2009. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. *Solar Energy*, 83(5), pp.614–624.
- SolarPower Europe, 2017. Global market outlook for solar power 2017-2021. , p.60.
- TamizhMani, G. et al., 2003. Photovoltaic module thermal/wind performance: Long -Term Monitoring and Model Development For Energy Rating. In *Proc. NCPV and Solar Program* pp. 936–939.
- Testo, 2008. Termografía, guía de bolsillo.
- Tina, G.M. & Abate, R., 2008. Experimental verification of thermal behaviour of photovoltaic modules. *MELECON 2008 - The 14th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference*, pp.579–584.
- Tina, G.M. & Scrofani, S., 2008. Electrical and thermal model for PV module temperature evaluation. *Proceedings of the Mediterranean Electrotechnical Conference - MELECON*, pp.585–590.
- Tsanakas, J.A. et al., 2015. FAULT DIAGNOSIS AND CLASSIFICATION OF LARGE-SCALE PHOTOVOLTAIC PLANTS THROUGH AERIAL ORTHOPHOTO THERMAL MAPPING. In *31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition FAULT*. pp. 1783–1788.
- Tsanakas, J.A. & Botsaris, P.N., 2012. An infrared thermographic approach as a hot-spot detection tool for photovoltaic modules using image histogram and line profile analysis.

International Journal of Condition Monitoring, 2(1), pp.22–30.

Tsanakas, J.A., Ha, L. & Buerhop, C., 2016. Faults and infrared thermographic diagnosis in operating c-Si photovoltaic modules: A review of research and future challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 62, pp.695–709.

UNE-EN 16714-1, 2017. *Ensayos no destructivos Ensayo por termografía Parte 1 : Principios generales*.

UNE-EN 16714-2, 2017. *Ensayos no destructivos Ensayo por termografía Parte 2 : Equipo*.

UNE-EN 16714-3, 2017. *Ensayos no destructivos Ensayo por termografía Parte 3 : Términos y definiciones*.

UNEF, 2017. *Informe Anual 2017. El auge mundial de la fotovoltaica*.

Vodermayer, C. et al., 2012. First results – Correlations between IR images and electrical behavior and energy yield of PV modules. *Uma ética para quantos?*, XXXIII(2), pp.81–87.

Vollmer, M. & Möllmann, K.P., 2011. *“Infrared Thermal Imaging: Fundamentals, Research and Applications,”* Wiley.

WIRIS, 2017. WORKSWELL 2ª Gen USER MANUAL.