



UNIVERSIDAD DE JAÉN
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR
DE JAÉN
DEPARTAMENTO DE INGENIRÍA
ELÉCTRICA

TESIS DOCTORAL

**CONTRIBUCIÓN AL DESARROLLO
TECNOLÓGICO DE LA PROTECCIÓN DE
GENERADORES FOTOVOLTAICOS EN
CONDICIONES DE FALTA**

**PRESENTADA POR:
ÓSCAR GARCÍA GARCÍA**

**DIRIGIDA POR:
DR. D. JESÚS DE LA CASA HERNÁNDEZ
DR. D. FRANCISCO JURADO MELGUIZO**

JAÉN, 8 DE NOVIEMBRE DE 2013

ISBN 978-84-8439-839-4

UNIVERSIDAD DE JAÉN

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE JAÉN



UNIVERSIDAD DE JAÉN

TESIS DOCTORAL

**Contribución al desarrollo tecnológico de la
protección de generadores fotovoltaicos en
condiciones de falta**

Óscar García García

Los Directores de la Tesis

Fdo. Dr. Jesús de la Casa Hernández

Profesor Contratado Doctor

Fdo. Dr. Francisco Jurado Melguizo

Catedrático de Universidad

UNIVERSIDAD DE JAÉN

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE JAÉN



UNIVERSIDAD DE JAÉN

TESIS DOCTORAL

**Contribución al desarrollo tecnológico de la
protección de generadores fotovoltaicos en
condiciones de falta**

Óscar García García

El acto de defensa y lectura de Tesis se celebra el día de de 2013 en la
Universidad de Jaén, ante el siguiente Tribunal evaluador quién decide otorgar la
calificación de:

.....

El Presidente

Dr. José Luis Martínez Ramos
Catedrático de Universidad

La Secretaria

Dra. M^a de los Ángeles Medina Quesada
Profesora Titular de Universidad

El vocal

Dr. Luis M. Fernández Ramírez
Profesor Titular de Universidad

UNIVERSIDAD DE JAÉN
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE JAÉN



UNIVERSIDAD DE JAÉN

TESIS DOCTORAL

**Contribución al desarrollo tecnológico de la
protección de generadores fotovoltaicos en
condiciones de falta**

Óscar García García

Directores de Tesis:

Jesús de la Casa Hernández

Profesor Contratado Doctor (Universidad de Jaén)

Francisco Jurado Melguizo

Catedrático de Universidad (Universidad de Jaén)

TRIBUNAL EVALUADOR

Presidente: Dr. José Luis Ramos Martínez. Catedrático de Universidad (Universidad de Sevilla).

Secretaria: Dra. M^a de los Ángeles Medina Quesada. Profesora Titular de Universidad (Universidad de Jaén).

Vocal: Dr. Luis M. Fernández Ramírez. Profesor Titular de Universidad (Universidad de Cádiz).

Suplente: Dr. Carlos A. García Vázquez. Profesor Titular de Universidad (Universidad de Cádiz).

Suplente: Dr. Francisco J. Ruiz Rodríguez. Personal Docente e Investigador (Universidad de Jaén).

Jaén, 2013

A mis padres, Manuel y María

A mi hermano, Daniel

A mi familia

A mis amigos

AGRADECIMIENTOS

Ante todo deseo manifestar mi agradecimiento a todas aquellas personas que de una manera u otra han tenido que ver en la realización de esta tesis y en especial:

A mis directores de tesis, Dr. Jesús de la Casa Hernández y Dr. Francisco Jurado Melguizo por sus sabios consejos y su continuo apoyo y, en especial, al profesor de la Casa por ser la “alma máter” de este trabajo y, por todo el tiempo que ha dedicado para que este trabajo, tras innumerables correcciones, viera la luz en el presente documento.

A mis compañeros del Departamento de Ingeniería Eléctrica, del Departamento de Ingeniería Electrónica y Automática y del grupo de investigación IDEA y, en particular, a Emilio y M^a Jesús, con quienes comencé en mi tarea investigadora.

A mi familia por su continuo apoyo, sin su ayuda no habría sido posible y, en especial, a mi padre por introducirme con sus charlas en el mundo de la electricidad.

A mis amigos, Alfonso, Ángel, Antonio, Ballesteros, “Cartucho”, Chema, David, Javi, José, J. Andrés, J. Carlos, Juan, Miguel, Nico, Pepe, Ricardo, Sergio, “Vaka” y Vicente por su interés durante el periodo de realización de mi doctorado.

Óscar García García
Jaén, Septiembre 2013

*Dime y lo olvido,
enséñame y lo recuerdo,
involúcrame y lo aprendo.*

Benjamin Franklin
(1706-1790)
Estadista y científico estadounidense

RESUMEN

En la última década se ha producido un aumento significativo en el número de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica. La mayoría de éstos son grandes plantas fotovoltaicas en áreas rurales o pequeñas/medianas instalaciones integradas en edificios. Este elevado número de instalaciones hace más probable situaciones de riesgo en la instalación causadas por diferentes condiciones de falta en la parte de continua del sistema fotovoltaico.

Esta tesis presenta una extensa revisión de causas, consecuencias y tratamiento del funcionamiento en condiciones de falta que se puede producir en un generador fotovoltaico, bien debido a un sombreado parcial o una falta eléctrica. El funcionamiento en estas condiciones de falta, además de originar situaciones de riesgo de sobreintensidad en el propio sistema, puede provocar problemas de calidad de potencia en la red a la que está conectado.

En este contexto, esta tesis doctoral realiza un amplio estudio normativo en relación con faltas eléctricas y calidad de potencia descubriendo que no hay normas de referencia específicas para sistemas fotovoltaicos en ambos campos. Por tanto, uno de los objetivos alcanzados es la presentación de una propuesta de medidas de protección de sobreintensidades para un generador fotovoltaico en condiciones de falta. Estas medidas han sido obtenidas a partir de la adaptación de las medidas aplicadas para los sistemas de corriente alterna convencionales. Además, se realiza una valoración de la calidad de potencia en tales condiciones.

Esta propuesta se basa en un análisis detallado del comportamiento del generador fotovoltaico en condiciones de falta. Para ello, se desarrolla un modelo dinámico de simulación de los dispositivos fotovoltaicos que permite evaluar el impacto de las diferentes condiciones de falta (sombreados o faltas eléctricas), el cual ha sido validado mediante medidas experimentales.

El modelo ha permitido evaluar el comportamiento térmico de dispositivos fotovoltaicos bajo diferentes condiciones de sombreado y variables meteorológicas. El peor caso de estrés térmico se alcanza al sombreadarse una única célula de un módulo fotovoltaico. De igual forma, se examina el comportamiento del generador fotovoltaico frente a diferentes faltas eléctricas (falta de cortocircuito, de circuito abierto y falta distribuida). La falta de cortocircuito origina los mayores problemas térmicos en el

módulo y el cableado. No obstante, el comportamiento térmico observado varía en función de la posible o no instalación de diodos de paso en el módulo y diodos de bloqueo en las ramas.

En esta tesis también se evalúa experimentalmente el impacto de las condiciones de falta sobre los principales parámetros de calidad de potencia en el punto de conexión del sistema fotovoltaico (armónicos, flicker y desequilibrios). Cualquier condición de falta que conduce al generador fotovoltaico a trabajar a potencias fotovoltaicas bajas, determina unas emisiones armónicas y de desequilibrio de corriente que superan los objetivos establecidos.

ABSTRACT

In the last decade there was a significant increase in the number of Photovoltaic (PV) systems connected to the electrical grid. Most of these are large plants PVs in rural areas or small/medium building integrated installations. The higher number of PV systems makes it more likely of risk situations in the system caused by different fault conditions in the direct current (DC) side of the PV system.

This thesis presents an extensive review of causes, consequences and treatment of missing operating conditions that may occur on a PV generator, either due to partial shading or electrical fault. The operation in these fault conditions, as well as causing overcurrent risk situations in the PV system can cause power quality problems in the network that is connected PV system.

In this context, this thesis takes a broad normative study in relation to electrical faults and power quality standards discovering that there are no specific references to PV systems in both fields. Therefore, one of the objectives achieved in this thesis is the presentation of a proposal for overcurrent protection measures for a PV generator under fault conditions. These have been obtained from the adaptation of the measures applied to conventional altern current (AC) systems. Also, an assessment is made of the power quality in such conditions.

This proposal is based on a detailed analysis of the behavior of the PV generator under fault conditions. For this purpose, it had been developed a dynamic simulation model for the PV device that allows to evaluate the impact of different fault conditions (shaded or electrical faults). Obviously, the simulation model is validated with experimental measurements.

The model allows to evaluate the thermal behavior of PV devices under different shading conditions and weather variables. The worst case of thermal stress reaches the shaded a single cell of a PV module. Futhermore, it had been evaluated the behavior of the PV generator against various electrical faults (short-circuit fault, open-circuit fault, and distributed short-circuit fault). Short-circuit faults originates the greatest thermal problems in the module and wiring. However, the thermal behavior variation depends if the PV system is provided by by-pass diodes and blocking diodes or not.

This thesis also evaluates experimentally the impact of fault conditions on key power quality parameters in the connection point of the PV system (harmonics, flicker and imbalance). Any fault condition that leads to the PV generator to work at low PV powers, determines harmonic emissions and current imbalance exceeding targets.

ÍNDICE

ÍNDICE	i
Lista de figuras	v
Lista de tablas	xi
Lista de símbolos	xiii
Lista de acrónimos	xxv
Lista de subíndices	xxvii
Lista de superíndices	xxviii
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. INTRODUCCIÓN	1
1.2. OBJETIVOS Y PLANTEAMIENTO DE LA TESIS	3
1.3. ESTRUCTURA DE LA TESIS	4
2. FUNDAMENTO TEÓRICO DE SEGURIDAD EN GENERADORES FOTOVOLTAICOS	7
2.1. INTRODUCCIÓN	7
2.2. SEGURIDAD EN GENERADORES FOTOVOLTAICOS	7
2.2.1. Protección frente al choque eléctrico.....	8
2.2.2. Protección contra sobreintensidades.....	10
2.2.3. Protección contra sobretensiones.....	12
2.3. SOMBREADO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	13
2.3.1. Clasificación.....	14
2.3.2. Causas del sombreado.....	14
2.3.3. Consecuencias del sombreado.....	15
2.3.4. Métodos de evaluación	15
2.3.5. Frecuencia de sombreado.....	16
2.3.6. Métodos de detección	16
2.4. FALTAS ELÉCTRICAS	17
2.4.1. Clasificación.....	18
2.4.2. Causas, evolución y consecuencias de las faltas eléctricas.....	21
2.4.2.1. Causas	21
2.4.2.2. Evolución	22
2.4.2.3. Consecuencias	23
2.4.3. Frecuencia de faltas	24
2.4.4. Métodos de detección	25
2.4.5. Caracterización temporal de faltas eléctricas	26
3. FUNDAMENTOS DE CALIDAD DE POTENCIA	35
3.1. INTRODUCCIÓN	35
3.2. CALIDAD DE POTENCIA EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	35

3.3.	ÍNDICES Y OBJETIVOS DE CALIDAD DE POTENCIA.....	37
3.3.1.	Armónicos.....	38
3.3.2.	Flicker	39
3.3.3.	Desequilibrio	43
3.4.	MEDIDAS DE CALIDAD DE POTENCIA EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	45
3.4.1.	Parámetros característicos de calidad de potencia en sistemas fotovoltaicos.....	46
3.4.2.	Procedimiento de medida de calidad de potencia en sistemas fotovoltaicos	46
4.	MODELADO DEL DISPOSITIVO FOTOVOLTAICO.....	49
4.1.	INTRODUCCIÓN	49
4.2.	MODELO ELÉCTRICO DEL DISPOSITIVO FOTOVOLTAICO.....	49
4.2.1.	Modelo ideal de célula solar con un diodo.....	50
4.2.2.	Modelo real de célula solar con un diodo	51
4.2.3.	Modelo de célula solar con dos diodos	53
4.2.4.	Modelado del efecto avalancha	54
4.2.5.	Efectos de la temperatura y la irradiancia sobre la curva I-V.....	57
4.2.6.	Variables que caracterizan el funcionamiento de un dispositivo fotovoltaico	61
4.3.	MODELO TÉRMICO DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO	63
4.3.1.	Introducción	63
4.3.2.	Balance de energía	64
4.3.3.	Capacidad térmica del módulo.....	67
4.3.4.	Transferencia de calor por radiación.....	68
4.3.5.	Transferencia de calor por convección	70
4.4.	MODELO DE AISLAMIENTO DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO	73
4.4.1.	Introducción	73
4.4.2.	Circuito eléctrico equivalente para el aislamiento del módulo/generador fotovoltaico	74
4.5.	MODELO DEL SEGUIDOR DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA DEL INVERSOR.....	78
4.5.1.	Convertidores corriente continua / corriente continua	79
4.5.2.	Algoritmos de control	80
4.6.	DATOS NORMALIZADOS	84
5.	MODELADO EN MATLAB/SIMULINK® DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS....	87
5.1.	INTRODUCCIÓN	87
5.2.	VENTAJAS DEL MODELADO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN ENTORNOS ABIERTOS	90
5.3.	ENTORNO DE PROGRAMACIÓN MATLAB/SIMULINK®	92
5.4.	IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO EN CORRIENTE CONTINUA EN EL ENTORNO MATLAB/SIMULINK®	93
5.4.1.	Modelo de sistema fotovoltaico en corriente continua	93
5.4.1.1.	Bloque PV Model	94
5.4.1.1.1.	Bloque Insulation	99
5.4.1.1.2.	Bloque Diode effect.....	100
5.4.1.1.3.	Bloque Avalanche effect.....	101

5.4.1.1.4.	<i>Bloque Shunt resistance effect</i>	101
5.4.1.1.5.	<i>Bloque Shading</i>	101
5.4.1.1.6.	<i>Bloque Effect of G, Ta, vf</i>	102
5.4.1.2.	Modelo del seguidor de punto de máxima potencia	103
5.4.1.3.	Adquisición de datos	104
5.4.2.	<i>Datos de entrada al modelo</i>	105
6.	RESULTADOS	109
6.1.	INTRODUCCIÓN	109
6.2.	RESULTADOS DE SOMBRAS.....	109
6.2.1.	<i>Introducción</i>	109
6.2.2.	<i>Caso de estudio: módulo fotovoltaico</i>	110
6.2.2.1.	Análisis térmico	110
6.2.2.1.1.	<i>Modulo fotovoltaico sin diodos de paso</i>	110
6.2.2.1.2.	<i>Modulo fotovoltaico con diodos de paso</i>	112
6.2.2.1.3.	<i>Importancia de la tasa de sombreado</i>	115
6.2.2.2.	Análisis de pérdidas y modificación del punto de funcionamiento	119
6.2.3.	<i>Caso de estudio: generador fotovoltaico</i>	120
6.2.3.1.	Análisis térmico	120
6.2.3.1.1.	<i>Efectos del sombreado parcial</i>	121
6.2.3.1.1.1.	<i>Funcionamiento del generador en cortocircuito</i>	123
6.2.3.1.1.2.	<i>Funcionamiento del generador en el punto de máxima potencia</i>	124
6.2.3.1.2.	<i>Importancia de la configuración serie-paralelo</i>	126
6.2.3.2.	Análisis de pérdidas y modificación del punto de funcionamiento	129
6.2.3.2.1.	<i>Funcionamiento del generador fotovoltaico sin diodos de paso</i>	129
6.2.3.2.2.	<i>Funcionamiento del generador fotovoltaico con diodos de paso</i>	132
6.2.4.	<i>Investigación experimental de sombras en un generador fotovoltaico</i>	134
6.3.	RESULTADOS DE FALTAS ELÉCTRICAS.....	136
6.3.1.	<i>Caso de estudio: Características del generador fotovoltaico</i>	136
6.3.1.1.	Generador fotovoltaico operando bajo una falta de cortocircuito.....	136
6.3.1.1.1.	<i>Efecto sobre las características del generador y las ramas de los módulos</i>	136
6.3.1.1.2.	<i>Importancia del número de módulos cortocircuitados</i>	140
6.3.1.1.2.1.	<i>Funcionamiento en circuito abierto sin diodos de bloqueo</i>	142
6.3.1.1.2.2.	<i>Funcionamiento en el punto de máxima potencia sin diodos de bloqueo</i>	144
6.3.1.1.3.	<i>Beneficios del serie/paralelo</i>	146
6.3.1.1.4.	<i>Influencia de la resistencia de falta</i>	148
6.3.1.2.	Generador fotovoltaico operando bajo una falta de circuito abierto.....	149
6.3.1.2.1.	<i>Efecto sobre las características del generador fotovoltaico y las ramas de los módulos</i>	149
6.3.1.3.	Generador fotovoltaico operando bajo una falta a tierra distribuida.....	151
6.3.1.3.1.	<i>Efecto sobre las características del generador fotovoltaico y las ramas de los módulos</i>	151
6.3.1.3.2.	<i>Beneficios del serie/paralelo</i>	154
6.3.1.4.	Resumen de las observaciones críticas de la operación del generador fotovoltaico bajo condiciones de falta eléctrica.....	156
6.3.2.	<i>Investigación experimental de faltas eléctricas en un generador fotovoltaico</i>	157

6.4.	RESULTADOS DE CALIDAD DE POTENCIA	159
6.4.1.	<i>Caso de estudio: Características del generador fotovoltaico</i>	<i>159</i>
6.4.2.	<i>Descripción de faltas producidas sobre el generador fotovoltaico monitorizado</i>	<i>160</i>
6.4.3.	<i>Análisis temporal de la calidad de potencia.....</i>	<i>162</i>
6.4.3.1.	Análisis de corrientes armónicas	163
6.4.3.2.	Análisis de flicker	166
6.4.3.3.	Análisis de desequilibrios de corriente fundamental	168
7.	MEDIDAS ADAPTADAS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBREINTENSIDADES PARA UN GENERADOR FOTOVOLTAICO	171
7.1.	INTRODUCCIÓN	171
7.2.	LIMITACIÓN DE SOBREINTENSIDAD MEDIANTE LAS CARACTERÍSTICAS DE LA ALIMENTACIÓN.....	173
7.3.	PROTECCIÓN MEDIANTE LA DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE LA ALIMENTACIÓN	174
7.3.1.	<i>Requerimientos de acuerdo a la naturaleza del circuito</i>	<i>174</i>
7.3.2.	<i>Naturaleza de los dispositivos de protección.....</i>	<i>175</i>
7.3.3.	<i>Protección frente a corrientes de sobrecarga</i>	<i>176</i>
7.3.3.1.	Posición de los dispositivos para la protección de sobrecarga.....	176
7.3.3.2.	Coordinación entre conductores/módulos y dispositivo de protección de sobrecarga	178
7.3.4.	<i>Protección frente a corrientes de cortocircuito.....</i>	<i>179</i>
7.3.4.1.	Cálculo de la corriente de cortocircuito prevista	179
7.3.4.2.	Posición de los dispositivos de protección frente a cortocircuitos.....	179
7.3.4.3.	Características de los dispositivos de protección de cortocircuito	179
7.4.	APLICACIÓN DE LAS MEDIDAS DE PROTECCIÓN DE SOBREINTENSIDAD EN UN GENERADOR FOTOVOLTAICO	180
7.4.1.	<i>Protección por limitación de sobreintensidad mediante las características de la alimentación.....</i>	<i>181</i>
7.4.2.	<i>Protección mediante la desconexión automática de la alimentación.....</i>	<i>181</i>
8.	CONCLUSIONES Y FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN	183
8.1.	CONCLUSIONES Y APORTACIONES DE LA TESIS.....	183
8.2.	FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN	186
	ANEXO A. MODELO DEL ALGORITMO DE MÁXIMA POTENCIA.....	189
	ANEXO B. HOJAS DE CARACTERÍSTICAS	191
	ANEXO C. TEMPERATURA MÁXIMA ADMISIBLE DE OPERACIÓN DE UN MÓDULO FOTOVOLTAICO.	195
	ANEXO D. CONDICIONES METEOROLÓGICAS QUE ORIGINAN EL MÁXIMO ESTRÉS TÉRMICO	197
	PUBLICACIONES GENERADAS	199
	CURRICULUM VITAE	201
	BIBLIOGRAFÍA.....	203

Lista de figuras

Figura 2.1. Análisis termográfico de un módulo FV [88]	17
Figura 2.2. Clasificación de faltas eléctricas en un generador	18
Figura 2.3. Ejemplos de faltas eléctricas en un generador	20
Figura 2.4. Generador flotante con faltas a tierra/masa.....	20
Figura 2.5. Generador unido a tierra con una falta a tierra/masa.....	21
Figura 2.6. Etapas de formación del arco eléctrico [38].....	23
Figura 2.7. Tensión mínima de arco en un plasma [117].....	26
Figura 2.8. Comparativa entre el ruido producido por faltas serie y paralelo para una frecuencia de 800 Hz [97].....	28
Figura 2.9. Esquemas de la metodología de detección y actuación [122].....	28
Figura 2.10. Característica <i>I-V-distancia</i> en arcos eléctricos [117].....	29
Figura 2.11. Curva característica del transitorio de un arco serie [117].....	29
Figura 2.12. Esquema del sistema FV estudiado [97].....	30
Figura 2.13. Transitorios de distintas faltas de arco serie en un generador FV de 3 kWp [97].....	31
Figura 2.14. Transitorios de distintas faltas de arco paralelo en un generador FV de 3 kWp [97].....	32
Figura 3.1. Sistema equilibrado (a) y Sistema desequilibrado (b).....	43
Figura 4.1. Esquema equivalente de una célula solar ideal con un diodo.....	50
Figura 4.2. Esquema equivalente de una célula real con un diodo.....	51
Figura 4.3. Esquema equivalente de una célula real con dos diodos.....	53
Figura 4.4. Comparativa entre los diferentes tipos de células en el modelado en inversa [201].....	56
Figura 4.5. Modelo de avalancha.....	57
Figura 4.6. Esquema del balance de energía de un módulo [150].....	65
Figura 4.7. Esquema ilustrativo de las capas de un módulo FV típico [251].....	68
Figura 4.8. Comparativa de los coeficientes de convección [140].....	71
Figura 4.9. Modelo de circuito eléctrico equivalente para el aislamiento de un módulo y generador FV: a) en cortocircuito y b) en circuito abierto.....	76
Figura 4.10. Esquema de bloques del MPPT.....	79
Figura 4.11. Diagrama de flujo del algoritmo de control de P&O.....	81
Figura 4.12. Diagrama de flujo del algoritmo de control de conductancia incremental...	82
Figura 5.1. Etapa 1 de modelado.....	93
Figura 5.2. Etapa 2 del modelado.....	95
Figura 5.3. Bloque <i>PVD</i> (etapa 2 de modelado).....	96
Figura 5.4. Máscara del bloque <i>PVD</i>	97
Figura 5.5. Etapa 3 de modelado.....	98
Figura 5.6. Bloque <i>Insulation</i>	99

Figura 5.7. Bloque <i>PVD left/right insulation</i>	100
Figura 5.8. Bloque <i>Rs_ISO_PVD</i>	100
Figura 5.9. Diagrama del bloque <i>Diode effect</i>	100
Figura 5.10. Diagrama del bloque <i>Avalanche effect</i>	101
Figura 5.11. Diagrama del bloque <i>Resistance shunt effect</i>	101
Figura 5.12. Diagrama del bloque <i>Shading</i>	102
Figura 5.13. Bloque <i>Effect of G, T_a, v_f</i>	102
Figura 5.14. Bloque <i>PV cell operating temperature</i>	103
Figura 5.15. Diagrama de sub-bloques del bloque <i>Convection and Radiation heat transfer</i>	103
Figura 5.16. Máscara del bloque MPPT.....	104
Figura 5.17. Sub-máscara del bloque MPPT.....	104
Figura 5.18. Bloque <i>Data Acquisition</i>	105
Figura 5.19. Interfaz GUI del modelo PVD.....	106
Figura 5.20. Bloque de parámetros de la interfaz GUI.....	107
Figura 6.1. Resultados de simulación para las características $i-v_{mod}$, $p-v_{mod}$, T_c-v_{mod} y $t_{ST}-v_{mod}$ del módulo I-106/12 de <i>Isofotón</i> (sin diodos de paso), en condiciones PTC, con una célula solar sombreada.....	111
Figura 6.2. Resultados de la simulación para las características $i-v_{mod}$, $p-v_{mod}$, T_c-v_{mod} y $t_{ST}-v_{mod}$ del módulo I-106/12 de <i>Isofotón</i> para tensiones negativas (sin diodos de paso), en condiciones PTC, con una célula solar sombreada.....	112
Figura 6.3. Resultados de simulación para las características $i-v_{mod}$, $p-v_{mod}$, T_c-v_{mod} y $t_{ST}-v_{mod}$ del módulo I-106/12 de <i>Isofotón</i> (con diodos de paso), en condiciones PTC, con una célula solar sombreada.....	113
Figura 6.4. Resultados de simulación para las características $i-v_{mod}$, $p-v_{mod}$, T_c-v_{mod} y $t_{ST}-v_{mod}$ del módulo I-106/12 de <i>Isofotón</i> (con diodos de paso), en condiciones PTC, con varias células solares sombreadas.....	115
Figura 6.5. Temperatura máxima de la célula solar sombreada y variable t_{ST} asociada para el peor caso de estrés térmico en el módulo I-106/12 de <i>Isofotón</i> ($G=1000 \text{ W/m}^2$, $v_f=1 \text{ m/s}$).....	116
Figura 6.6. Intervalo de tasas de sombreado no permitidas ($T_{c,PS} \geq T_{c,ST}$) para el peor caso de estrés térmico en el módulo I-106/12 de <i>Isofotón</i> ($v_f=1 \text{ m/s}$).....	117
Figura 6.7. Tasa de sombreado que origina la temperatura máxima de la célula solar sombreada para el peor caso de estrés térmico en el módulo I-106/12 de <i>Isofotón</i> ($v_f=1 \text{ m/s}$).....	118
Figura 6.8. Temperatura máxima de la célula solar sombreada para el peor caso de estrés térmico en el módulo I-106/12 de <i>Isofotón</i> ($v_f=1 \text{ m/s}$).....	118
Figura 6.9. Modificación del punto de funcionamiento, análisis de pérdidas y FF de un módulo bajo diferentes tasas de sombreado e irradiancias ($T_a=20 \text{ }^\circ\text{C}$).....	120
Figura 6.10. Tipos de sombreado diferentes (módulo con una única célula sombreada en cada rama –peor caso de estrés térmico- y módulo con varias células sombreadas).....	121
Figura 6.11. Resultados de simulación para las características $i-v_G$, $p-v_G$, T_c-v_G y $t_{ST}-v_G$ del generador FV de 68 kWp, en condiciones PTC, con varias células solares sombreadas.....	122
Figura 6.12. Tasa de sombreado que origina la temperatura máxima de células solares en el módulo sombreado para el peor caso de estrés térmico (cortocircuito, 1 módulo sombreado, sin BPDs) en el generador fotovoltaico de 68 kWp ($v_f=1 \text{ m/s}$).....	123

Figura 6.13. Temperatura máxima de células solares en el módulo sombreado para el peor caso de estrés térmico (cortocircuito, 1 módulo sombreado) en el generador fotovoltaico de 68 kWp ($v_f = 1$ m/s).....	124
Figura 6.14. Tasa de sombreado que origina la máxima temperatura de células solares en el módulo sombreado para el generador fotovoltaico de 68 kWp en el MPP sin BPDs ($v_f = 1$ m/s).....	125
Figura 6.15. Máxima temperatura de células solares en el módulo sombreado para el generador fotovoltaico de 68 kWp en el MPP sin BPDs ($v_f = 1$ m/s).....	125
Figura 6.16. Tasa de sombreado que origina la temperatura máxima de células solares en el módulo sombreado para el peor caso de estrés térmico (cortocircuito, 1 módulo sombreado) en el generador fotovoltaico de 68 kWp ($v_f = 1$ m/s).....	126
Figura 6.17. Temperatura máxima de células solares en el módulo sombreado para el peor caso de estrés térmico (cortocircuito, 1 módulo sombreado) en el generador fotovoltaico de 68 kWp ($v_f = 1$ m/s).....	127
Figura 6.18. Variable t_{ST} asociada a células solares del módulo sombreado para el peor caso de estrés térmico (cortocircuito, 1 módulo sombreado) en el generador fotovoltaico de 68 kWp ($v_f = 1$ m/s).....	128
Figura 6.19. Máxima temperatura de células solares en el módulo sombreado para el generador fotovoltaico de 68 kWp en el MPP ($v_f = 1$ m/s).....	128
Figura 6.20. Temperatura de trabajo de células solares en módulos sombreados para el generador fotovoltaico de 68 kWp (sin diodos de paso) en el MPP ($T_a = 20$ °C, $v_f = 1$ m/s).....	130
Figura 6.21. Variación de tensión para el generador fotovoltaico de 68 kWp (sin diodos de paso) en el MPP ($T_a = 20$ °C, $v_f = 1$ m/s).....	131
Figura 6.22. Pérdidas relativas de potencia para el generador fotovoltaico de 68 kWp (sin diodos de paso) en el MPP ($T_a = 20$ °C, $v_f = 1$ m/s).....	131
Figura 6.23. Temperatura de trabajo de células solares en módulos sombreados para el generador fotovoltaico de 68 kWp (con diodos de paso) en el MPP ($T_a = 20$ °C, $v_f = 1$ m/s).....	132
Figura 6.24. Variación de tensión para el generador fotovoltaico de 68 kWp (con diodos de paso) en el MPP ($T_a = 20$ °C, $v_f = 1$ m/s).....	133
Figura 6.25. Pérdidas de potencia para el generador fotovoltaico de 68 kWp (con diodos de paso) en el MPP ($T_a = 20$ °C, $v_f = 1$ m/s).....	134
Figura 6.26. Resultados experimentales y de simulación en la instalación de ensayo: generador FV de 68 kWp.....	136
Figura 6.27. Conexiones eléctricas para el generador FV bajo faltas de cortocircuito.....	137
Figura 6.28. Resultados de simulación para las características $i-v_G$, $p-v_G$, T_c-v_G y $t_{ST}-v_G$ del generador FV de 68 kWp (sin diodos de bloqueo), en PTC, teniendo 50 módulos FVs cortocircuitados en una rama.....	139
Figura 6.29. Resultados de simulación para las características $i-v_G$, $p-v_G$ y T_c-v_G del generador FV de 68 kWp (sin diodos de bloqueo), en PTC, teniendo un cortocircuito entre dos ramas (50 módulos FVs involucrados).....	140
Figura 6.30. Estrés térmico en los PVM*s y variación del funcionamiento del generador fotovoltaico de 68 kWp en función de la variable $N_{SC,mod}$ en PTC (condiciones de circuito abierto y MPP).....	142
Figura 6.31. Potencia disipada en los PVM*s cuando el generador FV de 68 kWp está en circuito abierto (sin diodos de bloqueo y $v_f = 1$ m/s) para $N_{SC,mod}$ variable.....	143
Figura 6.32. Temperatura de célula en los PVM*s cuando el generador fotovoltaico de 68 kWp está en circuito abierto (sin diodos de bloqueo y $v_f = 1$ m/s) para $N_{SC,mod}$ variable.....	144
Figura 6.33. Variación de la tensión del generador FV de 68 kWp cuando está en circuito abierto (sin diodos de bloqueo y $v_f = 1$ m/s) para $N_{SC,mod}$ variable.....	144
Figura 6.34. Potencia disipada en los PVM*s cuando el generador FV de 68 kWp está en el MPP (sin diodos de bloqueo y $v_f = 1$ m/s) para $N_{SC,mod}$ variable.....	145

Figura 6.35. Temperatura de célula en los PVM* cuando el generador FV de 68 kWp está en el MPP (sin diodos de bloqueo y $v_f = 1$ m/s) para $N_{SC,mod}$ variable.....	145
Figura 6.36. Variación de la tensión del generador FV de 68 kWp cuando está en el MPP (sin diodos de bloqueo y $v_f = 1$ m/s) para $N_{SC,mod}$ variable.....	146
Figura 6.37. Estrés térmico en el PVM* del generador FV de 68 kWp en función de la variable N_{pa} (peor caso de estrés térmico en PTC).....	147
Figura 6.38. Variable $N_{s,pa}$ y sus valores asociados seguros de corriente inversa y potencia disipada para el PVM* en función de las condiciones meteorológicas en el generador FV de 68 kWp (peor caso de estrés térmico, $v_f = 1$ m/s).....	148
Figura 6.39. Influencia de la resistencia de falta (R_{fault}) sobre diferentes variables del generador FV de 68 kWp en caso de un cortocircuito de 50 módulos en una rama.....	149
Figura 6.40. Resultados de simulación para diferentes características en el generador FV de 68 kWp, en PTC, teniendo una falta de circuito abierto en una rama del mismo.....	150
Figura 6.41. Influencia de la resistencia serie en una rama ($R_{s,string}$) –falta de circuito abierto– sobre diferentes variables del generador FV de 68 kWp operando en el MPP y PTC.....	151
Figura 6.42. Esquemas de conexión de un generador FV.....	152
Figura 6.43. Resultados de simulación de la influencia de la resistencia de aislamiento sobre diferentes características en el generador fotovoltaico de 68 kWp en PTC (terminal negativo unido a tierra).....	153
Figura 6.44. Resultados de simulación para diferentes características en el generador FV de 68 kWp (terminal central unido a tierra), en PTC, variando su resistencia de aislamiento.....	154
Figura 6.45. Variación de la tensión del generador FV de 68 kWp en el MPP (configuración flotante –terminal central unido a tierra–).....	155
Figura 6.46. Tensión línea-tierra para el módulo FV más próximo al terminal negativo del generador FV de 68 kWp en el MPP (configuración flotante –terminal central unido a tierra–).....	156
Figura 6.47. Resultados experimentales y de simulación en la configuración experimental: generador fotovoltaico de 68 kWp.....	159
Figura 6.48. Esquema del generador FV monitorizado y faltas eléctricas provocadas deliberadamente.....	160
Figura 6.49. Curvas i_G-t y p_G-t del generador FV monitorizado con diferentes faltas eléctricas.....	161
Figura 6.50. Características i_G-V_G y p_G-V_G del generador FV monitorizado con diferentes faltas eléctricas.....	162
Figura 6.51. Curva $G-t$ del periodo de análisis con diferentes faltas eléctricas.....	162
Figura 6.52. Evolución temporal de corrientes armónicas $I_{3,vs}$, $I_{5,vs}$, $I_{7,vs}$ y $THD_{I,vs}$ (%) del generador FV monitorizado con diferentes faltas eléctricas durante el periodo de análisis.....	165
Figura 6.53. Índices de corrientes armónicas $THD_{I,vs,99ft}$, $I_{3,vs,99ft}$, $I_{5,vs,99ft}$ y $I_{7,vs,99ft}$ frente a objetivos correspondientes en el generador FV monitorizado para cada falta eléctrica provocada.....	166
Figura 6.54. Evolución temporal de flicker en el punto de conexión del generador FV monitorizado con diferentes faltas eléctricas durante el periodo de análisis.....	167
Figura 6.55. Evolución temporal de desequilibrio de corriente fundamental (ξ_1^I) del generador FV monitorizado con diferentes faltas eléctricas durante el periodo de análisis.....	169
Figura 6.56. Índice de desequilibrio de corriente fundamental ($\xi_{1,vs,95ft}^I$) frente a los objetivos correspondientes en el generador FV monitorizado para cada falta eléctrica provocada.....	170

Figura 7.1. Posición del DP de sobreintensidad en un generador unido a tierra.....	177
Figura 7.2. Posición del DP de sobreintensidad en un generador unido a tierra.....	177
Figura A.1. Diagrama de bloques del algoritmo MPPT.....	190
Figura C.1. Ensayo de ciclos térmicos [368,369].....	196

Lista de tablas

Tabla 2.1. Métodos de detección de faltas eléctricas.....	25
Tabla 3.1. Comparación de índices de corriente armónica en diferentes normas para instalaciones de BT, MT/AT y generación distribuida.....	40
Tabla 3.2. Comparación de objetivos de corriente armónica (I_h , THD_I o TDD_I) en diferentes normas para instalaciones en BT, MT/AT y generación distribuida.....	42
Tabla 3.3. Comparación de índices de flicker en diferentes normas para instalaciones en BT, MT/AT y generación distribuida.....	43
Tabla 3.4. Comparación de objetivos de flicker (P_{st} y P_{lt}) en diferentes normas para instalaciones en BT, MT/AT y generación distribuida.....	43
Tabla 3.5. Comparación de índices de desequilibrio corriente/tensión en normas para instalaciones en BT, MT/AT y generación distribuida.....	45
Tabla 3.6. Comparación de objetivos de desequilibrio de tensión ($\xi_{1,vs}^U$ y $\xi_{1,sh}^U$) en normas para instalaciones en BT, MT/AT y generación distribuida.....	45
Tabla 4.1. Valores de resistencia serie de célula (R_s).....	58
Tabla 4.2. Coeficientes α y β en diferentes tecnologías de células solares.....	60
Tabla 4.3. Datos de capacidad térmica del módulo BP 585 [243].....	68
Tabla 4.4. Tabla de parámetro de Ross.....	72
Tabla 4.5. Tabla de exponente de Hellmann.....	73
Tabla 6.1. Índices de corrientes $I_{3,vs,99ft}$, $I_{5,vs,99ft}$, $I_{7,vs,99ft}$ y $THD_{I,vs,99ft}$ en el generador FV monitorizado para cada falta eléctrica provocada.....	166
Tabla 6.2. Índices de flicker ($P_{st,99ft}$ y $P_{st,95ft}$) en el generador FV monitorizado para cada falta eléctrica provocada.....	168
Tabla 6.3. Índices de desequilibrio de corriente fundamental ($\xi_{1,vs,95ft}^I$) en el generador FV monitorizado para cada falta eléctrica provocada.....	169
Tabla D.1. Condiciones de ensayo.....	198

Lista de símbolos

En esta tesis doctoral las variables y funciones utilizadas tendrán la siguiente notación de acuerdo al Sistema Internacional de unidades de medida¹.

Símbolo	Parámetro	Unidad
α	Coeficiente de rugosidad superficial	Adimensional
α_c	Absortancia del cristal del módulo FV	Adimensional
α_H	Exponente de Hellmann	Adimensional
α_T	Coeficiente de compensación de la corriente debido a la temperatura	Adimensional
β_{av}	Coeficiente de temperatura en el efecto avalancha	Adimensional
β_T	Coeficiente de compensación de la tensión debido a la temperatura	Adimensional
ΔE	Variación de energía en un módulo FV	W
Δv_D	Variación de la tensión del dispositivo FV	%
$\Delta v_{D,MPP}$	Variación de la tensión del dispositivo FV en el MPP	%
$\Delta v_{D,OC}$	Variación de la tensión del dispositivo FV en circuito abierto	%
Δv_G	Variación de la tensión del generador FV	%
$\Delta v_{G,MPP}$	Variación de la tensión del generador en el MPP	%
$\Delta v_{G,OC}$	Variación de la tensión del generador en circuito abierto	%
Δv_{MPP}	Variación de la tensión en MPP	%
Δv_{OC}	Variación de la tensión en circuito abierto	%
ε_g	Emisividad del cristal del módulo FV	Adimensional
λ	Tasa de sombreado del dispositivo FV	%
λ_F	Longitud de onda del fotón	m
ζ_1^X	Desequilibrio de secuencia negativa de X para el orden armónico h-ésimo	%

¹ El Sistema Internacional de Unidades de medida (S.I.) es obligatorio en España y vigente en la Unión Europea de acuerdo al Real Decreto 1317/1989, de 27 de octubre de 1989 por el que se establecen las Unidades Legales de Medida.

ρ_i	Densidad del material i	kg/m ³
ρ_{OC}	Coeficiente de compensación de la tensión debido a la irradiancia	Adimensional
τ	Constante de tiempo de aislamiento	Adimensional
τ_c	Transmitancia del cristal del módulo FV	Adimensional
Φ_T	Voltaje de unión	0,85 [V] para Si
ω	Coeficiente de montaje	Adimensional
a_{av}	Fracción óhmica de la corriente de avalancha	Adimensional
A_c	Área de célula	cm ² , m ²
A_{mod}	Área de módulo	cm ² , m ²
B_e	Parámetro casi-constante de avalancha	3
c	Velocidad de la luz	300.000 [km/s]
c_0	Parámetro de curvas de oscuridad	0
C_{PV}	Capacidad parásita	Adimensional
C_i	Capacidad térmica específica del material i	J/(kg·K)
C_I	Coeficiente de compensación de la corriente debido a la temperatura e irradiancia	Adimensional
$C_{ISO,mod}$	Capacidad de aislamiento del módulo FV	Ω
C_{mod}	Capacidad térmica del módulo FV	J/K
C_V	Coeficiente de compensación de la tensión debido a la temperatura e irradiancia	Adimensional
d_i	Profundidad del material i en el módulo FV	m
D	Ciclo de trabajo del convertidor	Adimensional
e	Carga del electrón	1,6·10 ⁻¹⁹ [C]
E	Energía	kWh, J
E	Nivel de emisión	p.u.
$E_{\xi_1^I}$	Objetivo de emisión de desequilibrio en corriente para la componente fundamental de la corriente en la unidad FV i en el	%

	PCC	
E_{λ}	Energía de un fotón	J
E_{ent}	Energía de entrada en un módulo FV	KWh, J
E_g	Ancho de banda prohibida de un semiconductor	V
$E_{I_{h,i}}$	Objetivo de emisión de armónico en corriente (orden h -ésimo) de la instalación FV i en el PCC	%
$E_{P_{st,i}}$	Objetivo de emisión de flicker de tiempo corto de la instalación FV i en el PCC	p.u.
E_r	Flujo de calor emitido por radiación	W o J/s
E_{sal}	Energía de salida en un módulo FV	kWh o J
E_{THD_I}	Objetivo de emisión de corriente armónica (THD_I) para la instalación FV i en el PCC	%
ff_D	Factor de forma del dispositivo FV	p.u.
F	Parámetro de aislamiento	$F = \frac{R_{sh}}{R_s}$
FF	Factor de forma	Adimensional
FF_D	Factor de forma del dispositivo FV	Adimensional
G	Irradiancia en el plano del módulo FV	W/m ²
G_{abs}	Irradiancia absorbida por el módulo FV	W/m ²
G_p	Conductancia de la resistencia paralelo	S=Ω ⁻¹
G_{sh}	Irradiancia sobre un dispositivo FV con sombreado	W/m ²
G_{STC}	Irradiancia en condiciones STC	1.000 [W/m ²]
G_{TONC}	Irradiancia en condiciones NOCT	W/m ²
h	Constante de Planck	6,626·10 ⁻³⁴ [J·s]
$h_{conv,free}$	Coefficiente de transferencia de calor por convección libre	W/(m ² ·K)
$h_{conv,w}$	Coefficiente de transferencia de calor por convección del viento	W/(m ² ·K)
h_{rs}	Coefficiente de transferencia de calor por radiación	W/(m ² ·K)
$I(i)$	Intensidad (por unidad)	A (p.u.)

$i_{c,PS}$	Intensidad de célula parcialmente sombreada	p.u.
$i_{c,US}$	Intensidad de célula no sombreada	p.u.
$i_{c,35US}$	Intensidad de célula para 35 células no sombreadas	p.u.
i_{fault}	Intensidad de falta de la célula FV	p.u.
$i_{F,string}$	Intensidad de falta de la rama del generador FV	p.u.
$i_{F,G}$	Intensidad del generador FV con falta	p.u.
$i_{F,string}$	Intensidad en la rama FV con falta	p.u.
i_G	Intensidad del generador FV	p.u.
$i_{uF,string}$	Intensidad en la rama FV sin falta	p.u.
I_0	Intensidad de entrada en el convertidor	A
I_{av}	Intensidad de avalancha	A
I_B	Intensidad de diseño de los conductores	A
I_c	Intensidad de célula	A
$I_{c,MPP}$	Intensidad de la célula FV en el MPP	A
I_D	Intensidad del diodo	A
I_{D1}	Intensidad del diodo 1 en el modelo de célula de dos diodos	A
I_{D2}	Intensidad del diodo 2 en el modelo de célula de dos diodos	A
$I_{D,MPP}$	Intensidad del dispositivo FV en el MPP	A
$I_{D,SC}$	Intensidad del dispositivo FV en cortocircuito	A
I_{FV}	Intensidad de salida del generador	A
$I_{lek,G,max}$	Intensidad de fuga máxima del generador FV	A
I_h	Intensidad RMS del armónico h -ésimo	%
$I_{h,sh,95w}$	Percentil semanal 95 para intervalo corto (10 min) de la corriente armónico h -ésima	%
$I_{h,sh,99d}$	Percentil diario 99 para intervalo corto (10 min) de la corriente armónico h -ésima	%
$I_{h,vs,99d}$	Percentil diario 99 para intervalo muy corto (3 s) de la corriente armónico h -ésima	%

$I_{h,vs,99wd}$	Percentil del peor día 99 en el intervalo muy corto (3 s) de la corriente armónico h -ésima	%
I_N	Intensidad nominal	A
I_o	Corriente de saturación inversa del diodo equivalente	A
I_{o1}	Corriente de saturación por recombinación	A
I_{o2}	Corriente de saturación por difusión	A
I_{op}	Intensidad óptima	A
I_{ph}	Intensidad fotogenerada de una FV	A
I_{Rsh}	Intensidad que circula por la resistencia paralelo	A
$I_{c,MPP,STC}$	Intensidad de célula en el MPP en STC	A
$I_{c,SC}$	Intensidad de cortocircuito de célula FV	A
$I_{c,SC,STC}$	Intensidad de cortocircuito de célula FV en STC	A
$I_{c,STC}$	Intensidad de célula FV en STC	A
$I_{D,SC}$	Intensidad de cortocircuito del dispositivo FV	A
$I_{G,SC}$	Intensidad de cortocircuito del generador FV	A
$I_{G,SC,STC}$	Intensidad de cortocircuito del generador FV en STC	A
$I_{INV,MAX,DC}$	Intensidad de entrada máxima en DC del inversor FV	A
$I_{mod,SC}$	Intensidad de cortocircuito del módulo FV	A
$I_{mod,SC,STC}$	Intensidad de cortocircuito del módulo FV en STC	A
I_{Rsh}	Intensidad que circula por R_{sh} en una célula FV	A
I_{SC}	Intensidad de cortocircuito	A
$I_{SC,flow,i,max}$	Intensidad de cortocircuito máxima en el conductor i al producirse un cortocircuito en el generador FV	A
$I_{Z,i}$	Capacidad de transporte de corriente del conductor i	A
k	Constante de proporcionalidad de MPPT	Adimensional
k	Constante de voltaje térmico	Adimensional
k_b	Constante de Boltzmann	$1,38 \cdot 10^{-23}$ [J/K]

k_i	Constante del circuito i	Adimensional
K	Coeficiente de Ross	Adimensional
K_e	Coeficiente de multiplicación de los electrones	Adimensional
$K_{integration\ category}$	Parámetro de Ross para la categoría de integración	Adimensional
$K_{free-standing}$	Parámetro de Roos para montaje libre	0,21
m	Parámetro de variación de R_s con la tensión	Ω/V
m_{av}	Exponente de ruptura de avalancha	Adimensional
m_p	Número de ramas en paralelo en el generador FV	Adimensional
n	Factor idealidad del diodo	1
n_1	Factor idealidad del diodo (doble exponencial)	1
n_2	Factor de no idealidad del diodo (doble exponencial)	2
n_m	Índice de Miller	Adimensional
n_s	Número de módulos en serie en una rama	Adimensional
N_{cp}	Número de células en paralelo del módulo FV	Adimensional
N_{cs}	Número de células en serie del módulo FV	Adimensional
N_{mp}	Número de módulos en paralelo del generador FV	Adimensional
N_{ms}	Número de módulos en serie del generador FV	Adimensional
N_{pa}	Número de ramas en paralelo del generador FV	Adimensional
$N_{S,pa}$	Número seguro de ramas conectadas en paralelo del generador FV en caso de cortocircuito	Adimensional
$N_{SC,mod}$	Número de módulos FV cortocircuitados en una rama	Adimensional
$P(p)$	Potencia eléctrica (por unidad)	W (p.u.)
$P_c(p_c)$	Potencia eléctrica de la célula FV (por unidad)	W (p.u.)
$p_{c,PS}$	Potencia eléctrica de la célula FV parcialmente sombreada	p.u.
$p_{c,US}$	Potencia eléctrica de la célula FV sin sombra	p.u.
p_D	Potencia disipada en la resistencia de aislamiento	p.u.

$P_{D,ISO,c}$	Potencia disipada en la resistencia de aislamiento a nivel de célula FV	p.u.
$P_{D,ISO,G}$	Potencia disipada en la resistencia de aislamiento para el generador FV	p.u.
$p_{F,G}$	Potencia del generador FV con falta	p.u.
$p_{F,mod}$	Potencia del módulo FV con falta	p.u.
$p_{S,c}$	Potencia disipada en la célula FV	p.u.
$P_{out,DC,mod}$	Potencia eléctrica DC de salida en un módulo FV	W
$P_{D,MPP}$	Potencia del dispositivo FV en el MPP	W
$P_{D,MPP,PS}$	Potencia del dispositivo FV parcialmente sombreado en el MPP	W
$P_{D,MPP,US}$	Potencia del dispositivo FV sin sombra en el MPP	W
$P_{D,MPP,sin\ dispersion}$	Potencia del dispositivo FV sin dispersión en el MPP	W
$P_{D,MPP,con\ dispersion}$	Potencia del dispositivo FV con dispersión en el MPP	W
P_G	Potencia del generador FV	W
P_{lt}	Flicker de larga duración (2 h)	p.u.
$P_{lt,95w}$	Percentil semanal 95 de flicker de larga duración (2 h)	p.u.
P_{mod}	Potencia del módulo FV	W
P_{st}	Flicker de corta duración (10 min)	p.u.
$P_{st,95w}$	Percentil semanal 95 de flicker de corta duración (10 min)	p.u.
$P_{st,99w}$	Percentil semanal 99 de flicker de corta duración (10 min)	p.u.
q_{cond}	Flujo de energía por conducción del módulo FV	W/m ²
q_{conv}	Flujo de energía por convección del módulo FV	W/m ²
q_{rad}	Flujo de energía por radiación del módulo FV	W/m ²
r	Parámetro de variación de R_{sh} con la temperatura	Ω/K
$R_s (r_s)$	Resistencia serie de célula FV (por unidad)	Ω (p.u.)
$R_{sh} (r_{sh})$	Resistencia paralelo de célula FV (por unidad)	Ω (p.u.)
R_{ISO}	Resistencia de aislamiento	Ω

$R_{ISO,G}$	Resistencia de aislamiento del generador FV	Ω
$R_{ISO,G,min}$	Resistencia de aislamiento mínima del generador FV	Ω
R_{fault}	Resistencia de falta	Ω
RPL_D	Pérdida relativa de potencia del dispositivo FV	Ω
RPL_G	Pérdida relativa de potencia del generador FV	Ω
$R_{s,string}$	Resistencia serie en una rama FV	Ω
$R_{s_ISO,PVM}$	Resistencia serie de aislamiento del módulo FV	Ω
R_{so}	Resistencia serie inicial de aislamiento del módulo FV	Ω
$R_{sh_ISO,PVM}$	Resistencia paralelo de aislamiento del dispositivo FV	Ω
R_{sho}	Resistencia paralelo inicial de aislamiento del módulo FV	Ω
$S_{sc,i}$	Potencia de cortocircuito en el punto de conexión del sistema FV i	MVA
S_i	Potencia agregada de la instalación i	MVA
S_i	Sección transversal del conductor del circuito i	m ²
$S_{tL}(s_{tL})$	Capacidad total de alimentación de un sistema considerado BT (por unidad)	MVA (p.u.)
$S_{tM}(s_{tM})$	Capacidad total de alimentación de un sistema considerado MT (por unidad)	MVA (p.u.)
t	Tiempo	s
t_{50}	Tiempo necesario para alcanzar el 50% del valor del régimen permanente	s
t_{SC}	Tiempo del cortocircuito	s
t_{st}	Tiempo requerido para que la célula FV alcance el umbral de seguridad	s
T	Temperatura	°C, K
T_{∞}	Temperatura en el infinito	°C, K
T_a	Temperatura ambiente	°C, K
$T_{a,TONC}$	Temperatura ambiente en condiciones NOCT	°C, K
T_c	Temperatura de operación de la célula FV	°C o K

$T_{c,max}$	Temperatura máxima para una operación segura en la célula FV	°C, K
$T_{c,PS}$	Temperatura de célula FV parcialmente sombreada	°C, K
$T_{c,ST}$	Umbral de seguridad para la temperatura de célula FV	°C, K
$T_{c,STC}$	Temperatura de célula FV en STC	°C, K
$T_{c,TONC}$	Temperatura de célula FV en NOCT	°C, K
$T_{c,US}$	Temperatura de célula FV sin sombra	°C, K
TDD_I	Tasa de distorsión de demanda total de intensidad	%
$TDD_{I,sh,99d}$	Percentil diario 99 para tiempo corto (10 min) de la distorsión de demanda total de intensidad	%
$TDD_{I,vs,99d}$	Percentil diario 99 para tiempo muy corto (3 s) de la distorsión de demanda total de intensidad	%
T_{ground}	Temperatura de la cara posterior del módulo FV	°C, K
THD_I	Tasa de distorsión armónica total de intensidad	%
T_{mod}	Temperatura del módulo FV	°C, K
TPU_I	Tasa de desequilibrio de fase total de corriente	%
TPU_U	Tasa de desequilibrio de fase total de tensión	%
T_{ref}	Temperatura de referencia	°C, K
T_s	Temperatura del cielo	°C, K
T_{TONC}	Temperatura de operación nominal de la célula	°C, K
U_L	Coeficiente térmico de pérdidas	W/(m ² ·K)
U_h^0	Componente homopolar de la tensión	V
U_h^1	Componente directa de la tensión	V
U_h^2	Componente inversa de la tensión	V
$U_{L,TONC}$	Coeficiente térmico de pérdidas en NOCT	W/(m ² ·K)
v	Tensión	p.u.
v_f	Velocidad de viento en las proximidades del dispositivo FV	m/s

v_{f0}	Velocidad del viento en la altura inicial	m/s
$V_G (v_G)$	Tensión del generador FV (por unidad)	V (p.u.)
$V_{G,F} (v_{G,F})$	Tensión del generador FV con falta (por unidad)	V (p.u.)
$V_{G,uF} (v_{G,uF})$	Tensión del generador FV sin falta (por unidad)	V (p.u.)
$V_{OC} (v_{OC})$	Tensión de circuito abierto (por unidad)	V (p.u.)
$v_{OC,G}$	Tensión de circuito abierto del generador FV	p.u.
$v_{OC,mod}$	Tensión de circuito abierto del módulo FV	p.u.
v_w	Velocidad del viento medido por el anemómetro	m/s
v_z	Velocidad del viento en la altura z	m/s
V_0	Tensión de entrada en el convertidor	V
V_b	Tensión de ruptura	V
V_{br}	Tensión de ruptura de la unión	V
V_{bref}	Tensión de ruptura de referencia	V
V_c	Tensión de célula FV	V
$V_{c,MPP}$	Tensión de célula FV en el MPP	V
$V_{c,MPP,STC}$	Tensión de célula FV en el MPP y en STC	V
$V_{c,OC}$	Tensión de célula FV en circuito abierto	V
$V_{c,OC,STC}$	Tensión de célula FV en circuito abierto y en STC	V
$V_{c,STC}$	Tensión de célula FV en STC	V
V_D	Tensión de activación del diodo	V
$V_{D,MPP}$	Tensión del dispositivo FV en el MPP	V
$V_{D,MPP,PS}$	Tensión del dispositivo FV parcialmente sombreado en el MPP	V
$V_{D,MPP,US}$	Tensión del dispositivo FV sin sombras en el MPP	V
$V_{D,OC}$	Tensión del dispositivo FV en circuito abierto	V
$V_{DF,left}$	Tensión del dispositivo FV con respecto a tierra (lado izquierdo)	V

$V_{DF,right}$	Tensión del dispositivo FV con respecto a tierra (lado derecho)	V
V_{FV}	Tensión de salida del convertidor	V
V_{in}	Tensión de entrada del convertidor DC/DC	V
$V_{INV,MAX,DC}$	Tensión de entrada máxima en DC del inversor	V
$V_{mod,OC}$	Tensión de circuito abierto del módulo FV	V
$V_{mod,STC}$	Tensión de la célula FV en el MPP y en STC	V
$V_{MPP,INV}$	Tensión MPP del inversor	V
V_{op}	Tensión óptima	V
V_{out}	Tensión de salida del convertidor DC/DC	V
V_{pol}	Tensión de polarización del diodo	V
V_t	Voltaje térmico de la célula FV	$V_t = \frac{k}{e} \frac{T_c}{e} \text{ [V]}$
V_T	Tensión de ensayo continua aplicada	V
X_h	Valor de tensión/corriente RMS para el armónico de orden h -ésimo	%, A, V, p.u.
z	Altura z	m
z_0	Altura z_0	m
$Z_{ISO,G}$	Impedancia de aislamiento del generador FV	Ω
Z_{ref}	Impedancia de referencia en el ensayo	Ω
Z_{test}	Impedancia de ensayo	Ω

Las referencias a ecuaciones se indicarán mediante paréntesis () y las referencias a publicaciones y textos mediante corchetes [].

Lista de acrónimos

Acrónimo	Descripción
AC	Altern Current, Corriente alterna
AFCI	Arc Fault Circuit Interrupter , Interruptor de falta de arco
BoDs	Blocking Diodes, Diodos de bloqueo
BPDs	By-Pass Diodes, Diodos de paso
BT	Baja tensión
CdTe	Cadmium Telluride, Teluro de cadmio
CGIS	Copper Indium Gallium Selenide, Diseleniuro de cobre, indio y galio
CIS	Copper Indium Selenide, Diseleniuro de cobre e indio
CV	Constant Voltage, Tensión constante
DC	Direct Current, Corriente continua
DP	Dispositivo de protección
EVA	Ethylene-Vinyl Acetate , Etileno vynil acetato
FV	Fotovoltaico/a
GUI	Graphic User Interface, Interfaz gráfica con el usuario de Simulink
IC	Incremental Conductance, Conductancia incremental
IMD	Insolation Monitoring Device, Dispositivo de monitorización de aislamiento
MBT	Muy baja tensión
MPP	Punto de máxima potencia
MPPT	Maximum Power Point Tracker, Seguidor de punto de máxima potencia
NOCT	Nominal Operation Conditions Temperature, Condiciones de temperatura de operación nominal
NREL	United States National Renewable Energy Laboratory, Laboratorio nacional de energía renovable de Estados Unidos
OV	Open Voltage, Tensión de circuito abierto
P&O	Perturb and Observe, Perturbación-observación
PCC	Punto común de conexión a la red eléctrica
PS	Parcialmente sombreado
PTC	PV USA test conditions, Condiciones de ensayo en Estados Unidos
PV	Photovoltaic, Fotovoltaico

PVB	Polyvinyl Butyral, Butiral de polivinilo
PVD	Photovoltaic Device, Dispositivo FV
PVG	Photovoltaic Generator, Generador FV
PVM	Photovoltaic Module, Módulo FV
PVM*	Módulos FVs no cortocircuitados en una rama cortocircuitada del generador FV
PVM ^{+,+}	Módulos FVs del lado superior del punto de mayor tensión del cortocircuito
PVM ^{+,-}	Módulos FVs del lado superior del punto de menor tensión del cortocircuito
PVM ^{-,+}	Módulos FVs del lado inferior del punto de mayor tensión del cortocircuito
PVM ^{-,-}	Módulos FVs del lado inferior del punto de menor tensión del cortocircuito
RMS	Root Mean Square, Valor eficaz
RPL _G	Generator Relative Power Loss, Pérdida relativa de potencia del generador
SC	Short-circuit, Cortocircuito
Si-a	Silicio amorfo
Si-m	Silicio monocristalino
Si-p	Silicio policristalino
SRE	Standard Reference Environment, Condiciones estándar de referencia
ST	Safety Threshold, Umbral o nivel de seguridad
STC	Standard Test Conditions, Condiciones estándar de medida
T	Temperatura
TP	Temperatura paramétrica
US	Unshadow, Sin sombra

Lista de subíndices

Acrónimo	Descripción
<i>35US</i>	35 células sin sombra
<i>95ft</i>	Percentil 95 en el periodo de falta
<i>95wd</i>	Percentil 95 en el peor día
<i>99ft</i>	Percentil 99 en el periodo de falta
<i>99wd</i>	Percentil en el peor día 99
<i>a</i>	Condiciones ambientales
<i>abs</i>	Absorbido
<i>c</i>	Célula
<i>cond</i>	Conducción
<i>conv</i>	Convección
<i>D</i>	Diodo
<i>ent</i>	Entrada al sistema
<i>ft</i>	Fault Time, Tiempo de falta
<i>F</i>	Con falta eléctrica
<i>G</i>	Generador
<i>ISO</i>	Isolation, Aislamiento
<i>max</i>	Máximo
<i>min</i>	Mínimo
<i>mod</i>	Módulo
<i>MPP</i>	Maximum Power Point, Punto de máxima potencia
<i>OC</i>	Open Circuit, Circuito abierto
<i>PS</i>	Parcialmente sombreado
<i>PV</i>	Photovoltaic, Fotovoltaico/a
<i>rad</i>	Radiación
<i>s</i>	Sky, Cielo
<i>s</i>	Serie

<i>sal</i>	Salida del sistema
<i>sh</i>	Short Interval, Intervalo corto (10 min)
<i>sh</i>	Shunt, Paralelo
<i>SC</i>	Short-circuit, Cortocircuito
<i>STC</i>	Standard Test Conditions, Condiciones estándar de medida
<i>uF</i>	Unfault, Sin falta eléctrica
<i>US</i>	Unshadow, Sin sombra
<i>vs</i>	Very Short Interval, Intervalo muy corto (3s)
<i>w</i>	Viento

Lista de superíndices

Acrónimo	Descripción
*	Referido a los módulos FV no cortocircuitados de una rama FV con cortocircuito
*	Referido a condiciones STC
+	Referido al instante posterior a la falta eléctrica
“	Referido a la rama sin falta eléctrica
^	Referido al intervalo [0,1]

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1. Introducción

El sistema eléctrico actual está basado en combustibles fósiles, ya sea petróleo, carbón, gas natural o uranio. Las reservas mundiales de estos combustibles están disminuyendo hasta límites alarmantes poniendo en tela de juicio la estabilidad de estas tecnologías a medio y largo plazo con costes razonables. Estas tecnologías representan un sector estratégico para la economía mundial a la vez que suponen un grave problema de contaminación para el planeta.

En el año 1973, el alto consumo de petróleo provocó la primera gran crisis energética debido al embargo que llevaron a cabo los países productores de petróleo al recortar su producción. Esto originó que el precio del petróleo se multiplicara por 20 en un plazo inferior a diez años.

Para evitar esta dependencia, los países industrializados optaron principalmente por impulsar políticas de ahorro y diversificación energética, entre ellas las basadas en energías renovables (eólica, solar, minihidráulica, etc.). En este contexto se puede enmarcar el gran desarrollo que ha experimentado la industria eólica y fotovoltaica en la última década.

En España, las políticas energéticas en el sector de las energías renovables se regularon a partir de la entrada en vigor de la Ley 54/1997 [1], del sector eléctrico. El RD 2818/1998 [2] estableció la regulación concreta de la retribución de la energía vertida en régimen especial ajustándose a lo indicado en la Ley 54/1997. El RD 1663/2000 [3] simplificó las condiciones para la conexión de instalaciones fotovoltaicas (FVs) a la red. El RD 436/2004 [4] estableció un nuevo marco regulatorio para el régimen especial, tanto a nivel jurídico como económico. El RD 661/2007 [5] sustituyó el RD 436/2004 estableciendo un régimen económico transitorio para las instalaciones pertenecientes a su ámbito de aplicación. El RD 1578/2008 [6] estableció la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar FV para las instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del RD

661/2007. El RD 14/2010 [7] estableció medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico realizando una discriminación según las horas de sol anual. El RD 1699/2011 [8] regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. El RD-ley 1/2012 [9] suspende los procedimientos de pre-asignación de retribución y la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovable y residuos.

En este marco la instalación de generadores FV conectados a la red e integrados en edificios ha proliferado considerablemente. Este hecho conlleva un acercamiento de los sistemas FVs al ámbito doméstico, con el consiguiente incremento del riesgo eléctrico para personas que puede estar originado por diferentes condiciones de falta en el generador FV. En este contexto, la protección de sobreintensidades del generador FV es un punto clave para el desarrollo futuro de la energía solar FV. Esta protección debe alcanzarse con el uso de medidas de protección eficaces y compatibles con el correcto funcionamiento de la instalación.

Por un lado, las normas y reglamentos de obligado cumplimiento (tanto nacional como internacional) detallan las medidas de protección frente a sobreintensidades en sistemas eléctricos convencionales. Estas normas garantizan la seguridad de los mismos, independientemente del proyectista, instalador e inspector que intervenga en la instalación. Así, durante más de un siglo de experiencia en las instalaciones eléctricas, las normas y reglamentos han ido evolucionando en función de los avances tecnológicos y de la experiencia acumulada y han permitido dar solución de una manera eficaz a los problemas relacionados con la seguridad.

En cambio, en sistemas FVs, debido a su incorporación masiva a la red en muy pocos años, las normas se encuentran en una fase inicial de este proceso, en la cual se inicia el desarrollo y el estudio de implantación de medidas eficaces de protección. Sirvan como ejemplos algunas normas: IEC 60364-7-712 [10], TS 62257-7-71 [11], ANSI/NFPA-70-690 [12], RD 1.663/2.000 [3], normas particulares de Sevillana de Electricidad y Unión Fenosa y otras de carácter más local; entre las cuales se detectan contradicciones y no desarrollan de una manera clara cuáles deben ser los criterios a la hora de definir la protección de sobreintensidad.

Por otro lado, el fuerte crecimiento que han experimentado las instalaciones FVs en la red de distribución conlleva un impacto sobre la calidad de potencia de esta red. Uno

de los aspectos a determinar es la influencia que tienen los generadores FVs en general y, las faltas eléctricas que se producen en los mismos en particular, sobre la calidad de potencia de la red. La revisión del estado del arte muestra que las faltas eléctricas pueden provocar que el generador FV trabaje en condiciones que originen problemas de calidad de potencia (armónicos, flicker y desequilibrios) en la red de distribución.

1.2. Objetivos y planteamiento de la tesis

El objetivo principal de esta tesis es analizar el impacto que tienen diferentes condiciones de falta en el generador FV sobre su seguridad, y su adecuada gestión mediante la definición de medidas de protección de sobreintensidad apropiadas.

Puesto que no se dispone de herramientas específicas que posibiliten la evaluación de este impacto, en esta tesis doctoral se plantea desarrollar un modelo en *Matlab/Simulink*[®] capaz implementar un análisis de faltas lo más fiable posible. La elección de *Matlab/Simulink*[®] como núcleo del entorno de trabajo es debido a la gran potencia y flexibilidad que ofrece. El modelo desarrollado en este entorno ha sido contrastado con medidas experimentales realizadas en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Jaén. El ámbito de análisis de diferentes condiciones de falta en un generador FV abarcará:

- Condición de falta ocasionada por sombreado.
- Condición de falta eléctrica (sobreintensidad).

Este análisis permite evaluar diferentes medidas de protección de sobreintensidad propuestas para los sistemas de corriente alterna (AC) convencionales en generadores FVs, descubriendo cuáles pueden ser aplicadas directamente y cuáles deben ser modificadas o no pueden ser aplicables.

De igual forma, otro de los objetivos de la tesis será la valoración de la influencia de condiciones de falta en el generador FV sobre los parámetros de calidad de potencia de la red eléctrica a la que está conectado.

El trabajo desarrollado en esta tesis se estructura en los siguientes puntos:

- Revisión de estado del arte de faltas y de la normativa asociada.
- Revisión de la normativa asociada a calidad de potencia.
- Desarrollo de un modelo matemático de generador FV en *Matlab/Simulink*[®].

- Obtención de resultados de simulación en diferentes condiciones de falta en el generador FV.
- Definición de normativa de faltas eléctricas específica para generadores FVs.

1.3. Estructura de la tesis

La presente tesis doctoral se estructura en torno a ocho capítulos y cinco anexos complementarios.

En este primer capítulo se realiza un estudio del sistema eléctrico actual y la repercusión que tienen las energías renovables en el mismo. Además, sirve de prefacio al desarrollo de la tesis doctoral. A continuación, se exponen brevemente los objetivos de cada uno de los restantes capítulos:

- En el capítulo 2 se desarrolla el fundamento teórico de la seguridad en generadores FV (protección contra choques, sobreintensidades y sobretensiones) y condiciones de sombra. También se realiza un estudio detallado de las faltas eléctricas que se pueden producir.
- En el capítulo 3 se desarrolla el fundamento teórico de la calidad de potencia en sistemas FVs, analizando los objetivos y los índices representativos.
- En el capítulo 4 se muestra el modelo eléctrico y térmico del dispositivo FV. El modelo de aislamiento del módulo FV también se incluye. Igualmente, se presenta el modelo del seguidor del punto de máxima potencia (MPPT) del inversor. La utilización de valores normalizados a lo largo de esta tesis se justifica de igual forma.
- En el capítulo 5 se implementan en *Matlab/Simulink*[®] los modelos matemáticos expuestos en el capítulo 4 además de otras interfaces necesarias para el correcto funcionamiento del modelo de dispositivo FV.
- En el capítulo 6 se muestran los resultados obtenidos para los diferentes estudios realizados en la presente tesis. Por una parte, se presentan los resultados de funcionamiento del generador FV ante faltas por sombreado (desde el nivel de célula hasta generador). Por otra parte, se presentan los resultados de funcionamiento del generador FV ante faltas eléctricas (cortocircuito, circuito abierto y faltas a tierra distribuida). Los resultados de simulación en ambos casos son contrastados con medidas experimentales. Por último, se muestra los resultados de calidad de potencia (centrado en armónicos, flicker y

desequilibrios) en un generador FV experimental en diferentes condiciones de falta.

- En el capítulo 7 se detallan las medidas de protección adaptadas frente a sobreintensidades para un generador FV fruto de los resultados obtenidos en el capítulo 6 y la normativa general de protección de sobreintensidades para sistemas AC convencionales.
- Por último, en el capítulo 8 se presentan las conclusiones de esta tesis doctoral y se proponen nuevas líneas de investigación que se abren fruto de este trabajo.

Otra información adicional que sirve de complemento a los capítulos anteriores, se presenta en los siguientes anexos:

- En el anexo A se detalla el programa implementado en *Matlab/Simulink*[®] para el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT).
- En el anexo B se presentan las características principales de los módulos FVs usados para las diferentes simulaciones que se presentan en la tesis (*Isofotón I-106* e *Isofotón ISF-250*). Además, se presentan las características principales del inversor usado en la campaña de medidas de calidad de potencia (*Ingecon Sun Smart 12.5*).
- En el anexo C se expone un estudio térmico sobre la temperatura máxima admisible por el módulo FV.
- En el anexo D se especifican las principales condiciones de ensayo existentes en la normativa internacional para el estudio del estrés térmico de módulos FVs.

Finalmente, se expone la bibliografía más relevante consultada para la elaboración de la presente tesis doctoral. Se concluye con las publicaciones internacionales relacionadas con la tesis en la que ha participado este doctorando y con un breve Curriculum Vitae.

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTO TEÓRICO DE SEGURIDAD EN GENERADORES FOTOVOLTAICOS

2.1. Introducción

La seguridad en un generador FV trata de garantizar la protección de personas y de equipos. No obstante, el nivel de seguridad en el generador puede reducirse por la aparición de faltas eléctricas o de otra índole. Por tanto, para garantizar la seguridad se definen medidas de protección que minimizan los riesgos a los que pueden estar sometidos las personas y el equipamiento. El riesgo al que puede estar sometida una persona proviene de situaciones de choques eléctricos, mientras que el riesgo para el equipamiento proviene de situaciones de sobreintensidad y de sobretensión.

El sombreado también influye en la seguridad del generador FV. Este fenómeno, además de disminuir la potencia de salida del generador, provoca puntos calientes *hot-spot* que, finalmente, pueden ocasionar faltas eléctricas.

En este capítulo se va a presentar el fundamento teórico sobre los diferentes tipos de faltas que pueden disminuir la seguridad eléctrica del generador FV y las medidas de protección que existen.

2.2. Seguridad en generadores fotovoltaicos

El nivel de seguridad en un generador FV es un aspecto fundamental para el usuario final ya que garantiza la protección del mismo a la vez que la protección del equipamiento o la instalación. Para garantizar la seguridad de personas se adoptan medidas de protección contra el choque eléctrico [13] mientras que para la seguridad del equipamiento se adoptan medidas de protección contra sobreintensidades y sobretensiones.

Garantizar la seguridad de las instalaciones FVs es vital para el desarrollo y fomento de esta tecnología. A medida que los sistemas FVs aumentan en tamaño, la seguridad debe ser mayor [14]. Las faltas eléctricas afectan al rendimiento y originan situaciones críticas para el correcto funcionamiento del generador. Por ello, es necesaria la detección, localización y reparación de las faltas eléctricas en el generador [15].

El mantenimiento de la seguridad eléctrica en la instalación FV lleva asociado una elevada disponibilidad si hay asociados reducidos tiempos de intervención y mantenimiento, consiguiéndose además una reducción de costes económicos [16].

Para el análisis de la seguridad de una instalación FV, ésta puede dividirse en diferentes partes atendiendo a las diversas medidas de protección que se aplican [17]:

- 1) Red de corriente continua (DC) de la instalación FV (generador FV).
- 2) Red AC de la instalación FV.

El presente apartado analiza únicamente las medidas de protección a aplicar en la red DC. Las medidas de protección que deben aplicarse en la red AC coinciden con las aplicadas en sistemas eléctricos AC de BT convencionales. Las medidas de protección que se aplican en generadores FVs son:

- 1) Medidas de protección contra el choque eléctrico.
- 2) Medidas de protección contra la sobreintensidad.
- 3) Medidas de protección contra la sobretensión.

En la definición de las medidas de protección en el generador FV es necesaria una adecuada coordinación de estos tres niveles (personas, sobreintensidad y sobretensión). No se puede considerar las medidas de protección de manera independiente debido a que la definición de alguna de ellas puede limitar o eliminar el grado de protección proporcionado por las otras. Por ejemplo, la fusión de los fusibles, empleados para la protección de sobreintensidad, puede dejar inoperativa la protección dada por los dispositivos de protección (DPs) de personas; la no actuación de un fusible en periodos de baja radiación no elimina el cortocircuito manteniéndose el riesgo para personas [18].

2.2.1. Protección frente al choque eléctrico

El choque eléctrico es el efecto fisiológico producido por el paso de la corriente por el cuerpo humano o animal [19]. Este paso de corriente, en el caso de instalaciones

eléctricas, puede estar motivado por dos situaciones: contacto directo y contacto indirecto. El contacto directo ocurre cuando las personas tocan las partes activas de una instalación (partes de la misma que normalmente están bajo tensión). El contacto indirecto ocurre cuando las personas tocan masas puestas accidentalmente bajo tensión, que en condiciones normales de funcionamiento están sin tensión.

La protección contra el choque eléctrico es crucial debido al aumento tanto en el número como en la potencia de las instalaciones FVs en emplazamientos situados en zonas accesibles al público en general. Sin embargo, a pesar de su importancia, la protección del choque eléctrico en el generador FV no ha sido abordada ampliamente en la literatura.

Así, en la década de 1980, Key y Menicucci [20] describieron los problemas prácticos que surgieron inicialmente en la aplicación de la norma americana de instalaciones eléctricas (NEC) [12] en sistemas FVs. En la década de 1990, se compararon los niveles de seguridad personal alcanzados para generadores FVs ligados o no a tierra [21]. En estudios posteriores se propuso el doble aislamiento o instalaciones de muy baja tensión (MBT) como medio de protección [22,23]. Wiesner et al. [24] sugirieron el uso de dispositivos de control del aislamiento (IMD). Finalmente, Vidal et al. [25] propusieron la desconexión automática de la alimentación. En términos generales, la experiencia en este campo de protección es limitada, y las medidas de protección aplicadas no son uniformes.

La protección contra el choque eléctrico es sólo posible si se cumplen los requerimientos, tanto a nivel de sistema como de equipamiento. A nivel de sistema, la protección contra el choque eléctrico en los sistemas AC de baja tensión (BT) convencionales se rige por los requerimientos electrotécnicos definidos en las normas internacionales IEC 61140 [26] e IEC 60364-41 [13]. Estos requerimientos se basan en décadas de avances científicos y de experiencia práctica, y han evolucionado en consonancia con los conocimientos científico-técnicos.

En este sentido, el generador FV se encuentra aún en las primeras etapas de este proceso evolutivo porque este tipo de tecnología es relativamente nueva, y también debido a sus características de funcionamiento únicas [20,23-25].

Hernández et al. [18] han analizado el uso de los requerimientos generales de protección para sistemas AC de BT convencionales en generadores FVs, y concluyen

que muchas de estos requerimientos son difíciles de aplicar precisamente por la forma en que operan los generadores FVs. No obstante, proponen una adaptación de los requerimientos de protección de AC en la parte DC de la instalación (generador FV). Es importante destacar que en el lado AC de la instalación FV, los requerimientos normativos se pueden aplicar sin ningún problema [23,25].

Las normas vigentes o, actualmente, en desarrollo: módulos FVs [27,28] e inversores [29,30] regulan los requerimientos de seguridad para el equipamiento FV que garanticen, la protección del choque eléctrico.

2.2.2. Protección contra sobreintensidades

Una sobreintensidad en un circuito es una intensidad de valor superior a la nominal (I_n) [19]. Se puede distinguir entre sobrecarga y cortocircuito. Una sobrecarga es una sobreintensidad de reducido valor que para provocar daño en el circuito debe ser de larga duración. Un cortocircuito es una sobreintensidad de gran valor ($\geq 3 \cdot I_n$) causada por un contacto accidental, o intencionado, entre dos o más partes conductoras cuando están a diferente potencial.

La protección de sobreintensidad en generadores FVs es un aspecto que tampoco ha sido ampliamente investigado. Así, en la década de 1980, se describieron los problemas prácticos que surgieron inicialmente en la aplicación de la norma americana de instalaciones eléctricas (NEC [12]) en sistemas FVs [20,31]. En la década de 1990, Moechtat [14] sugirió, por vez primera, el uso de medios activos para detectar la sobreintensidad debido a faltas a tierra. También se planteó el uso de fusibles en las ramas FVs como medio de protección [24,32]. Laukamp [23,33] reafirmó el uso de fusibles sólo si el generador FV tenía un número elevado de ramas conectadas en paralelo. Laukamp también indicó que los diodos de bloqueo (BoDs) eran desaconsejados para la protección de sobreintensidad; en cambio en generadores a prueba de falta a tierra y cortocircuito si eran recomendables [23]. Estudios posteriores propusieron el doble aislamiento y generadores a prueba de falta a tierra y cortocircuito como medio para descartar las faltas a tierra [34]. Finalmente, Wiles [35] recordó que la norma NEC [12] requiere el uso de dispositivos de protección de sobreintensidad (p. ej. fusibles), además de un sistema para protección de faltas a tierra con objetivo de reducir el riesgo de fuego. Recientemente, diversas normas [11,36] han remarcado que los BoDs no son dispositivos fiables de protección de sobreintensidad. En general, la

experiencia en este campo de protección es limitada, y los requerimientos de protección aplicados no son uniformes.

La protección de sobreintensidad en sistemas AC de BT convencionales está fijada por los requerimientos electrotécnicos definidos en la norma IEC 60364-4-43 [37]. Estos requerimientos han evolucionado en consonancia con el desarrollo científico-técnico. No obstante, los generadores FVs están todavía en las primeras etapas de desarrollo debido a que este tipo de tecnología es relativamente nueva, y también a sus características de operación particulares [20,23,24,31,38]. En este contexto, esta tesis doctoral tiene entre uno de sus objetivos el análisis de los requerimientos de protección generales de sistemas AC de BT convencionales que pueden aplicarse en generadores FVs.

En el diseño de las medidas de protección de sobreintensidad para un generador FV se encuentran varias dificultades en la interpretación de los requerimientos de protección si ésta se coordina con la protección del choque eléctrico [18] y la protección de sobretensión y rayo [39] como se resalta en [22-24,33,38]. Aunque reglamentos eléctricos específicos [29,36] y normativas [11,37] se ha modificado para efectuar la cobertura de los sistemas FVs, siguen existiendo algunos problemas prácticos sin resolver que hacen difícil la aplicación de la normativa de protección de sobreintensidad en generadores FVs.

De igual forma, el estudio del rendimiento y la seguridad del generador FV en condiciones de falta eléctrica es un aspecto que casi nunca se ha analizado. Así, a lo largo de los años, algunos investigadores estudiaron las características I_G-V_G y P_G-V_G del generador FV bajo estas condiciones. Sólo algunos de los análisis [40] obtuvieron experimentalmente las características usando una carga electrónica. En cambio, la mayoría usaron un modelo genérico para simular algunas condiciones de falta en generadores FVs particulares [15,41,42-45]. Sin embargo, ninguno de estos modelos ha considerado el efecto combinado de las faltas eléctricas y las condiciones meteorológicas (G , T_a , v_f) sobre la temperatura de operación de la célula FV, o la dinámica térmica de la célula FV. Es, en este contexto, que la presente tesis doctoral tiene como objetivo desarrollar un modelo dinámico para los dispositivos FVs [46], el cual sea capaz de tratar con las condiciones meteorológicas variables y también con la operación de cualquier generador FV bajo condiciones de falta.

2.2.3. Protección contra sobretensiones

Una sobretensión es una tensión que se produce entre dos puntos, durante un tiempo breve, que sobrepasa el máximo valor permitido de tensión de servicio entre dichos puntos [19]. En general, puede deberse a efectos meteorológicos, procesos de conmutación o defectos eléctricos.

Una sobretensión constituye uno de los riesgos más importantes a los que puede estar sometido el equipamiento de una instalación FV. Las sobretensiones más importantes son debidas a descargas atmosféricas (rayos). También se generan en la propia red eléctrica, en procesos de conmutación, trasladándose a la instalación FV por medio de los cables de conexión.

Las instalaciones FVs, normalmente dispuestas sobre tejados, fachadas de edificios o en extensas áreas (huertos solares), son más vulnerables a la descarga directa de rayos y, por tanto, a sobretensiones que los sistemas AC de BT convencionales. También, sus características geométricas, ramas FVs que normalmente constituyen grandes lazos, contribuyen a la creación de mayores sobretensiones.

La protección contra el rayo y la sobretensión en instalaciones FVs no ha sido abordada de forma rigurosa en los estudios realizados hasta el momento. En el pasado, sólo se consideraba la protección primaria contra el rayo [47,48]. En la década de 1990, la atención se centró sobre la importancia de las tensiones inducidas asociadas por campos magnéticos asociadas a la descarga de rayos [49-51]. También Becker [52] analizó las tensiones creadas por rayos en la instalación FV.

En general, la experiencia en este campo de protección es limitada y los requerimientos de protección aplicados no siguen una regla general.

Actualmente, la norma específica de protección en este ámbito, en concreto la norma IEC 61173 [53] para generadores FVs, es demasiado genérica. Por lo tanto, la aplicación de las normas de instalaciones AC de BT convencionales en esta materia y su posterior adaptación, en parte, es necesaria debido a las características particulares de los generadores FVs.

Un enfoque actual para la protección de sobretensiones [39] en generadores FVs debe estar basado en la serie IEC 62305 [54-56] y en la norma 61643-12 [57].

La protección contra el rayo y la sobretensión es el objetivo principal de la serie IEC 62305 (partes 1 a 4) para instalaciones eléctricas en edificios. Así, la parte 2 [54] establece el método de gestión de riesgos para seleccionar la combinación óptima de medidas de protección. La parte 3 [55] determina el sistema externo de protección contra el rayo. La parte 4 [56] especifica la protección contra impulso electromagnético del rayo para los sistemas eléctricos/electrónicos. Por otro lado, la norma IEC 61643-12 [57] describe los principios de selección y aplicación de dispositivos de protección contra sobretensiones en instalaciones AC en BT convencionales.

El enfoque actual de protección debe integrar la determinación de la necesidad de protección con la selección de medidas de protección adecuadas para reducir el riesgo a un nivel tolerable, mediante una gestión de riesgos.

2.3. Sombreado del generador fotovoltaico

El sombreado parcial en un generador FV provoca que la irradiancia local efectiva incidente sobre el generador disminuya con respecto a la situación base [58,59]. La irradiancia total recibida por un generador FV es suma de tres componentes: directa, difusa y reflejada. Bajo condiciones de sombreado, la irradiancia directa disminuye fuertemente mientras que la irradiancia difusa aumenta ligeramente [59]. El sombreado FV es un fenómeno negativo para el funcionamiento al reducir la potencia del sistema, además de originar situaciones de riesgo como consecuencia de la formación de puntos calientes *hot-spot*.

En la literatura existen numerosas referencias sobre el comportamiento FV en condiciones de sombreado. Así, en la década de 1980, Bishop [60] propuso un método para determinar la característica corriente-tensión (I - V) de células sombreadas. En la década de 1990, Abete et al. [61] aplicaron el método de Bishop para estudiar el comportamiento de células FVs incluyendo diodos de paso. Estos dos autores evitaron resolver las ecuaciones no lineales que rigen el comportamiento de las células solares mediante la inclusión de una tensión de diodo y así, obtener de forma sencilla la característica I - V . Para resolver este tipo de ecuaciones, Quasching et al. [62] usaron el método de Newton-Raphson, al igual que Kawawura et al. [63], Alonso-García et al. [64] y Wang et al. [65], usaron este método para analizar las pérdidas debidas al sombreado. Cabe destacar que son pocos los estudios que adoptan un enfoque experimental para el análisis del sombreado FV. No obstante, Alonso-García et al. [66] realizaron un estudio de pérdidas por sombreado que fue validado experimentalmente.

Además, Gautam et al. [67-69] compararon tres esquemas de interconexión de células en relación con pérdidas, factor de forma y potencia máxima.

La tasa de sombreado (λ) proporciona una idea sobre el sombreado que incide sobre el módulo FV a partir de la siguiente ecuación [70,71,82,85]:

$$\lambda = \frac{G_{sh}}{G_{STC}} \cdot 100 \quad (2.1)$$

donde:

- G_{sh} : Irradiancia sobre un dispositivo FV con sombreado
 G_{STC} : Irradiancia en condiciones STC

2.3.1. Clasificación

El sombreado FV es un efecto que puede abarcar desde una célula individual hasta el generador FV completo. Esta tesis opta por realizar la siguiente clasificación del sombreado:

- Módulo FV:
 - Sombreado parcial o total de una célula.
 - Sombreado parcial o total de células en serie.
 - Sombreado parcial o total de células en paralelo.
 - Sombreado parcial o total de células serie-paralelo.
- Generador FV:
 - Sombreado parcial o total de un módulo FV.
 - Sombreado parcial o total de módulos en serie.
 - Sombreado parcial o total de módulos en paralelo.
 - Sombreado parcial o total de módulos serie-paralelo.

2.3.2. Causas del sombreado

En la literatura existen numerosas clasificaciones sobre las causas que provocan el sombreado de generadores FVs [65,72-77]. Debe remarcarse que las causas que provocan el sombreado difieren en función del tipo de sistema FV. Así, en grandes generadores FVs, las principales causas derivan de nubes, cadenas montañosas cercanas o sombras debido a los módulos cercanos; en cambio, en sistemas integrados en edificios, las principales causas derivan de obstáculos constructivos (p. ej. edificios

cercanos, voladizos, paredes, etc.). No obstante, en este último caso la irradiancia reflejada por edificios cercanos puede aumentar irradiancia local [74].

En la presente tesis doctoral se opta por realizar la siguiente clasificación:

- *Obstáculos naturales*: árboles, edificios cercanos, paredes, voladizos, chimeneas, postes telefónicos, líneas aéreas, etc.
- *Obstáculos artificiales*: suciedad (p. ej. excrementos de aves, barro, etc.).
- *Efectos meteorológicos*: nubes y nieve.

2.3.3. Consecuencias del sombreado

Las principales consecuencias que provoca el sombreado FV son [72]:

- Reducción de la irradiancia local.
- Reducción de la potencia respecto a la situación base [78].
- Pérdidas eléctricas y térmicas [79].
- *Hot-Spot*.
- Modificación de la curva $I-V$ del dispositivo FV que origina picos locales y globales en la curva potencia-tensión ($P-V$) [75].

Las pérdidas por sombreado pueden minimizarse con un adecuado diseño eléctrico del generador FV [80]. Así, si se opta por una configuración serie, se producen picos locales y globales en la característica $P-V$; mientras que si se opta por una configuración paralelo, se producen únicamente picos globales. En esta última configuración se consigue hasta un aumento del 40% de la potencia en condiciones de sombra [81].

Las pérdidas por sombreado varían con la configuración FV. No obstante, para una configuración dada, Meyer et al. [82] relataron una pérdida de potencia del 2,6% con un sombreado del 10%; sin embargo, con un sombreado del 50%, las pérdidas de potencia ascendieron al 38%. Estas pérdidas de potencia no sólo se originan por el descenso de irradiancia sino que también se deben al aumento de temperatura experimentada por el dispositivo FV [83].

2.3.4. Métodos de evaluación

En la actualidad existen diferentes herramientas para evaluar el fenómeno del sombreado FV. Estas herramientas, con objetivos diferentes cada una de ellas, se pueden clasificar en los siguientes grupos:

- *Métodos analíticos*: modelo de célula de 1 diodo, de 2 diodos, modelo de Bishop.
- *Métodos de simulación*: PSpice, PSIM, EMTP, Matlab/Simulink®.
- *Métodos experimentales* [64,66,72] en los que se obtienen resultados de campo sobre sombreados en generadores FVs.

Dentro de los métodos de analíticos y de simulación existe una gran variedad de herramientas informáticas que permiten evaluar el sombreado de dispositivos FVs. Así, *Sombrero* [84] calcula los efectos del factor de sombreado causado por la radiación directa y difusa [85]; *Shading* [86] realiza un análisis del sombreado de dispositivos FVs en edificios; *Radiance* [74] realiza una simulación de la irradiancia recibida por sistemas FVs integrados en edificios; *PVSyst* [78] es un programa de diseño, dimensionado y análisis de sistemas FVs.

Existen también multitud de herramientas informáticas que realizan un estudio sobre el sombreado producido en edificios. Así, *TRNSDH* [87] es un programa de simulación de sombreado de edificios; *TRNSYS* [87] realiza el análisis térmico del edificio; *TRNSCAD* [87] describe la geometría del edificio en 3D; *Suncode* [84] es un programa de análisis térmico de edificios residenciales; así como herramientas *CAD* para diseñar y evaluar soluciones de sombreado [72].

2.3.5. Frecuencia de sombreado

En relación con el sombrado originado por el paso de nubes, éste presenta una alta variabilidad climática al depender de las condiciones meteorológicas. Es de esperar que este fenómeno sea más importante en climas continentales frente a climas mediterráneos debido a que el nivel de nubosidad presente es mayor.

Otro aspecto a tener en cuenta es la duración del sombreado, puesto que si dicho sombreado es de duración baja (del orden de segundos), el generador FV no se ve afectado desde el punto de vista térmico, pero si la duración es mayor (del orden de minutos a horas) puede conllevar el deterioro del módulo.

2.3.6. Métodos de detección

En la actualidad la identificación de cualquier fallo en el generador FV se lleva a cabo mediante la monitorización de sus principales variables eléctricas (p. ej. tensión, corriente, etc.) y térmicas (p. ej. temperatura del módulo, etc.). De esta forma, se puede evaluar y analizar cualquier situación crítica en tiempo real, minimizando así las

consecuencias producidas por el sombreado. Estos métodos on-line son complementados con otros métodos *off-line* como:

- *Métodos visuales*: presencia de sombras debido a las causas indicadas en el apartado 2.3.2.
- *Métodos térmicos*: uso de cámaras termográficas.

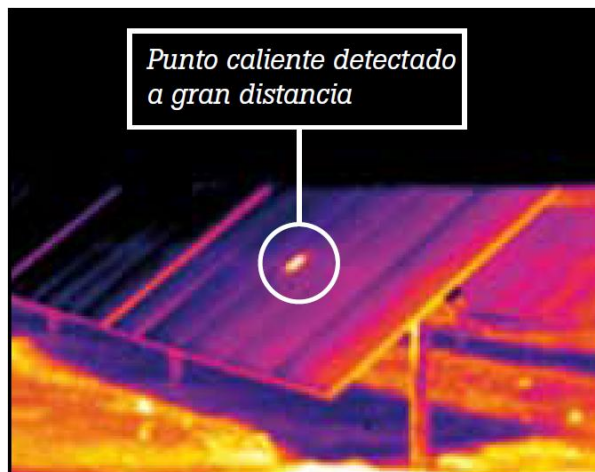


Figura 2.1. Análisis termográfico de un módulo FV [88]

2.4. Faltas eléctricas

El análisis de faltas eléctricas en el generador FV es un requisito fundamental para aumentar su eficiencia y la seguridad. Las faltas eléctricas que se producen en el interior del generador FV provocan daños en los módulos FVs (corrientes inversas [89]) y cables, a la vez que conducen a incendios.

Un generador FV tiene un carácter distribuido con un gran número de conexiones eléctricas internas entre células, módulos y en el cableado. Debido a su naturaleza, este sistema eléctrico está más expuesto a las condiciones meteorológicas que los sistemas de generación eléctrica convencional. La combinación de su carácter distribuido junto con estas condiciones meteorológicas, potencialmente adversas, y a una vida útil elevada (en torno a 25 años), hace que la probabilidad de aparición de faltas eléctricas sea mayor [38].

Las faltas eléctricas tienen la particularidad de que son aleatorias, es decir, que su localización puede darse entre dos puntos cualesquiera del generador. Por lo tanto, debido a esta aleatoriedad se deben realizar tanto análisis estacionarios (basados en curvas $I-V$) como transitorios (teniendo en cuenta la influencia del MPPT en el

desarrollo de la falta eléctrica) para mejorar el conocimiento que se tiene sobre este tipo de faltas eléctricas [90].

2.4.1. Clasificación

La mayor parte de faltas eléctricas que se originan en un generador FV son faltas a tierra o a masas metálicas debido a una bajada del aislamiento en los conductores y/o en las cajas de conexión o, por la existencia de corrientes de fuga dentro de los módulos.

En general, se puede indicar que no existe consenso en cuanto a la clasificación de las faltas eléctricas [15,40,43,44,78,79,91]. En la presente tesis doctoral se opta por realizar esta clasificación (Figura 2.2) atendiendo al tipo de defecto observado en el generador FV.

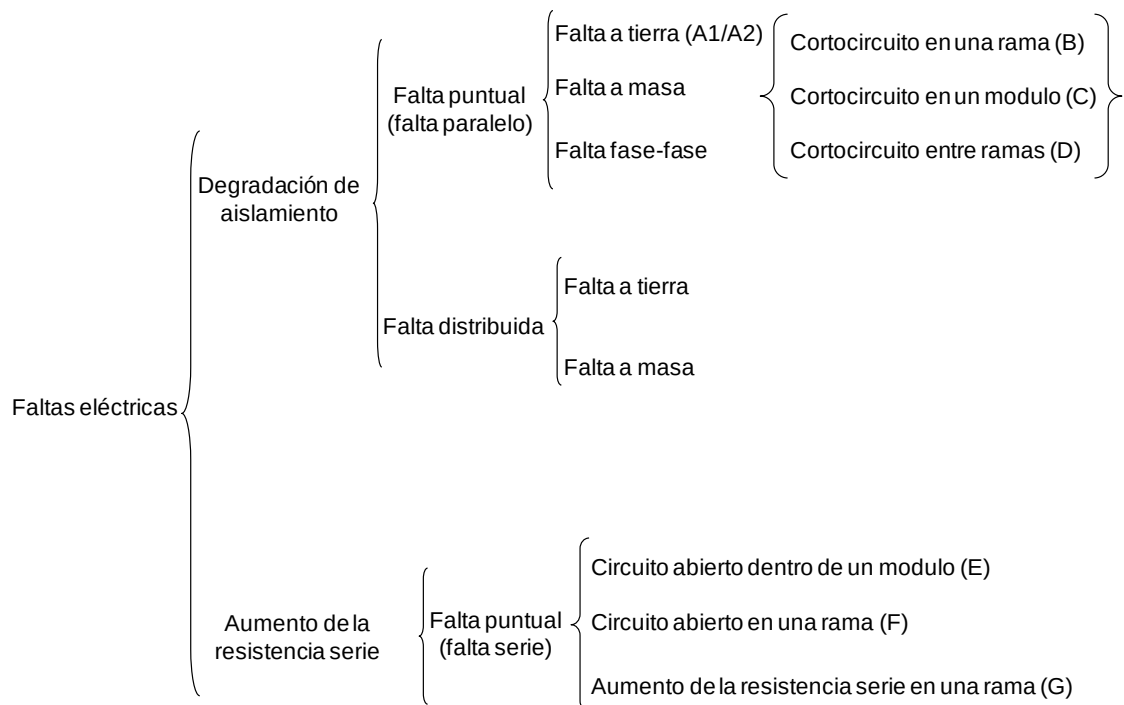


Figura 2.2. Clasificación de faltas eléctricas en un generador FV

1. La falta de cortocircuito (falta paralelo [92-96]) está caracterizada por la aparición no planificada de un camino conductor accidental entre una o más partes conductoras y tierra/masa (falta a tierra/masa), o entre dos o más partes conductoras de potencial eléctrico diferente (falta fase-fase). El camino conductor generalmente es un cortocircuito. El origen de este tipo de faltas eléctricas es la degradación o pérdida del aislamiento de las partes conductoras. Su efecto puede variar dependiendo de su localización, intensidad y duración [97].

La falta a tierra/masa se origina cuando hay un fallo de aislamiento entre un conductor activo (Figura 2.3 –A1–) o un módulo FV (Figura 2.3 –A2–) a tierra/masa. Este tipo de falta también puede darse fuera del campo FV, por ejemplo en la parte DC del inversor FV [21]. Según el sistema de puesta a tierra, generador unido a tierra o flotante, es necesaria una única falta o una doble falta respectivamente para originar el cortocircuito, como se puede observar en la Figura 2.4 y Figura 2.5.

En el caso de generador flotante, el cortocircuito se puede producir cuando existe una falta entre: a) polo positivo-polo negativo; b) falta simultánea polo positivo-tierra y polo negativo-tierra. No se produce el cortocircuito si las faltas producidas en el caso b) no se dan de forma simultánea. En la descripción anterior el polo positivo y negativo pueden reemplazarse por un punto de mayor y menor tensión respectivamente dentro de la rama.

En el caso de generador conectado a tierra, la falta de cortocircuito entre el polo positivo-tierra origina menor corriente que aquella entre polo positivo-negativo. Este hecho está motivado por el efecto limitador que ofrece la resistencia de tierra. Una falta entre el polo negativo-tierra no tiene consecuencias.

La falta fase-fase puede ocurrir en el interior del módulo FV (Figura 2.3 –C–), entre módulos FVs de la misma (Figura 2.3 –B–) o diferente rama del generador (Figura 2.3 –D–) cuando se producen fallos de aislamiento entre los conductores activos o entre partes de distinta tensión [21].

2. La falta de circuito abierto (falta serie) está caracterizada por la interrupción de uno o más caminos que conducen corriente en el interior del módulo FV (Figura 2.3 –F–) o en su exterior (Figura 2.3 –E–), o por la presencia accidental de una impedancia relativamente elevada en las conexiones del cableado (Figura 2.3 –G–). La discontinuidad o la corrosión de conductores y/o módulos origina faltas de circuito abierto. Cuando se produce una falta de este tipo, la corriente y tensión de la rama varían ligeramente con respecto a las condiciones normales de funcionamiento [90] y la localización de la falta no afecta ni a la corriente ni a la tensión de la misma.

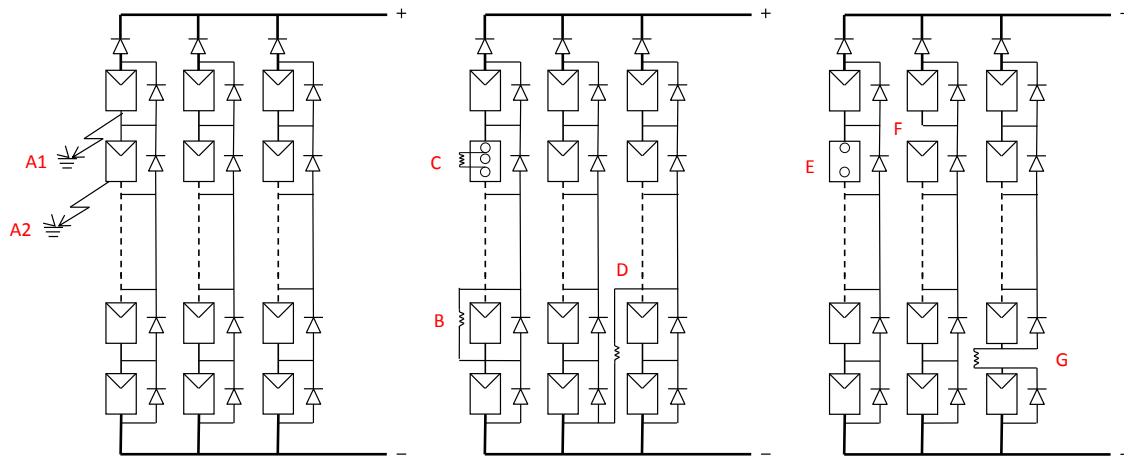


Figura 2.3. Ejemplos de faltas eléctricas en un generador FV

3. El generador FV también puede desarrollar caminos conductores no deseados entre partes conductoras y tierra/masa diferentes de un cortocircuito, distribuidos a lo largo de éste (falta distribuida a tierra/masa). Estos múltiples caminos aparecen como resultado de la degradación del aislamiento, uniforme/no uniforme, en el generador FV [18]. Este tipo de faltas origina las corrientes de fuga [98-101].

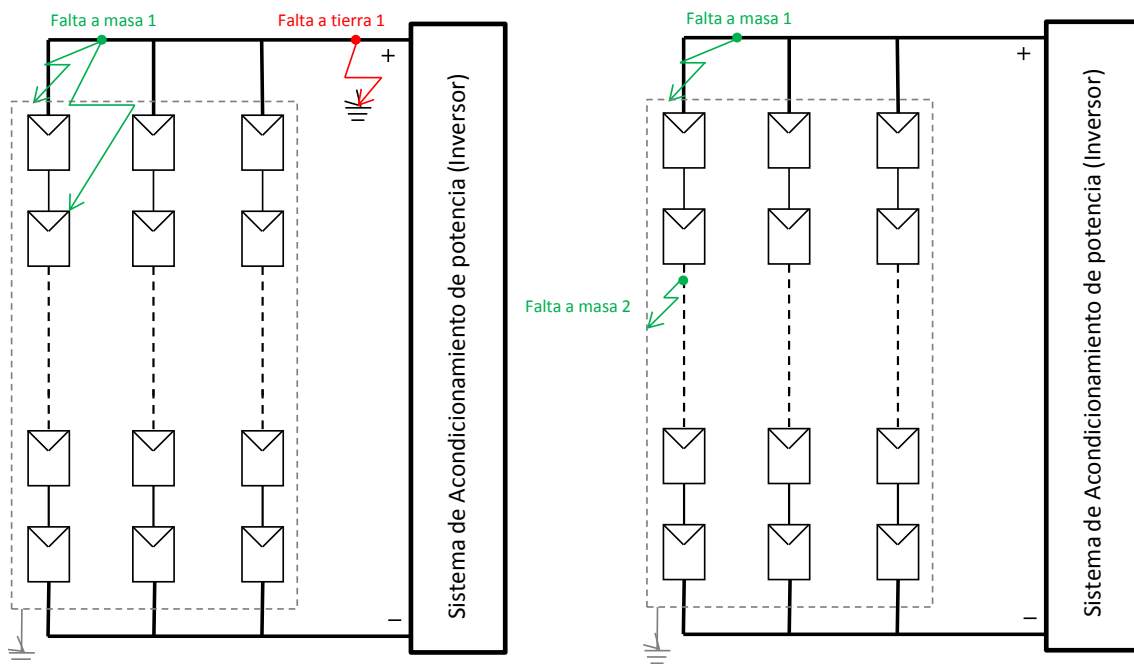


Figura 2.4. Generador flotante con faltas a tierra/masa

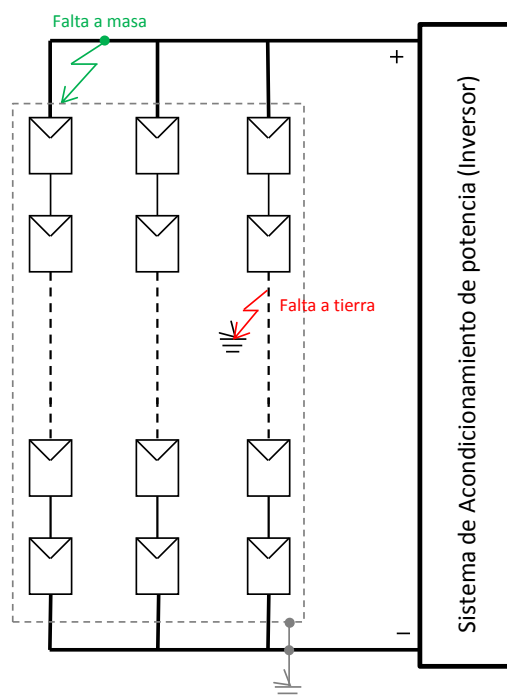


Figura 2.5. Generador unido a tierra con una falta a tierra/masa

2.4.2. Causas, evolución y consecuencias de las faltas eléctricas

2.4.2.1. Causas

La resistencia de aislamiento en los equipos, aparataje y conductores que constituyen un generador FV nuevo es elevada. Sin embargo, cuando la instalación está en servicio un periodo prolongado de tiempo, se produce un deterioro de su resistencia de aislamiento.

Las causas posibles de dicho deterioro son [16]:

- Causas eléctricas:
 - Sobretensiones (estáticas, transitorias o rayos)
 - Sobreintensidades (cortocircuitos o sobrecargas).
- Causas mecánicas:
 - Descargas y/o choques.
 - Acomodamiento o doblado.
 - Oscilaciones.
 - Penetración de cuerpos extraños.
- Entorno medioambiental:
 - Temperatura.
 - Humedad.
 - Influencias químicas.

- Ensuciamiento o acumulación de polvo.
- Atmósfera agresiva.
- Otras causas:
 - Animales (p. ej. mordedura de roedores).
 - Plantas.

En general, este deterioro del aislamiento puede ser puntual o distribuido [38]. El deterioro puntual está originado por:

- Vandalismo.
- Daños durante la fase de construcción por uso de herramientas (p. ej. martillos, destornilladores, etc.).
- Pérdida de conexión en las cajas de conexión.
- Roedores.
- Mano de obra deficiente.
- Fatiga del material bajo ciclos térmicos.
- Vibraciones.

Por el contrario, el deterioro distribuido del aislamiento se origina por:

- Abrasión.
- Degradación del aislamiento bajo condiciones meteorológicas adversas (p. ej. radiación ultravioleta, calor, humedad, polución).
- Degradación de aislamiento por fatiga eléctrica (p. ej. sobreintensidades, sobretensiones).
- Envejecimiento.

2.4.2.2. Evolución

Una falta eléctrica originada por un defecto de aislamiento en un conductor tiene asociado un arco eléctrico. El arco eléctrico es una descarga eléctrica entre dos partes conductoras sometidas a una diferencia de potencial. El fenómeno de formación del arco transcurre por las siguientes etapas (Figura 2.6).

- a) Pérdida inicial de aislamiento.
- b) Descarga ocasional de energía (chispa).
- c) Descarga permanente de energía (haz luminoso).
- d) Arco eléctrico.

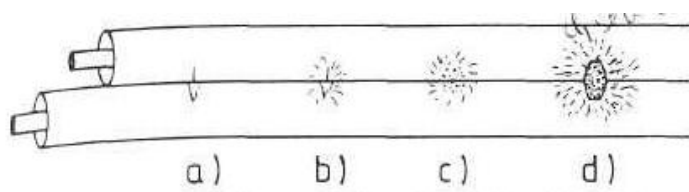


Figura 2.6. Etapas de formación del arco eléctrico [38]

Un exhaustivo estudio del comportamiento de los arcos eléctricos es fundamental para determinar los mecanismos de protección necesarios para minimizar los efectos de las faltas eléctricas. Así, es necesario estudiar los transitorios generados en el momento en el que se produce la falta, así como el posterior comportamiento del sistema FV.

La pérdida de aislamiento inicial origina una baja corriente de fuga que puede desarrollarse si hay presencia de humedad y polución. Con el paso del tiempo, los ciclos de corriente de fuga provocan fenómenos de carbonización en el aislamiento, que sufre una fuerte degradación. Así, una corriente de fuga de 100 mA puede disipar alrededor de 25 W [38]. Finalmente una chispa originada por la corriente de fuga desencadena el arco eléctrico.

El arco eléctrico está constituido por electrones que van desde el terminal de mayor tensión negativa al de menor tensión, pero también, en parte, por iones positivos que se mueven en sentido opuesto. El choque de los iones genera un calor intenso, llegándose a alcanzar temperaturas de 3.500 °C. Durante el tiempo de la descarga se produce una luminosidad muy intensa y un gran desprendimiento de calor que favorece la perforación del aislamiento del conductor.

2.4.2.3. Consecuencias

Las faltas eléctricas en un generador FV afectan a la seguridad de las personas, de los propios equipos, al rendimiento del generador y a los principales parámetros de calidad de onda.

Las faltas eléctricas en un generador FV pueden originar situaciones de riesgo de choque eléctrico por contacto directo o indirecto. El riesgo por contacto directo, después de una falta, está originado normalmente por la pérdida de flotabilidad del generador (sistema flotante) [102,103]. El riesgo por contacto indirecto, después de la falta, está originado por la tensión de contacto peligrosa que adquieren las masas metálicas de la instalación [102]. No obstante, no se puede garantizar totalmente la protección del

contacto directo e indirecto, existiendo de esta manera un riesgo para la vida de personas y animales.

Las faltas eléctricas en un generador FV pueden originar situaciones de sobreintensidad que finalmente afectan desfavorablemente a equipos individuales o a todo el generador por efectos térmicos y/o electrodinámicos [37,103]. Así, la corriente de cortocircuito y la corriente de fuga a tierra pueden dar lugar a incendios y explosiones.

El rendimiento del módulo/generador FV depende de su aislamiento, decreciendo a medida que éste disminuye; es imposible garantizar un aislamiento del módulo/generador infinito y siempre se originan corrientes de fuga entre los elementos eléctricamente activos y los marcos metálicos unidos a tierra (del orden de nanoamperios a microamperios). Esta corriente de fuga origina, por corrosión electroquímica de diversos tipos [104-106], una degradación progresiva del material aislante del módulo FV que provoca el incremento de su resistencia serie y el descenso de su resistencia paralelo [94,107,108], provocando así el decrecimiento del rendimiento eléctrico [104,109,110]. El mal funcionamiento del equipamiento puede originar una disminución de la producción del generador o su parada, elevándose por tanto los costes por la interrupción de la producción.

La aparición de faltas eléctricas en el generador afecta además a los principales parámetros de calidad de onda (armónicos, flicker y desequilibrios), pudiendo provocar que el generador FV no trabaje dentro de los límites mínimos de calidad de potencia impuestos por la normativa vigente.

2.4.3. Frecuencia de faltas

La descripción de la existencia de faltas eléctricas en un generador FV real en la literatura está limitada a algunos casos puntuales [15,31,44,58,98-100,102,111-114]. Fundamentalmente se referencian faltas eléctricas que involucran la existencia de corrientes de fuga a tierra [58,102,111-114] y, en menor medida, la disminución de la potencia de salida [43] o del aislamiento eléctrico [115].

En relación con la frecuencia de aparición de faltas eléctricas en un generador FV, únicamente Takashima et al. [116] establecen un porcentaje de aparición de faltas eléctricas dependiendo de la parte de la instalación FV considerada. Así, establece un 60% en la parte AC y 10% en DC.

En general, los estudios anteriores muestran que la mayoría de faltas eléctricas que ocurren en generadores FVs son faltas localizadas en un punto, aunque también existen faltas distribuidas a lo largo del generador FV.

2.4.4. Métodos de detección

La inspección y/o monitorización del generador FV es una medida necesaria para maximizar la disponibilidad de éste y minimizar el riesgo eléctrico en la propia instalación.

En general, existen multitud de métodos de detección de faltas eléctricas que varían en función de su filosofía de aplicación. Así, se puede detectar la falta eléctrica mediante inspecciones visuales o mediante ensayos térmicos/eléctricos.

La inspección visual trata de localizar el deterioro de los materiales que constituyen los equipos (p. ej. módulos), la aparamenta o el cableado. Los ensayos térmicos se basan en la radiación que emiten los dispositivos FVs, utilizándose la cámara térmica como medio de detección usual. Finalmente, los ensayos eléctricos se basan en la medida de algunas de las variables eléctricas del generador (p. ej. resistencia de aislamiento del generador FV $R_{G,ISO}$, intensidad de fuga del generador FV $I_{G,lek}$, tensión del generador V_G e intensidad del generador I_G).

Una síntesis de los métodos usados para detectar las faltas eléctricas se detallan en la Tabla 2.1 [16]:

Tabla 2.1. Métodos de detección de faltas eléctricas

Método de detección		Descripción
Visual		Suciedad en células o módulos
		Decoloración
		Deslaminación
Térmico		Medida de temperatura en módulos con cámara termográfica
		Calor en el diodo de paso
Eléctrico	Generador FV sin funcionar	Medida de la curva I-V (oscuridad/iluminada)
		Ensayo en el diodo de paso
	Generador FV en funcionamiento	Medida de reflectometría
		Medida del aislamiento del generador FV (generador flotante)
		Medida de la corriente de fuga del generador FV (generador unido a tierra)

Dentro de los métodos utilizados para monitorizar las faltas eléctricas con el generador FV en funcionamiento, la variable de control puede variar en función del tipo de conexión a tierra del generador FV. Así, en un generador FV flotante las faltas eléctricas se monitorizan mediante la medida del aislamiento [101]. En un generador FV unido a tierra, las faltas eléctricas se monitorizan mediante la corriente en el conductor de puesta a tierra [102].

2.4.5. Caracterización temporal de faltas eléctricas

El objetivo de este apartado es realizar un análisis temporal de los diferentes tipos de faltas que se pueden encontrar en un sistema FV (ver apartado 2.4.1), analizando el transitorio que se produce tanto en intensidad como en tensión, pues su comportamiento difiere de manera sustancial en faltas serie y faltas paralelo.

Los arcos eléctricos son corrientes eléctricas, de corta duración, gran intensidad y luminosidad, en la que los electrones atraviesan un material aislante o un hueco. El rayo originado en una tormenta o las chispas causadas por las descargas de electricidad estática son ejemplos de arcos eléctricos.

Sus principales características son: una temperatura de arco de 2.000 a 6.000 °C, una tensión mínima de formación de 13 V, siendo su tensión característica de 15 a 20 V aproximadamente, y una intensidad mínima de 30 mA [117]. La tensión de arco es directamente proporcional a la separación entre los electrodos o hueco (Figura 2.7). La tensión de un arco es suma de una parte fija y una variable. La tensión fija de un arco depende de los materiales empleados y aparece en el instante de separación de los contactos; su valor varía entre 12 y 30 V. La tensión variable tiene un valor de 15 a 50 V/cm para un arco estabilizado [118].

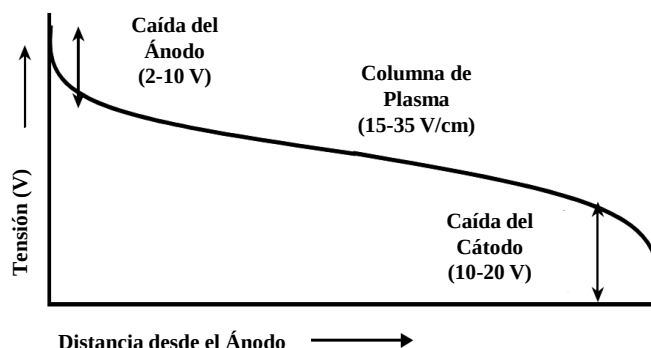


Figura 2.7. Tensión mínima de arco en un plasma [117]

El principal inconveniente que existe en la actualidad en la protección de sistemas FVs frente a faltas eléctricas es la forma de actuar ante una falta de este tipo, puesto que los DPs deben actuar de manera diferente en función de que se produzca una falta serie o una falta paralelo. De esta manera, se hace crucial establecer una metodología para diferenciar ambas faltas [97]. Strobl y Mecker [119] propusieron que las faltas paralelo se podían identificar fácilmente por la variabilidad que se produce en la corriente. Este método no resulta adecuado, puesto que la variabilidad de la corriente depende en gran medida de cambios en la irradiancia [97]. Así, se sugirió controlar también la tensión. El principal inconveniente que surge es diferenciar entre la caída de tensión que se produce por la actuación de los diodos de paso y la producida por una falta originada en el interior de un módulo FV. Haberlin [120] propuso que los interruptores de arco tenían que abrir la rama para extinguir faltas serie, pero, si las frecuencias de arco continuaban, debían eliminar la rama para extinguir las faltas paralelo. Estos interruptores usan el ruido generado durante la falta para detectarla, pero el principal inconveniente es que el ruido generado en una falta serie es similar al generado en una falta paralelo, según se puede observar en la Figura 2.8. Bieniek et al. [121] recomendaron la monitorización de aislamiento para prevenir las faltas paralelo, pero usando la eliminación a nivel de módulos para eliminar dichas faltas [122]. Johnson [97] sugirió eliminar los módulos cuando se identifiquen faltas paralelo aunque se mantenga en cortocircuito el sistema hasta la noche (cuando puedan reemplazarse los componentes defectuosos). Johnson y Bower [123] propusieron una metodología para la detección de faltas y posterior actuación (Figura 2.9):

- Si se produce un arco, se debe asumir que se trata de un arco serie y abrir la rama.
- Si la frecuencia de arco se sigue produciendo, cortocircuitar la rama puesto que se trata de una falta paralelo.

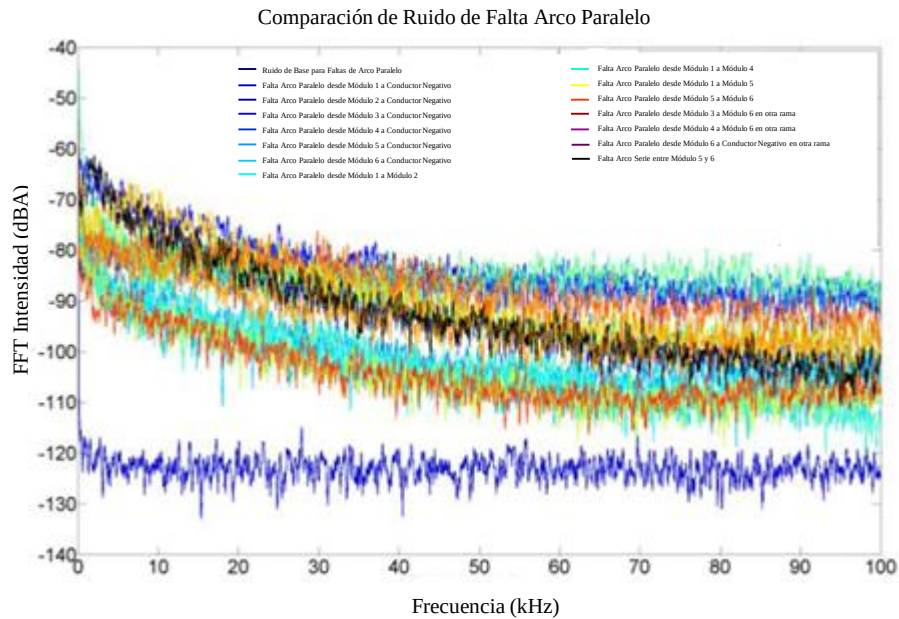


Figura 2.8. Comparativa entre el ruido producido por faltas serie y paralelo para una frecuencia de 800 Hz [97]

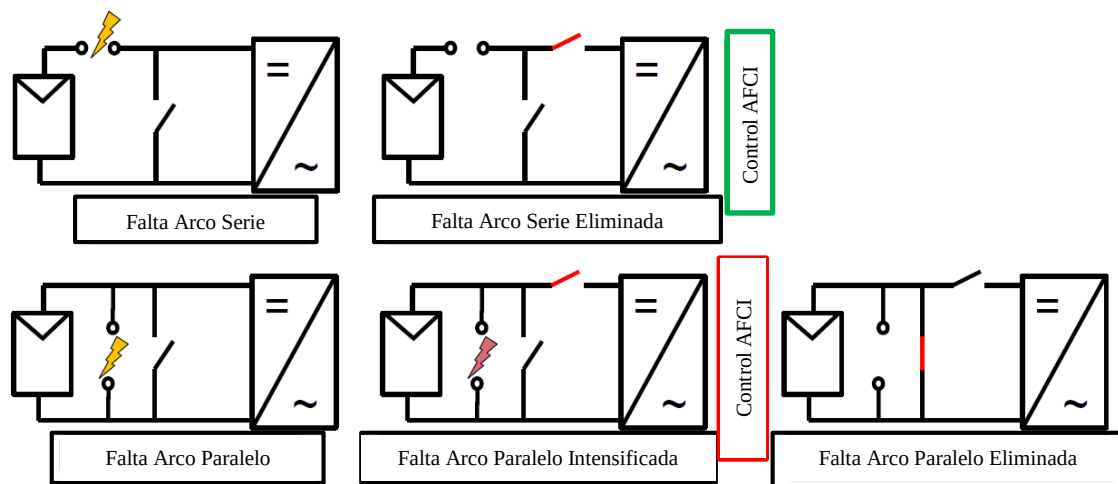


Figura 2.9. Esquemas de la metodología de detección y actuación [122]

De manera general, cuando se produce un arco eléctrico entre dos puntos, se observa que la tensión mínima de arco para la formación de arcos estables es inversamente proporcional a la corriente de arco y directamente proporcional a la brecha del arco (Figura 2.10).

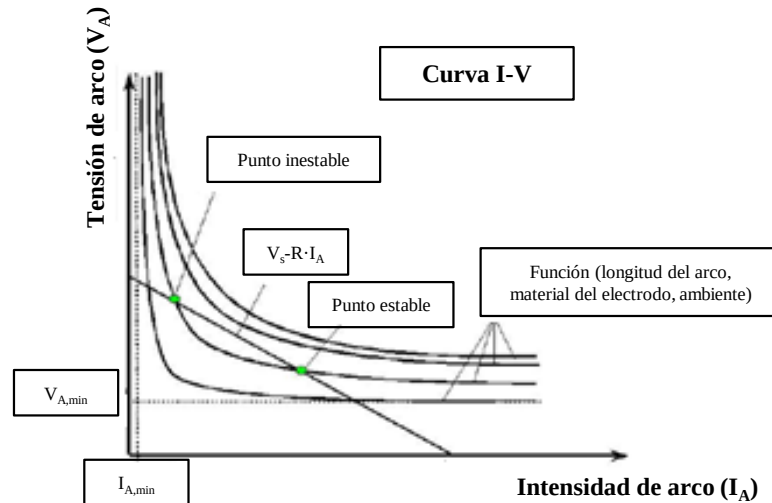


Figura 2.10. Característica I-V-distancia en arcos eléctricos [117]

En cambio, la tensión del arco es directamente proporcional a la brecha mientras que la intensidad del arco es inversamente proporcional a dicha discontinuidad (Figura 2.11).

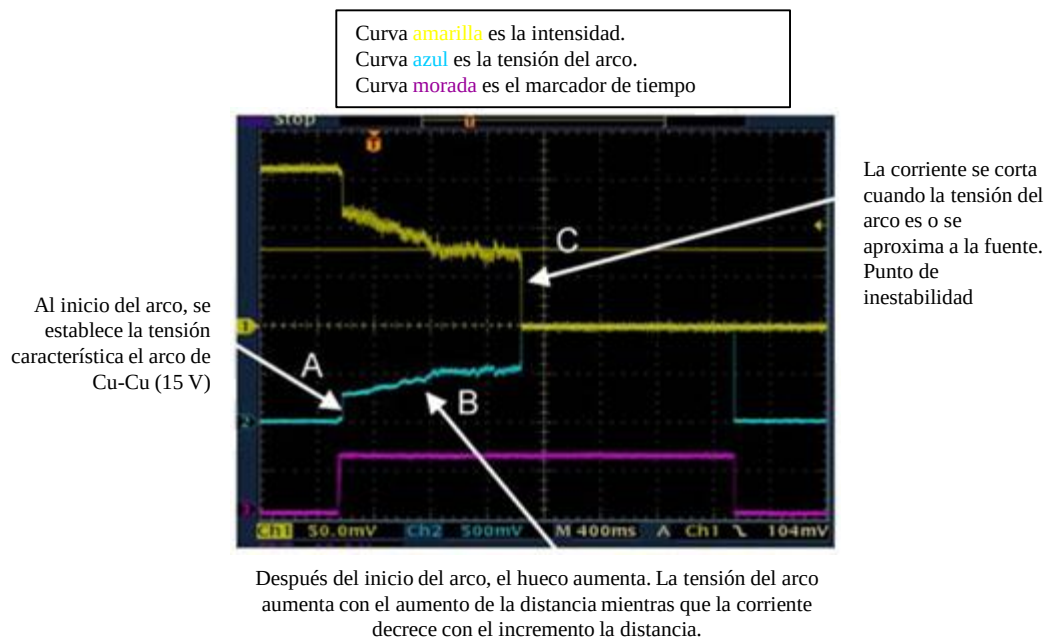


Figura 2.11. Curva característica del transitorio de un arco serie [117]

Para el análisis del transitorio, se consultó bibliografía especializada, donde se han realizado medidas experimentales en un sistema FV formado por 2 ramas de 7 módulos de 200 W y un inversor de 3 kW [97] (Figura 2.12).

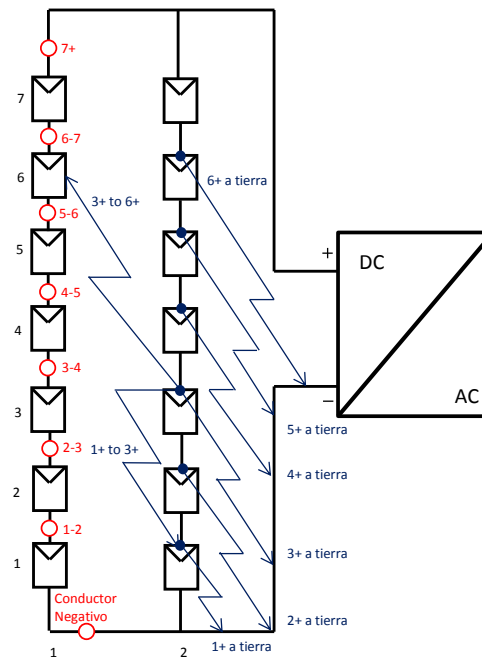


Figura 2.12. Esquema del sistema FV estudiado [97]

Arcos Serie:

Los arcos serie se producen debido a una discontinuidad en el material, generándose una corriente entre los extremos de dicho hueco. Son causados por corrosión y/o discontinuidades en el conductor.

Cuando se produce un arco serie, la corriente y tensión de la rama varían ligeramente de su operación normal [123]. La localización de la falta no modifica el comportamiento del arco ni de la corriente ni tensión de la rama.

En la Figura 2.12 se provocan una serie de faltas serie. La falta entre el módulo 7 y el conductor positivo (7+) en $t \approx 40$ s (Figura 2.13), provoca una disminución de la tensión e intensidad de la rama hasta un valor 0. Inmediatamente después, la tensión vuelve a valores previos a la falta (400 V) mientras que la intensidad disminuye sensiblemente (5,2 A $\rightarrow$ 4,7 A). La tensión que alcanza el arco es de 20 V y su intensidad de 2,3 A. En $t \approx 150$ s, se produce la falta serie entre el módulo 6 y 7 (6-7), teniendo la rama un comportamiento similar al anterior. En este caso, la tensión del arco es de 22 V y su intensidad de 2,3 A. En $t \approx 190$ s, se produce la falta entre el módulo 5 y 6 (5-6). En $t \approx 230$ s, se produce la falta entre el módulo 4 y 5 (4-5). En $t \approx 260$ s, se produce la falta entre el módulo 3 y 4 (3-4). En $t \approx 300$ s, se produce la falta entre el módulo 2 y 3 (2-3). En este caso, la intensidad de arco es de 2,5 A. En $t \approx 360$ s, se produce la falta entre el módulo 1 y 2 (1-2), alcanzándose una intensidad de arco de 2 A. Cuando se produce la

falta entre conductores negativos de distintas ramas ($t = 400$ s) se alcanza el mayor valor de intensidad de arco (5,5 A).

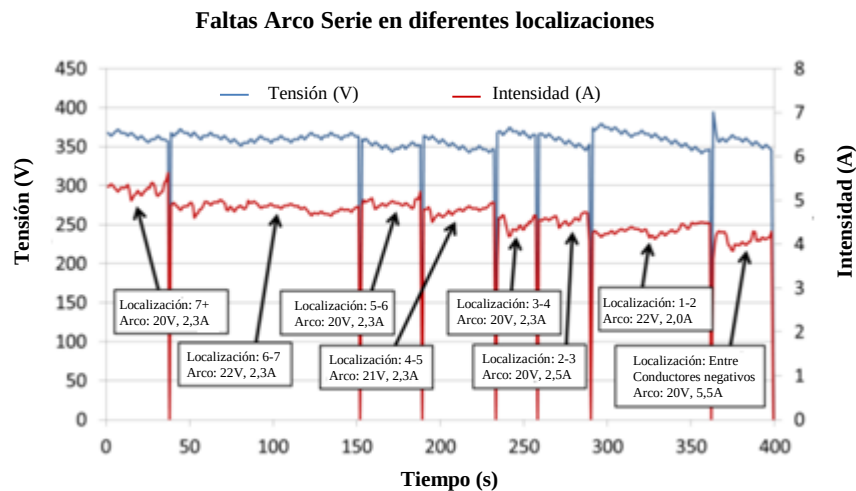


Figura 2.13. Transitorios de distintas faltas de arco serie en un generador FV de 3 kWp [97]

Arcos Paralelos:

Las faltas paralelas se producen debido al contacto de dos puntos que se encuentran a distinto potencial. Son causadas por la pérdida de aislamiento del conductor, contactos accidentales, etc.

En cambio, la tensión del arco suele estar comprendida entre 18 y 22 V, siendo directamente proporcional a la distancia. La tensión de arco no varía en gran medida porque la distancia es similar en todas las faltas [97]. Mientras, la intensidad del arco es directamente proporcional al número de módulos involucrados en la falta. Una vez despejado el arco paralelo, los valores de V e I vuelven a su valor normalizado gracias al MPPT del inversor.

En una falta paralelo con el conductor de tierra (conductor negativo), la corriente de la rama se divide entre el inversor y la falta. La falta se alimenta de manera diferente según los componentes del inversor, topología, algoritmo MPPT, curvas I - V de los módulos e impedancia de falta. En una falta paralelo entre ramas, la corriente y la potencia del arco vienen determinadas por la resistencia del arco. En una falta paralelo en el interior de una rama, una parte de la corriente pasará a través de la falta, desde el punto de mayor al de menor tensión [97].

Cuando se produce un arco paralelo, la corriente y tensión de la rama dependen de la localización, severidad y duración de la falta (Figura 2.14). Se observa como la intensidad del inversor cae a cero cuando se produce la falta debido a que se cierran los

electrodos cortocircuitando la rama y dejando el inversor de funcionar. La desconexión del inversor no extingue la falta paralelo [97].

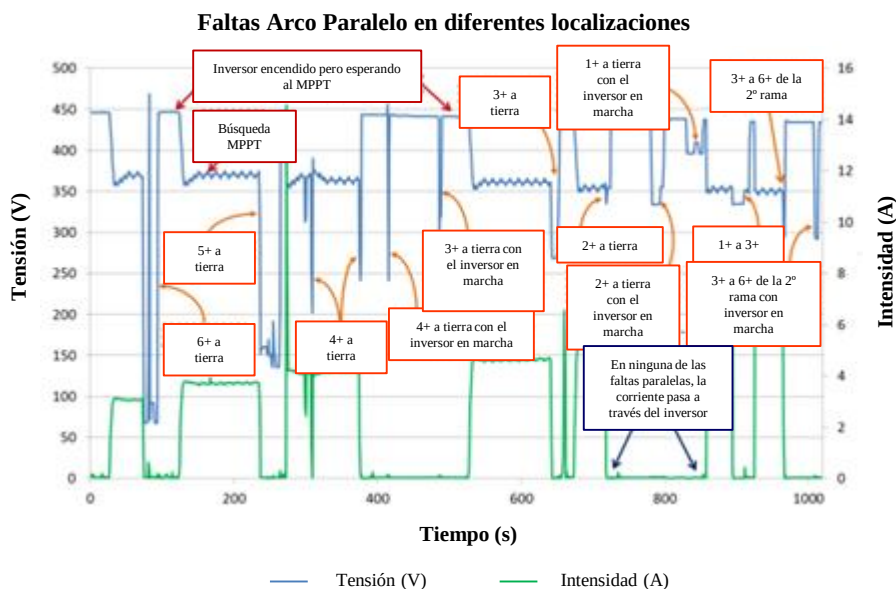


Figura 2.14. Transitorios de distintas faltas de arco paralelo en un generador FV de 3 kWp [97]

En la Figura 2.14 se provocan una serie de faltas paralelo. En su funcionamiento normal, el inversor trabaja a 360 V y 100 A aproximadamente. En $t \approx 100$ s, se produce una falta paralelo entre el conductor negativo y la parte positiva del módulo 6 (6+ a tierra). Se observa como la tensión se reduce de manera proporcional al número de módulos en falta hasta los 75 V mientras que la intensidad se reduce a cero hasta que el inversor comienza a buscar el MPPT. Para ello, el inversor aumenta la intensidad en tanto que la tensión es prácticamente similar al funcionamiento normal. En $t \approx 220$ s se produce una falta entre el conductor negativo y la parte positiva del módulo 5 (5+ a tierra). Su comportamiento es equivalente a la falta anterior. La intensidad posterior a la falta es de 125 A aproximadamente. En $t \approx 300$ s, $t \approx 380$ s y $t \approx 410$ s, se producen tres faltas entre el conductor negativo y la parte positiva del módulo 4 (4+ a tierra). En $t \approx 500$ s y $t \approx 650$ s, se produce dos faltas entre el conductor negativo y la parte positiva del módulo 3 (3+ a tierra). Para este número de módulos implicados en la falta, se alcanzan intensidades de falta de 150 A. En $t \approx 750$ s, se produce una falta entre el conductor negativo y la parte positiva del módulo 2 (2+ a tierra). La caída de tensión que se produce es de 100 V. En $t \approx 750$ s y $t \approx 800$ s, se producen dos faltas entre el conductor negativo y la parte positiva del módulo 2 (2+ a tierra con el inversor en

marcha). La caída de tensión que se produce es de 100 V en ambos casos. En $t \approx 850$ s, se produce una falta entre el conductor negativo y la parte positiva del módulo 1 (1+ a tierra). La caída de tensión que se produce es de 50 V, alcanzándose intensidades de rama posteriores a la falta de 200 A. En $t \approx 900$ s y $t \approx 950$ s, se producen respectivamente una falta paralelo entre la parte positiva del módulo 1 y del módulo 3 (1+ a 3+) y entre la parte positiva del módulo 3 y del módulo 6 de la otra rama (3+ a 6+ de la 2ª rama). Tras analizar su comportamiento, se determina que el comportamiento de la tensión y la intensidad sólo está influenciado por el número de módulos involucrados en la falta.

CAPÍTULO 3

FUNDAMENTOS DE CALIDAD DE POTENCIA

3.1. Introducción

La aparición de faltas eléctricas en un generador FV origina la modificación del comportamiento tensión-intensidad del generador. Estas faltas pueden hacer trabajar al generador FV en un rango de potencias que modifiquen la calidad de potencia del inversor FV conectado a este generador.

Este apartado presenta las principales variables mediante las cuales se debe caracterizar de calidad de potencia en un generador FV.

3.2. Calidad de potencia en sistemas fotovoltaicos

La instalación de sistemas FVs que inyectan energía en las redes de MT o la penetración significativa de pequeños sistemas conectados a la red de BT puede originar problemas de calidad de potencia similares a aquellos producidos por las cargas perturbadoras. Por lo tanto, es fundamental realizar un estudio sobre las perturbaciones que produce la generación FV. Dicho estudio debe tener en cuenta los siguientes puntos:

- Determinar las variables que caracterizan la calidad de potencia de los sistemas FVs, centrándose en armónicos, flicker y desequilibrios.
- Establecer un procedimiento de medida adecuado para cuantificar las principales variables de la calidad de potencia.
- Establecer un procedimiento de valoración del cumplimiento de los requerimientos de calidad de potencia para los sistemas FVs.

En la actualidad, no existe ninguna norma específica que establezca la metodología para la medida y valoración de las perturbaciones causadas por la generación FV. Por tanto, se debe realizar una adaptación de las normas relacionadas existentes que tenga en cuenta las características particulares de los sistemas FVs. El proceso a realizar debe

ser similar al llevado cuando se creó la norma IEC 61400-21 [124] específica para la generación eólica.

La metodología desarrollada ha sido definida a partir de los requerimientos establecidos en las normas correspondientes de instalaciones perturbadoras.

En el caso de pequeños sistemas FVs (con inversor individual) [125] las normas de equipamiento perturbador existente son las normas de la serie IEC 61000-3 [126-133].

En el caso de sistemas FVs medios y grandes [125] las normas de compatibilidad electromagnética para instalaciones perturbadoras son las normas: IEC/TR 61000-3-14 [132], IEC/TR 61000-3/6/7/13 [133-135], IEEE P519.1/D9a [136], IEEE 1453 [137], IEEE 1547 [138] y IEC/TR 61000-3-15 [139].

En la revisión bibliográfica efectuada, algunos autores [140,141] aplican los índices tradicionales para caracterizar la calidad de potencia en sistemas de potencia con instalaciones perturbadoras. No obstante, estos índices no se aplican todavía para valorar la calidad de potencia de cualquier instalación de generación distribuida (ya sea eólica o FV) de forma sistemática. Así, solo se presentan las emisiones perturbadoras para generación FV en un periodo de tiempo de varios días [142-152]. Sin embargo, estos estudios no evalúan los índices de calidad de potencia sino el nivel de perturbación causado por la generación FV.

Aunque existe un procedimiento de medida de las emisiones perturbadores para la generación eólica [124], en generación FV, donde las perturbaciones dependen del nivel de potencia, se hace necesario el desarrollo de un procedimiento de medida específico, realizando una caracterización estadística de los principales índices.

En la bibliografía consultada [153] se presenta un procedimiento para determinar la localización de objetivos de perturbación (armónicos, flicker y desequilibrios) para sistemas FVs individuales en MT y BT, basado en las normas IEC [132-134]. Sin embargo, no se encuentra ningún estudio sobre el cumplimiento de los requerimientos de calidad de potencia en generación FV experimental.

3.3. Índices y objetivos de calidad de potencia

Los sistemas FVs generan perturbaciones variables en el tiempo en el sistema eléctrico dependientes del nivel de potencia de salida. Como se ha mencionado en el apartado anterior, las principales perturbaciones que se van a estudiar son:

- Armónicos [142,154-159].
- Flicker [142,151,152,160,161].
- Desequilibrios [142,162-167].

Para dicho estudio, se va a realizar un análisis estadístico de las principales perturbaciones, mediante el uso de índices de calidad de potencia, puesto que es la forma más útil de agrupar la magnitud de la perturbación en un único valor.

Los índices son aquellos parámetros que caracterizan la calidad de potencia para cada perturbación existente, necesitando para su obtención técnicas probabilísticas que caractericen la magnitud del nivel de perturbación resultante. En esta tesis doctoral se opta por usar un valor de percentil sobre el tiempo de observación, que dependerá de la variable a medir, de su periodo de observación y de la normativa aplicable. Los objetivos son los valores límite del índice, los cuales son establecidos por la norma.

Los índices de calidad de potencia pueden referirse tanto al punto común de conexión (PCC) de un usuario individual (índice de sitio), o a un segmento, o la totalidad del sistema de distribución (índice de sistema). Aunque la presencia de un generador FV puede influir en los índices de calidad de potencia de toda la red [168], normalmente se usa el índice de sitio para evaluar el impacto [132-135,139].

El índice de sitio para una perturbación se puede obtener de la siguiente forma: primero se debe especificar la perturbación en una ventana de tiempo. El intervalo de tiempo básico para armónicos [141,169], flicker [141,170] y desequilibrios es de 10 o 12 ciclos según sea 50 o 60 Hz [141]. Como las perturbaciones no son estacionarias, el índice de sitio debe obtenerse en un segundo paso a partir de los espectros de un periodo de observación más largo (p. ej. un día o una semana). Desde el intervalo de 0,2 s, se consideran tres categorías de agregación de tiempo para la perturbación:

- a) Intervalo muy corto (3 s).
- b) Intervalo corto (10 min).
- c) Intervalo largo (2 h).

3.3.1. Armónicos

El contenido armónico de una señal se puede caracterizar mediante normas variables [171-176]:

- Tasa de distorsión armónica total de corriente (THD_I) o de tensión (THD_U).
- Tasa de distorsión total de fase de corriente (TPD_I).
- Tasa de distorsión total de demanda de corriente (TDD_I).
- Valor eficaz (RMS) individual de X para el orden armónico h (X_h).

Las variables THD y X_h son las más usadas en las principales normas [126,132,133,141,169] para la caracterización de armónicos.

La Tabla 3.1 compara índices de corriente armónica en varias normas para grandes instalaciones perturbadoras [132,133,136], reflejando diferencias entre índices y periodos de valoración. Por ejemplo, las normas IEC/TR 61000-3-14/6 [132,133] y la norma IEEE P519.1/D9a [136] proponen el percentil diario 99 para valores de 3 s y 10 min, excepto en la norma IEC 61000-3-6 donde se recomienda el percentil semanal 95 para valores de 10 min. En el nivel de MT, la principal diferencia encontrada en las normas es el uso de un índice diferente para el intervalo de tiempo corto en P519.1/D9a [136] ($I_{h,sh,99d}$) en relación con IEC/TR 61000-3-6 [133] ($I_{h,sh,95w}$).

Para sistemas de generación distribuida, los índices en la norma IEEE 1547 [138] se refieren a la norma P519.1/D9a [136]. En el caso de redes con distorsión de tensión se propone trabajar con un índice sobre THD_U .

Para la generación eólica, la norma IEC 61400-21 [124] especifica que los valores de emisión de corrientes armónicas se deben clasificar en diez intervalos de potencia activa (0-10%,...,90-100%).

La Tabla 3.2 compara los objetivos de corriente armónica de varias normas para instalaciones perturbadoras y sistemas de generación distribuida. En el nivel de BT, los objetivos de corriente armónica en P519.1/D9a [136] son más estrictos que los de la norma IEC 61000-3-2 [126]. Por el contrario, en el nivel de MT y baja relación $S_i/S_{sc,i}$ (p. ej. $0.2\% < S_i/S_{sc,i} \leq 1\%$), la norma IEC/TR 61000-3-6 [133] recomienda objetivos de corriente armónica que más rigurosos que los objetivos propuestos en la norma IEEE P519.1/D9a [136]. Para mayores valores de $S_i/S_{sc,i}$, todos los objetivos tienden a uniformizarse.

El objetivo de corriente armónica para instalaciones perturbadoras disminuye a medida que la relación $S_i/S_{sc,i}$ aumenta. Así, los objetivos actuales de corrientes armónicas para sistemas FVs se especifican en [153] mediante la adaptación del procedimiento de IEC de BT [132] y MT [133] de instalaciones perturbadoras.

3.3.2. Flicker

Se define como el nivel de molestia que percibe un observador como consecuencia de la variación de luminosidad de una lámpara, ocasionada por fluctuaciones de tensión en la red de alimentación.

El flicker depende fundamentalmente de la profundidad y de la frecuencia de las fluctuaciones de tensión que lo causan.

La evaluación del flicker se caracteriza por medio de dos índices [141,170]:

- a) el índice de flicker de corta duración (P_{st} , 10 min).
- b) el índice de flicker de larga duración (P_{lt} , 2 h).

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{st,i}}{12}} \quad (3.1)$$

donde:

$P_{st,i}$: Flicker de corta duración (10 min) del intervalo

Tabla 3.1. Comparación de índices de corriente armónica en diferentes normas para instalaciones de BT, MT/AT y generación distribuida

Norma/Documento		IEC/TR 61000-3-14 [132]	IEC/TR 61000-3-6 [133]	IEEE P519.1/D9a [136]	IEC/TR 61000-3-15 [139]		IEC 61400-21 [124]	
Campo de aplicación		Niveles de planificación para instalaciones BT perturbadoras	Niveles de planificación para instalaciones MT/AT perturbadoras	Prácticas recomendadas en sistemas eléctricos de potencia (MT/AT)	Límites para sistemas GD en redes de BT (<75A)		Medida y valoración de características de PQ en aerogeneradores	
Índices / medidas	Tiempo muy corto (3-s)	$I_{h,vs,99wd}^{[a, b]}$ percentil 99 del valor diario		$I_{h,vs,99d}^{[b]} + TDD_{Ivs,99d}^{[b]}$ percentil 99 del valor diario				
	Tiempo corto (10-min)	$I_{h,sh,95w}$ percentil 95 del valor semanal		$I_{h,sh,99d}^{[b]} + TDD_{Ish,99d}^{[b]}$ percentil 99 del valor diario			$I_{h,sh,100po} + THDI_{sh,100po}$ para 10 intervalos de potencia activa/ 100% valor del periodo de observación	
	Otros			$I_{h,60-min,95d} + TDD_{I60-min,95d}$ percentil 95 del valor diario	Redes eléctricas ideales		Redes con perturbaciones de tensión	
IEC 61000-3-2 o IEC 61000-3-12					$THD_{U,op,100op}$ / 100% valor del periodo de observación			
Periodo para cálculo estadístico		Mínimo una semana		Un día o Una semana (mejor opción)	IEC 61000-3-2 o IEC 61000-3-12	Periodo de Observación: sistemas GD a plena potencia	Periodo de observación adecuado para conseguir 9 series de 10-min en cada intervalo de potencia	
Método de medida		IEC 61000-4-7		Método no especificado	IEC 61000-4-7			
Condiciones de la red o de la fuente					U_h en IEC 61000-4-7		$THD_U < 4\%$	$THD_U < 4\%$

Comentarios	[a] Factor 1,5 permitido
	[b] Índice de tiempo muy corto es requerido en instalaciones con un impacto significativo en el sistema (p. ej. relación $S/S_{sc,i}$ elevada)
El procedimiento matemático específico para conseguir los objetivos grandes sistemas FV de BT/MT se presentan en [145]	

La Tabla 3.3 compara los índices de flicker en varias normas para instalaciones perturbadoras y sistemas de generación distribuida. La norma IEC/TR 61000-3-14/7 [132,134] establece el percentil semanal 95 de los índices P_{st} o P_{lt} durante un periodo de observación de una semana para grandes instalaciones perturbadoras. Dado que los valores P_{lt} y P_{st} a menudo se correlacionan con un factor casi constante, el índice de P_{st} es el índice más importante [139].

La Tabla 3.4 compara los objetivos de flicker de varias normas internacionales para instalaciones perturbadoras y sistemas de generación distribuida. El objetivo de emisión para sistemas de generación distribuida consiste en limitar el P_{st} por debajo de 0,5 [131]. Para instalaciones perturbadoras de BT y MT [124,126], el objetivo de flicker disminuye a medida que la relación entre la potencia de la instalación (S_i) y la capacidad de suministro total del sistema BT(MT) – $S_{tL}(S_{tM})$ – aumenta.

En este contexto, los objetivos de flicker para sistemas FVs se especifican en Hernández et al. [153] mediante la adaptación del procedimiento de IEC de BT [132] y MT [134] de instalaciones perturbadoras.

Tabla 3.2. Comparación de objetivos de corriente armónica (I_h , THD_I o TDD_I) en diferentes normas para instalaciones en BT, MT/AT y generación distribuida

Norma/Documento		IEC/TR 61000-3-14 [132]			IEEE P519.1/D9a [136] (IEEE 1547 [138] ^[1])					IEC/TR 61000-3-15 [139]
Campo de aplicación		Niveles de planificación para instalaciones BT perturbadoras			Niveles de planificación para instalaciones MT/AT perturbadoras					Prácticas recomendadas en sistemas eléctricos de potencia (MT/AT)
Objetivos BT	$S_i/S_{sc,i}$				Los objetivos se especifican en MT					
	Nivel de tensión	$U \leq 1 \text{ kV}$								$U \leq 1 \text{ kV}$
	Orden	$h \leq 50$								$h \leq 50$
	Impar	Objetivos en procedimiento [132]								No especificado
	Par									
THD_I	No especificado			5% ^[d]						
Norma / Documento		IEC/TR 61000-3-6 [133]								No aplicable
Objetivos MT	Nivel de tensión	$1 \text{ kV} \leq U \leq 35 \text{ kV}$			$120 \text{ V} \leq U \leq 69 \text{ kV}$					
	$S_i/S_{sc,i}$	ETAPA 1 $S_i/S_{sc,i} < 0,2\%$	$S_i/S_{sc,i} < 1\%$ ^[a]			$S_i/S_{sc,i} \leq 5\%$	$S_i/S_{sc,i} \leq 2\%$	$S_i/S_{sc,i} \leq 1\%$	$S_i/S_{sc,i} \leq 0,1\%$	
			$S_i/S_{sc,i} \geq 0,2\%$ ^[a]	$S_i/S_{sc,i} \geq 1\%$	$S_i/S_{sc,i} > 5\%$	$S_i/S_{sc,i} > 2\%$	$S_i/S_{sc,i} > 1\%$	$S_i/S_{sc,i} > 0,1\%$		
	Orden	$h \leq 50$			$h \leq 35$					
	Impar	Evaluación no requerida	(p. ej.:5% en $h=5$)	Objetivos en procedimiento [133]	(p. ej.:4% ^[c] en $h=5$)	(p. ej.:7% en $h=5$)	(p. ej.:10% en $h=5$)	(p. ej.:12% en $h=5$)	(p. ej.:15% en $h=5$)	
	Par									
TDD_I				5% ^[b, c]	8% ^[b]	12% ^[b]	15% ^[b]	20% ^[b]		
Objetivos MT/AT	Nivel de tensión	$35 \text{ kV} \leq U$			$69 \text{ kV} \leq U \leq 161 \text{ kV}$					No aplicable
	Orden	$h \leq 50$			$h \leq 35$					
	Impar	Evaluación no requerida Objetivos en procedimiento [133]			(p. ej.: 2% ^[c] en $h=5$)	(p. ej.:3,5% en $h=5$)	(p. ej.:5% en $h=5$)	(p. ej.:6% en $h=5$)	(p. ej.:7,5% en $h=5$)	
	Par									
	TDD_I				2,5% ^[b, c]	4% ^[b]	6% ^[b]	7,5% ^[b]	10% ^[b]	
Comentarios		[a] $S_i < 1 \text{ MVA}$ [c] Objetivos establecidos para cualquier sistemas GD (IEEE 1547 [14]) independientemente de la relación $S_i/S_{sc,i}$ [b] Valor de TDD_I [d] Valor de THD_U								
El procedimiento matemático específico para conseguir los objetivos grandes sistemas FV de BT/MT se presentan en [145]										

Tabla 3.3. Comparación de índices de flicker en diferentes normas para instalaciones en BT, MT/AT y generación distribuida

Norma / Documento		IEC/TR 61000-3-14 [132]	IEC/TR 61000-3-7[134]	IEC/TR 61000-3-15 [139]
Campo de aplicación		Niveles de planificación para instalaciones BT perturbadoras	Niveles de planificación para instalaciones MT/AT perturbadoras	Límites de sistemas GD en redes BT
Índices / medidas	Tiempo corto (10-min)	$P_{st,95w}$ y $P_{st,99w}$ percentil 95 y 99 ^[a] de valores semanales ^[b]		$P_{st,100op}$ 100% valores del periodo de observación
	Tiempo largo (2-h)	$P_{lt,95w}$ percentil 95 de valores semanales		
Periodo para cálculo estadístico		Una semana		Periodo de observación: 10 min
Método de medida		IEC 61000-4-15		IEC 61000-4-15
Condiciones de la red o de la fuente				$P_{st} < 0,4$

Comentarios	[a] Factor k_{st} 1–1,5 permitido
	[b] 95% del valor semanal pero la relación entre ellos debe ser menor a 1,3

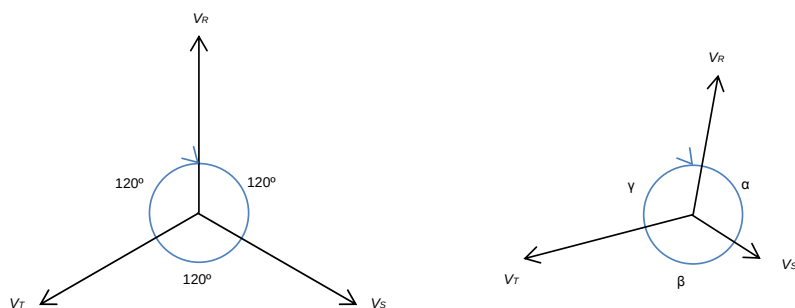
Tabla 3.4. Comparación de objetivos de flicker (P_{st} y P_{lt}) en diferentes normas para instalaciones en BT, MT/AT y generación distribuida

Norma / Documento		IEC/TR 61000-3-14 [132]		IEC/TR 61000-3-15 [139]
Objetivos BT	P_{st}	Objetivos en el procedimiento [132]		0,5
	P_{lt}			
Norma / Documento		IEC/TR 61000-3-7 [134]		No aplicable
Objetivos MT	Nivel de Tensión	1 kV ≤ U ≤ 35 kV		
		Clientes de bajo consumo	ETAPA 2	
	P_{st}	0,35	Objetivos en el procedimiento [134]	
	P_{lt}	0,25		

Comentarios	[a] IEC 61000-3-3/5/11 establece las condiciones de prueba, esto es potencia de salida en función del tiempo
	[b] Cuando Z_{ref} (impedancia de referencia en el ensayo) es diferente a Z_{test} (impedancia de ensayo actual)

3.3.3. Desequilibrio

En un sistema trifásico, el desequilibrio es el estado en el cual el valor eficaz de las tensiones de fase y/o los desfases entre ellos no son iguales [177].

**Figura 3.1. Sistema equilibrado (a) y Sistema desequilibrado (b)**

Un sistema desequilibrado puede descomponerse en la suma de un sistema directo, un sistema inverso y un sistema homopolar.

El desequilibrio está caracterizado por diferentes variables tales como [132,135,141,174,176]:

- Relación de la componente negativa ($\vec{U}_{h=1}^2$) con respecto a la componente positiva ($\vec{U}_{h=1}^1$).
- Relación de la componente homopolar ($\vec{U}_{h=1}^0$) con respecto a la componente positiva ($\vec{U}_{h=1}^1$).

La primera variable ($\xi_1^U = |\vec{U}_1^2 / \vec{U}_1^1|$) es la más usada para los estudios de desequilibrio [135].

Recientemente, se han propuesto nuevas variables para medir el desequilibrio en sistemas trifásicos puesto que estos sistemas están sujetos a desequilibrios y distorsiones de la forma de onda simultáneamente [178,179]:

- Tasa de desequilibrio de fases total de tensión (TPU_U) o corriente (TPU_I).
- Tasa de desequilibrio de secuencia negativa (o cero) de X para el armónico h -ésimo ($\xi_h^X = |\vec{X}_h^2 / \vec{X}_1^1|$ y $\xi_h^{X_0} = |\vec{X}_h^0 / \vec{X}_1^1|$).

La Tabla 3.5 compara los índices de corriente/tensión para instalaciones perturbadoras y sistemas de generación distribuida. El índice más usado es el percentil semanal 99 de $\xi_{1,vs}^U$ o $\xi_{h,vs}^I \left\{ = f \left(\xi_{1,vs}^U \right) \right\}$ y el percentil semanal 95 de $\xi_{1,sh}^U$ o $\xi_{h,sh}^I \left\{ = f \left(\xi_{1,sh}^U \right) \right\}$.

La Tabla 3.6 compara los objetivos para el desequilibrio de tensión en diferentes normas para instalaciones perturbadoras y sistemas de generación distribuida. Para instalaciones perturbadoras de BT (MT) [132,135], el objetivo de desequilibrio de tensión disminuye a medida que la relación entre la potencia de la instalación (S_i) con respecto a la capacidad de suministro total del sistema de BT (MT) ($S_{TL}\{S_{LM}\}$) aumenta.

Tabla 3.5. Comparación de índices de desequilibrio corriente/tensión en normas para instalaciones en BT, MT/AT y generación distribuida

Norma/Documento		IEC/TR 61000-3-14 [132]	IEC/TR 61000-3-13[135]	IEC/TR 61000-3-15 [139]
Campo de aplicación		Niveles de planificación para instalaciones BT perturbadoras	Niveles de planificación para instalaciones MT/AT perturbadoras	Límites de sistemas GD en redes BT
Índices / medidas	Tiempo muy corto (3 s)	$\xi_{1,vs,99w}^U \text{ o } \xi_{h,vs,99w}^I \left\{ = f \left(\xi_{1,vs,99w}^U \right) \right\}$ 99% valor semanal ^[a,b]		
	Tiempo corto (10 min)	$\xi_{1,sh,95w}^U \text{ o } \xi_{h,sh,95w}^I \left\{ = f \left(\xi_{1,sh,95w}^U \right) \right\}$ 95% valor semanal		$\xi_{1,sh,100op}^U$
Periodo para cálculo estadístico		Una semana		Periodo de observación: >10-min, GD a plena potencia
Método de medida		IEC 61000-4-30		IEC 61000-4-30

Comentarios	[a]	Factor $k_{u,vs}$ 1,25-2 establecido
	[b]	El índice de tiempo muy corto es requerido para instalaciones con un impacto significativo en el sistema (relación $S/S_{sc,i}$ alto)

Tabla 3.6. Comparación de objetivos de desequilibrio de tensión ($\xi_{1,vs}^U$ y $\xi_{1,sh}^U$) en normas para instalaciones en BT, MT/AT y generación distribuida

Norma / Documento		IEC/TR 61000-3-14 [132]		IEC/TR 61000-3-15 [139]
Objetivos en BT	Nivel de tensión	$U \leq 1 \text{ kV}$		$U \leq 1 \text{ kV}$
	$\xi_{1,vs}^U$	Objetivos en procedimiento [132]		No especificada
	$\xi_{1,sh}^U$			
Norma / Documento		IEC/TR 61000-3-13[11]		No aplicable
Objetivos en MT	Nivel de tensión	$1 \text{ kV} \leq U \leq 35 \text{ kV}$		
	$S_f/S_{sc,i}$	$S_f/S_{sc,i} < 0,2\%$	$S_f/S_{sc,i} \geq 0,2\%$	
	$\xi_{1,vs}^U$	Evaluación no requerida	Objetivos en procedimiento [135]	
	$\xi_{1,sh}^U$			

El procedimiento matemático específico para conseguir los objetivos en grandes sistemas FV de BT/MT se presentan en [145].

En este contexto, los objetivos desequilibrio de tensión para sistemas FVs se especifican en Hernández et al. [153] mediante la adaptación del procedimiento de IEC de BT [132] y MT [135] de instalaciones perturbadoras.

3.4. Medidas de calidad de potencia en sistemas fotovoltaicos

En esta sección se describe la metodología para la medida y evaluación de las características de calidad de potencia en sistemas FVs.

3.4.1. Parámetros característicos de calidad de potencia en sistemas fotovoltaicos

La emisión de corriente armónica en sistemas FVs debe valorarse en función del tipo de instalación. Así, en pequeños sistemas FVs deben utilizarse los índices expuestos en las normas IEC 61000-3-2/12 [126,131]. En cambio, en grandes sistemas FVs en BT y MT, se deben usar los índices propuestos en las normas IEC/TR 61000-3-14/6 [132,133] (Tabla 3.1). Además, según la norma IEC 61400-21 [124], la emisión de corriente armónica debe estar previamente categorizada en los intervalos de potencia siguientes: 0-10,..., 90-100% P_n .

La emisión de flicker para pequeños sistemas FVs se caracteriza por los índices expuestos en las normas IEC 61000-3-3/11 [127,130]. Para grandes sistemas FVs en BT y MT, se deben usar los índices de flicker propuestos en las normas IEC/TR 61000-3-14/7 [132,134] (Tabla 3.3).

La emisión de desequilibrio de tensión/corriente para grandes sistemas FVs en BT y MT se debe caracterizar por los índices expuestos en la norma IEC/TR 61000-3-13/14 [132,135] (Tabla 3.5). La presencia de un sistema FV de MT en una red puede originar un problema real de mal funcionamiento de la protección de la red a la que se conecta debido principalmente al desequilibrio armónico [176]. Por lo tanto, en los sistemas FVs de MT, el desequilibrio debe estar también caracterizado para las frecuencias armónicas. También, se recomienda la clasificación de emisiones en los diez intervalos de potencia previamente definidos para armónicos.

3.4.2. Procedimiento de medida de calidad de potencia en sistemas fotovoltaicos

El procedimiento de medida incluye las condiciones de ensayo, las características de los equipos de medida y la propia medida de calidad de potencia. Las condiciones de ensayo para grandes sistemas FVs deben seguir la norma IEC 61400-21 [124]. Así, los principales requisitos en el PCC cuando el generador FV no está generando son los siguientes:

- a) THD_U debe ser inferior al 4% para valores de 10 min (según Tabla 3.1).
- b) El desequilibrio de tensión debe ser inferior al 2% para valores de 10 min.
- c) El equipo de medida debe ser Clase A, según se define en la norma IEC 61000-4-7 [169].

Las medidas requeridas para sistemas FVs en BT y MT son los siguientes:

- a) Corrientes armónicas de 3 s y 10 min hasta el armónico de orden 50 (Tabla 3.1y Tabla 3.2).
- b) Flicker de corta y larga duración (Tabla 3.3).
- c) Desequilibrio de corriente de secuencia negativa de 3 s y 10 min hasta el armónico de orden 50 (Tabla 3.5).

Es fundamental que las medidas expuestas anteriormente se recojan de manera continua durante una semana para que así los índices de calidad de potencia puedan especificarse como se describe en los apartados anteriores. Las medidas efectuadas durante horas sin irradiación deben eliminarse para evitar que los percentiles estén distorsionados por medidas no influenciadas por el generador FV.

Los efectos térmicos de las perturbaciones en el sistema de potencia están presumiblemente más relacionados con el nivel de perturbación mantenido durante períodos largos (10 min) más que con el nivel de perturbación de periodos cortos (3 s) [136]. Sin embargo, este último puede provocar un mal funcionamiento de las protecciones o de los dispositivos electrónicos [176]. Por lo tanto, las medidas de tiempo corto sólo se requieren cuando el generador FV tenga un impacto significativo en el sistema de potencia [133,135,176].

CAPÍTULO 4

MODELADO DEL DISPOSITIVO FOTOVOLTAICO

4.1. Introducción

Para el análisis y simulación del comportamiento térmico y eléctrico de dispositivos FVs es fundamental disponer de un modelado matemático en forma de ecuaciones. En esta tesis doctoral se opta por modelar el comportamiento del dispositivo FV a diferentes niveles: célula, módulo y generador.

1. En un primer nivel se modela el comportamiento eléctrico de una célula FV a partir del modelo de célula de un diodo.
2. En un segundo nivel se modela el comportamiento eléctrico y térmico de un módulo FV a partir del primer nivel y del modelo de balance de energía térmica en un módulo FV.
3. En un tercer nivel se modela el comportamiento eléctrico de un generador FV a partir del comportamiento de módulo y su asociación en serie y/o paralelo.

Además, para realizar estudios de sombras, es necesaria la implementación del modelo de funcionamiento en polarización inversa de la célula FV; para el estudio de posibles faltas eléctricas en el generador FV es necesario implementar el modelo de aislamiento del módulo FV.

4.2. Modelo eléctrico del dispositivo fotovoltaico

En la literatura específica existen una gran cantidad de modelos que describen el comportamiento de una célula solar en función del grado de aproximación que se requiera [180-190]. Entre dichos modelos, los más utilizados son el modelo de célula con un diodo y con dos diodos. Cada uno de estos modelos tiene sus ventajas e inconvenientes, y la elección se realiza de acuerdo a un compromiso entre exactitud y sencillez.

4.2.1. Modelo ideal de célula solar con un diodo

Describe la célula solar como un circuito formado por una fuente ideal de intensidad y un diodo ideal, el cual representa la corriente de oscuridad producida durante la generación de energía en la célula.

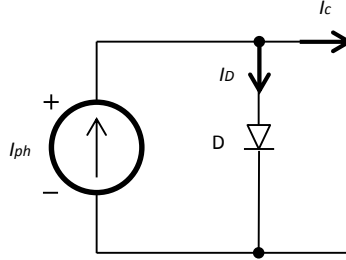


Figura 4.1. Esquema equivalente de una célula solar ideal con un diodo

La ecuación característica de este modelo para la corriente de célula I_c es:

$$I_c = I_{ph} - I_D = I_{ph} - I_o \left(\exp \left(\frac{V_c}{V_t} \right) - 1 \right) \quad (4.1)$$

donde:

- I_{ph} : Intensidad fotogenerada de una célula FV
- I_D : Intensidad del diodo
- I_o : Corriente de saturación inversa del diodo equivalente
- V_c : Tensión de célula FV
- V_t : Voltaje térmico de la célula FV

Definiendo V_t como:

$$V_t = \frac{k \cdot T_c}{e} \quad (4.2)$$

donde:

- k : Constante de voltaje térmico
- T_c : Temperatura de operación de la célula FV
- e : Carga del electrón

Normalmente I_o se considera constante al tratarse de un modelo simplificado, aunque algunos estudios [191] han comprobado que es un valor dependiente de la temperatura.

Este modelo presenta la ventaja de su simplicidad y no requiere cálculos para la obtención de parámetros. Sin embargo, no describe con suficiente exactitud el funcionamiento de la célula real.

4.2.2. Modelo real de célula solar con un diodo

La corriente de una célula (I_c) viene dado por la diferencia entre la corriente fotogenerada generada bajo condiciones de iluminación (I_{ph}) y la corriente del diodo (I_D), incluyendo las pérdidas resistivas del módulo.

$$I_c = I_{ph} - I_D - I_{Rsh} \quad (4.3)$$

donde:

I_{Rsh} : Intensidad que circula por R_{sh} en una célula FV

La corriente fotogenerada se debe a la generación de portadores dentro del semiconductor y es proporcional a la radiación solar que incide en la célula. La corriente de oscuridad es debida a la recombinación que se produce dentro del dispositivo semiconductor.

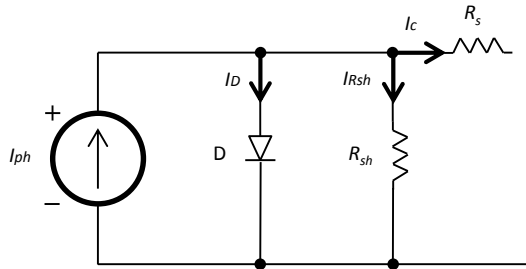


Figura 4.2. Esquema equivalente de una célula real con un diodo

Este modelo mejora el modelo ideal mediante la adición de elementos (R_s y R_{sh}) al circuito que representa de forma más precisa su comportamiento real. La resistencia serie (R_s) es la resistencia de las capas semiconductoras del metal, de los dedos metálicos de la rejilla y/o de la malla de metalización frontal; representa la caída de tensión que se produce en la célula solar como consecuencia del paso de los portadores de carga en el semiconductor hacia los contactos eléctricos. La resistencia paralelo o *shunt* (R_{sh}) representa las pérdidas que se producen debido al espesor del propio material semiconductor; representa las corrientes de fuga del semiconductor. Adicionalmente, este modelo considera un comportamiento no ideal del diodo.

La ecuación que modela la corriente de una célula real con un diodo es [187-190,192]:

$$I_c = I_{ph} - I_o \left(\exp \left(\frac{V_c + R_s \cdot I_c}{n \cdot V_t} \right) - 1 \right) - \left(\frac{V_c + R_s \cdot I_c}{R_{sh}} \right) \quad (4.4)$$

donde:

R_{sh} : Resistencia paralelo de célula FV

R_s : Resistencia serie de célula FV

n : Factor idealidad del diodo

El principal inconveniente de este modelo es la necesidad de calcular la corriente de salida (I_c) mediante métodos iterativos, al tratarse de una ecuación implícita. Así, el valor de la corriente I_c depende a su vez de su propio valor como variable de entrada. Según Lorenzo et al. [193], para las zonas próximas al punto de máxima potencia, zona de mayor interés de la célula, se puede obtener una solución razonable si la corriente de célula se aproxima a aquella que tiene en cortocircuito en condiciones STC. No obstante, la resolución de esta ecuación en todo su margen de variabilidad puede originar problemas de convergencia por la creación de bucles algebraicos.

En la expresión anterior, el parámetro R_{sh} suele tener un valor elevado (100-500Ω) [194,195], mientras que el parámetro n suele ser igual a 1.

La ecuación (4.4) no puede usarse directamente partiendo de la información disponible en las hojas de datos de fabricantes. Previamente, los parámetros I_{ph} , I_o y R_s se obtienen mediante simplificaciones [180]. Estas simplificaciones posibilitan que se exprese la corriente fotogenerada (I_{ph}) y la del diodo (I_D) como:

$$I_{ph} = I_{c,STC} \quad (4.5)$$

$$I_D = I_{c,STC} \cdot \exp \left(\frac{V_c - V_{c,OC} + R_s \cdot I_c}{n \cdot V_t} \right) \quad (4.6)$$

donde:

$I_{c,STC}$: Intensidad de célula FV en STC

$V_{c,OC}$: Tensión de célula FV en OC

4.2.3. Modelo de célula solar con dos diodos

Este modelo representa la célula solar como una asociación de una fuente de intensidad, dos diodos en paralelo, una resistencia serie y una paralelo (Figura 4.3).

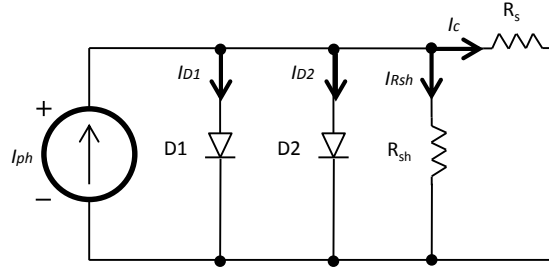


Figura 4.3. Esquema equivalente de una célula real con dos diodos

La ecuación básica que representa el comportamiento de la corriente de la célula solar (I_c) es [181,196,197]:

$$I_c = I_{ph} - I_{D1} - I_{D2} - I_{Rsh} \quad (4.7)$$

donde:

I_{D1} : Intensidad del diodo 1 en el modelo de célula de dos diodos

I_{D2} : Intensidad del diodo 2 en el modelo de célula de dos diodos

Este modelo tiene en cuenta dos corrientes de saturación inversa [183]. El diodo $D1$ representa la corriente de recombinación de los portadores de carga en el material y en la zona de carga. Mientras que el diodo $D2$ representa su difusión [187].

$$I_c = I_{ph} - I_{o1} \left(\exp \left(\frac{V_c + R_s \cdot I_c}{n_1 \cdot V_t} \right) - 1 \right) - I_{o2} \left(\exp \left(\frac{V_c + R_s \cdot I_c}{n_2 \cdot V_t} \right) - 1 \right) - \left(\frac{V_c + R_s \cdot I_c}{R_{sh}} \right) \quad (4.8)$$

donde:

I_{o1} : Corriente de saturación por recombinación

I_{o2} : Corriente de saturación por difusión

Las principales ventajas que incorpora este modelo es la posibilidad de usar diferentes tipos de tecnologías de células [197] y el ser el modelo que más se aproxima

al comportamiento real de una célula solar. Por el contrario, su desventaja está en la dificultad de obtener las variables de la doble exponencial (I_{o1} e I_{o2}) [115].

El modelo de célula real con un diodo es una simplificación del modelo real de célula con dos diodos. La teoría de Shockley [183] determina que la recombinación en la zona de carga es inexistente, y por tanto, se puede prescindir del diodo D2.

En la presente tesis doctoral se opta por adoptar el **modelo real de un diodo**, al guardar una buena relación sencillez-exactitud [180,198].

4.2.4. Modelado del efecto avalancha

El modelado descrito en los apartados anteriores describe el funcionamiento de una célula solar real cuando se polariza en directa. Sin embargo, es necesario también modelar el funcionamiento de dicha célula trabajando con polarización inversa, es decir, cuando la célula trabaja en tensiones negativas. Este fenómeno se produce en las células solares bajo condiciones de oscuridad (sombreado) [62,184,185].

Existen numerosas investigaciones sobre el comportamiento en inversa de la célula solar. A continuación se presenta una breve revisión bibliográfica ordenada cronológicamente [64].

- **Hartman et al. [199]:** usa la ecuación

$$I_c = \frac{I_{ph}(T_c, G) + I_D(V_c, T)}{1 - \left(\frac{V_c}{V_{br}} \right)^{n_m}} \quad (4.9)$$

donde:

- G : Irradiancia en el plano del módulo FV
- V_{br} : Tensión de ruptura de la unión
- n_m : Índice de Miller

En este modelo se considera I_{ph} dependiente de la temperatura y la irradiancia e I_D es dependiente de la tensión y la temperatura.

- **Spirito y Abergamo [200]:** clasifica las células en dos tipos:
 - *Tipo A:* en este tipo de célula domina el efecto avalancha.

$$I_c = \left[I_{c,SC} - I_o \cdot \left(\exp\left(\frac{V_c}{n \cdot V_t}\right) - 1 \right) \right] \cdot M(V) \quad (4.10)$$

Definiendo $M(V)$ como:

$$M(V) = \frac{1}{1 - \left(\frac{V_c}{V_{br}}\right)^{n_m}} \quad (4.11)$$

- *Tipo B:* en este tipo de células domina el efecto de la resistencia en paralelo.

$$I_c = \left[I_{c,SC} - I_o \cdot \left(\exp\left(\frac{V_c}{n \cdot V_t}\right) - 1 \right) \right] - \frac{V_c}{R_{sh}} \quad (4.12)$$

- **López Pineda [201]:** hace una clasificación de las células solares en 3 tipos; células afectadas por una baja resistencia en paralelo (Tipo I y Tipo II -Figura 4.4-); células afectadas por la avalancha (Tipo III). La ecuación que describe este modelo es:

$$I_c = \left[I_{c,SC} - I_o \cdot \left(\exp\left(\frac{V_c}{n \cdot V_t}\right) - 1 \right) \right] \cdot M(V) - \frac{V_c}{R_{sh}} \quad (4.13)$$

Con los siguientes condicionantes:

- Si $V > 0 \rightarrow M(V) = 1$.
- Si $V < 0 \rightarrow M(V) > 1$.
- Si $V = V_b \rightarrow M(V) = \infty$.

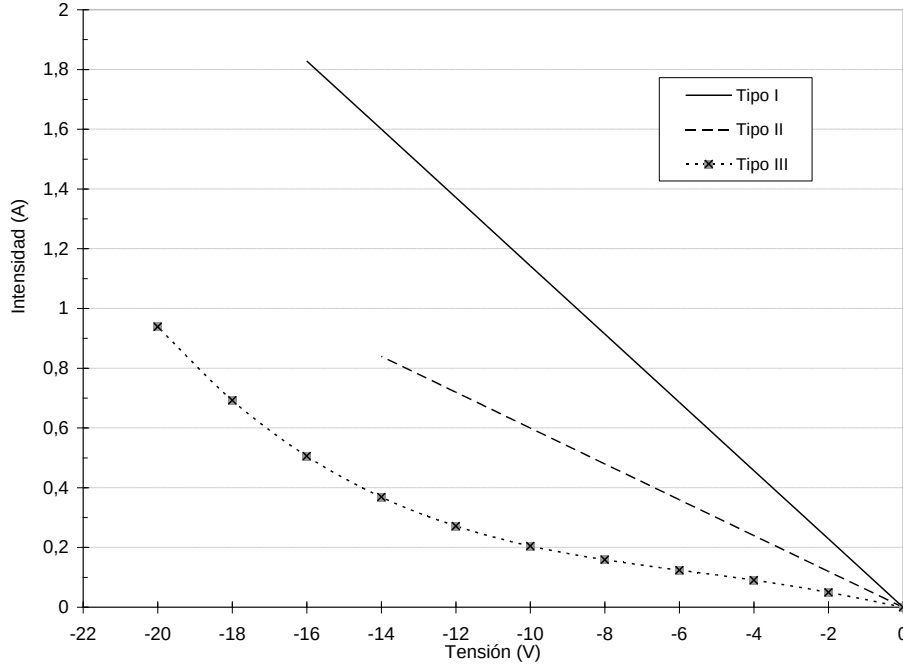


Figura 4.4. Comparativa entre los diferentes tipos de células en el modelado en inversa [201]

- **Bishop [60]:** cuando la célula trabaja en inversa, la ruptura de avalancha se expresa como un factor no lineal que afecta a la resistencia paralelo del modelo real de un diodo, modificando la ecuación (4.4) de la forma siguiente:

$$I_c = I_{ph} - I_D - I_{Rsh} - I_{av} \quad (4.14)$$

donde:

$$I_D = I_o \cdot \exp\left(\frac{V_c + R_s \cdot I_c - V_{c,OC}}{n \cdot V_t}\right) \quad (4.15)$$

$$I_{Rsh} = \frac{V_c + R_s \cdot I_c}{R_{sh}} \quad (4.16)$$

$$I_{av} = a_{av} \cdot \left(\frac{V_c + R_s \cdot I_c}{R_{sh}}\right) \cdot \left(1 - \frac{V_c + R_s \cdot I_c}{V_{br}}\right) \quad (4.17)$$

Definiendo V_{br} como:

$$V_{br} = V_{br,ref} \cdot (1 + \beta_{av} \cdot (T_c - T_{ref})) \quad (4.18)$$

donde:

a_{av} :	Fracción óhmica de la corriente de avalancha
V_{bref} :	Tensión de ruptura de referencia
β_{av} :	Coeficiente de temperatura en el efecto avalancha
T_{ref} :	Temperatura de referencia

El fenómeno de avalancha en este modelo afecta a la resistencia paralelo mientras que, en los modelos previos planteados, esta resistencia no afecta.

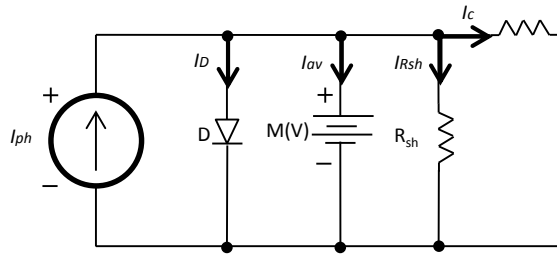


Figura 4.5. Modelo de avalancha

- **M.C. Alonso et al. [64]:** representa los mecanismos físicos que se producen cuando los módulos FVs comerciales trabajan en inversa.

La ecuación característica del modelo es:

$$I_c = \frac{I_{c,SC} - G_p \cdot V_c - c_0 \cdot V_c^2}{1 - \exp \left(B_c \cdot \left(1 - \sqrt{\frac{\Phi_T - V_{br}}{\Phi_T - V_c}} \right) \right)} \quad (4.19)$$

donde:

G_p :	Conductancia de la resistencia paralelo
c_0 :	Parámetro de curvas de oscuridad
B_e :	Parámetro casi-constante de avalancha
Φ_T :	Voltaje de unión

4.2.5. Efectos de la temperatura y la irradiancia sobre la curva I-V

Las condiciones ambientales del entorno afectan a la curva I-V de una célula solar. Los efectos que provoca el entorno en el funcionamiento de la célula solar se pueden clasificar en dos grandes grupos atendiendo a un criterio de cuantificación del efecto [180]:

- **Efectos de primer orden:** tienen una repercusión significativa en el comportamiento eléctrico de la célula.
- **Efectos de segundo orden:** afectan al comportamiento eléctrico de la célula en menor medida.

Los *efectos de primer orden* son:

- La variación de la intensidad de cortocircuito de la célula con la radiación.
- La variación de la tensión de circuito abierto con la temperatura.

La resistencia serie (R_s) es una característica intrínseca de la célula y no varía con las condiciones de operación [193]:

$$R_s = \frac{V_{c,OC,STC} - V_{c,MPP,STC} + V_t \cdot \ln \left(1 - \frac{I_{c,MPP,STC}}{I_{c,SC,STC}} \right)}{I_{c,MPP,STC}} \quad (4.20)$$

donde:

- $V_{c,OC,STC}$: Tensión de célula FV en OC y en STC
 $V_{c,MPP,STC}$: Tensión de célula FV en el MPP y en STC
 $I_{c,SC,STC}$: Intensidad de cortocircuito de célula FV en STC
 $I_{c,MPP,STC}$: Intensidad de célula en el MPP en STC

Se realiza un estudio sobre los diferentes valores que puede tomar resistencia serie para diferentes tecnologías de células solares, obteniéndose:

Tabla 4.1. Valores de resistencia serie de célula (R_s)

Tecnología	Resistencia Serie	Referencia
Si-m	0,87 – 1,67	[202]
Si-a	6,8 – 9,3	[203]
CdTe	4,9	[203]

La temperatura de la célula (T_c) es función de la temperatura ambiente, la velocidad de viento y la irradiancia [204].

$$T_c = f(G, T_a, v_f) \quad (4.21)$$

donde:

T_a : Temperatura ambiente

v_f : Velocidad de viento en las proximidades del dispositivo FV

Los efectos de segundo orden son:

- El efecto de la resistencia paralelo.
- La variación de la intensidad de cortocircuito con la temperatura.
- La variación de la tensión de circuito abierto con la radiación.
- La no linealidad del comportamiento de la célula a bajas irradiancias.
- El efecto espectral.
- El efecto del viento.
- El efecto de la irradiancia sobre la resistencia paralelo es considerado nulo [194].
- Efecto de la temperatura sobre la resistencia paralelo [195].

$$R_{sh} = R_{sho} + \frac{dR_{sh}}{dT_c} \cdot T_c \quad (4.22)$$

donde:

R_{sho} : Resistencia paralelo inicial de aislamiento del módulo FV

- Efecto de la tensión sobre la resistencia serie [195].

$$R_s = R_{so} + \frac{dR_s}{dV_c} \cdot V_c \quad (4.23)$$

donde:

R_{so} : Resistencia serie inicial de aislamiento del módulo FV

Considerando conjuntamente los efectos de primer y segundo orden sobre la intensidad y tensión, se tiene que:

La variación de la $I_{c,SC}$ con la temperatura y la radiación se expresa como:

$$I_{c,SC}(G, T_c) = I_{c,SC,STC} \cdot \frac{G}{G_{STC}} \cdot [1 + \alpha_T \cdot (T_c - T_{c,STC})] \quad (4.24)$$

donde:

G_{STC} : Irradiancia en condiciones STC

α_T : Coeficiente de compensación de la corriente debido a la temperatura

$T_{c,STC}$: Temperatura de célula FV en STC

La variación de la $V_{c,OC,STC}$ con la radiación y la temperatura se expresa como:

$$V_{c,OC}(G, T_c) = [V_{c,OC,STC} + \beta_T \cdot (T_c - T_{c,STC})] \left[1 + \rho_{OC} \cdot \ln \left(\frac{G}{G_{STC}} \right)^2 \right] \quad (4.25)$$

donde:

β_T : Coeficiente de compensación de la tensión debido a la temperatura

ρ_{OC} : Coeficiente de compensación de la tensión debido a la irradiancia

Se realiza un estudio sobre los diferentes valores que pueden tomar los coeficientes de variación de intensidad y tensión para diferentes tecnologías de células solares, obteniéndose:

Tabla 4.2. Coeficientes α y β en diferentes tecnologías de células solares

Tecnología	Parámetro		Referencias
	α (%)	β (%)	
Si-m	0,01 – 0,08	(-0,0262) – (-0,43)	[205,206,207]
Si-p	0,013 – 0,064	(-0,342) – (-0,44)	[205-207,208]
Si-a	0,028 – 0,1	(-0,31) – (-0,43)	[205-208,209]
Si-Película delgada	0,018 – 0,084	(-0,438) – (-0,46)	[207,208]
Si-carbon	0,06	(-0,364) – (-0,43)	[209]
Si-EFG	0,1	-0,43	[206]
CIGS	0,002 – 0,03	-0,24	[198,205,210]
CdTe	0,019 – 0,04	-0,36	[205,208]

Los efectos que provocan la irradiancia y la temperatura de operación de la célula sobre su tensión y corriente de operación se representan mediante los coeficientes de

correlación C_I y C_V . Dichos coeficientes proporcionan la tasa de cambio de la intensidad de cortocircuito y de la tensión de circuito abierto debido a G y a T_c .

Las respectivas expresiones son:

$$C_I = \frac{I_{c,SC}(G, T_c)}{I_{c,SC,STC}} \quad (4.26)$$

$$C_V = \frac{V_{c,OC}(G, T_c)}{V_{c,OC,STC}} \quad (4.27)$$

Los estudios de rendimiento del módulo han sugerido que los coeficientes de correlación de $I_{c,MPP}$ y $V_{c,MPP}$ son necesarios para predecir las diferentes condiciones de operación de la célula.

4.2.6. Variables que caracterizan el funcionamiento de un dispositivo fotovoltaico

La caracterización de la potencia entregada por un dispositivo FV en función de su “calidad” se lleva a cabo mediante una variable eléctrica denominada factor de forma (FF). Así, el valor de esta variable es siempre menor que la unidad mostrando la influencia de los parámetros R_s y R_{sh} del dispositivo FV sobre su potencia máxima entregable. La variable FF mejora para valores elevados de R_{sh} y bajos de R_s [211].

El factor de forma del dispositivo FV (FF_D) se define como la relación entre la potencia máxima extraíble del dispositivo FV (punto MPP, $P_{D,MPP}$) y el producto de su corriente de cortocircuito ($I_{D,SC}$) y su tensión de circuito abierto ($V_{D,OC}$) [193]:

$$FF_D = \frac{P_{D,MPP}}{I_{D,SC} \cdot V_{D,OC}} = \frac{I_{D,MPP} \cdot V_{D,MPP}}{I_{D,SC} \cdot V_{D,OC}} \quad (4.28)$$

donde:

$I_{D,MPP}$: Intensidad del dispositivo FV en el MPP

$V_{D,MPP}$: Tensión del dispositivo FV en el MPP

Este FF_D se puede expresar de forma empírica como [212]:

$$FF_D = \frac{V_{D,OC} - \frac{k \cdot T_c}{e} \cdot \ln \left[\frac{e \cdot V_{D,OC}}{k \cdot T_c} + 0,72 \right]}{V_{D,OC} + \frac{k \cdot T_c}{e}} \quad (4.29)$$

donde:

- k : Constante de voltaje térmico
 e : Carga del electrón

El valor de la variable FF_D de un dispositivo FV depende del tipo material utilizado; para células de silicio cristalino el valor oscila entre 0,75 y 0,85 [213]; para células de silicio amorfo el valor oscila entre 0,5 y 0,7 [213].

La caracterización de la modificación de la potencia entregada por un dispositivo FV bajo condiciones de sombreado se lleva a cabo mediante la variable denominada pérdida relativa de potencia (RPL_D) [192].

$$RPL_D = \frac{P_{D,MPP,US} - P_{D,MPP,PS}}{P_{D,MPP,US}} \quad (4.30)$$

donde:

- $P_{D,MPP,US}$: Potencia del dispositivo FV sin sombra en el MPP
 $P_{D,MPP,PS}$: Potencia del dispositivo FV parcialmente sombreado en el MPP

Esta variable también puede utilizarse para caracterizar la modificación de la potencia entregada por un dispositivo FV debido a la dispersión de parámetros de sus dispositivos FVs individuales. Estas pérdidas se acentúan en el caso de sombreados (parcial o total) de una o varias células conectadas en serie en el módulo FV.

$$RPL_D = \frac{P_{D,MPP,sin\ dispersion} - P_{D,MPP,con\ dispersion}}{P_{D,MPP,sin\ dispersion}} \quad (4.31)$$

donde:

- $P_{D,MPP,sin\ dispersion}$: Potencia del dispositivo FV sin dispersión en el MPP
 $P_{D,MPP,con\ dispersion}$: Potencia del dispositivo FV con dispersión en el MPP

La caracterización de la modificación del punto de funcionamiento de un dispositivo FV bajo condiciones de sombra se lleva a cabo mediante la variable denominada variación de la tensión del dispositivo FV en el MPP ($\Delta V_{D,MPP}$) [64]:

$$\Delta V_{D,MPP} = \frac{V_{D,MPP,PS}}{V_{D,MPP,US}} \quad (4.32)$$

donde:

$V_{D,MPP,PS}$: Tensión del dispositivo FV parcialmente sombreado en el MPP

$V_{D,MPP,US}$: Tensión del dispositivo FV sin sombras en el MPP

4.3. Modelo térmico del módulo fotovoltaico

4.3.1. Introducción

Las condiciones meteorológicas, la configuración serie-paralelo de ramas, las características físicas y térmicas del material (transmitancia del cristal τ_c y absorptancia α_c) y las condiciones ambientales [204,214,215] afectan al comportamiento de la temperatura de operación de la célula FV (T_c).

Los estudios sobre la temperatura de operación de la célula se realizan mediante un balance de energía de entrada y salida en estado estacionario y en estado no estacionario (dinámico).

Bajo condiciones estacionarias, se establece una clasificación de las diferentes correlaciones de temperatura de célula (T_c) existentes en la bibliografía específica según sean correlaciones implícitas y explícitas. Las correlaciones implícitas son aquellas en las que el valor de T_c depende de sí mismo o de una variable dependiente de ésta (p. ej. $\eta_c(T_c)$). Estas correlaciones expresan T_c en función de T_a siempre [216-219] y, a veces además, en función de condiciones NOCT [218-227]. Las correlaciones explícitas son aquellas en las que el valor de T_c depende de variables independientes (p. ej. G , T_a , v_w) y de las condiciones de referencia (p. ej. NOCT). En este grupo podemos diferenciar entre las ecuaciones que dependen de la velocidad del viento (v_w) [208,218,227-229] y las que no dependen [215, 230-245].

Bajo condiciones dinámicas, Knaup et al. [246] calculan la capacidad térmica del módulo a través de medidas experimentales y las compara con el modelo de transferencia de calor en condiciones no estacionarias. Jones et al. [215] realiza un

balance de energía en estado dinámico con el fin de calcular las variaciones temporales de T_c .

El modelo dinámico se basa en el exhaustivo estudio del comportamiento térmico del dispositivo FV. No obstante, hay que resaltar que la constante de tiempo² de variación de alguna de las variables meteorológicas (p. ej. la G tiene variaciones del orden de 600 W/m^2 en 5 s.) [247,248] es, en general, mucho menor que la correspondiente al sistema térmico del dispositivo FV (7 min) [215]. La radiación solar puede ser una variable muy fluctuante. Así, cambios en las condiciones meteorológicas locales, debido al movimiento de las nubes, provocan variaciones en la radiación solar [249]. Estas fluctuaciones se caracterizan con tres parámetros básicos [247]:

- Magnitud.
- Velocidad de la transición entre cielo claro y nublado.
- Persistencia de la fluctuación³.

En general, el modelo más extendido para determinar T_c se basa en un balance de energía bajo condiciones estacionarias y referidas a condiciones NOCT⁴ [180,214,215]. Sin embargo, este modelo introduce un error significativo en la estimación de T_c para elevadas velocidades del viento [204,214] y en estado transitorio [114,215]. Así, durante periodos de tiempo en los que hay rápidas fluctuaciones de irradiancia, el tiempo de respuesta debido a la masa térmica es significativo.

Esta dificultad se supera mediante la aplicación de un modelo térmico dinámico [204,214,215].

4.3.2. Balance de energía

El ambiente térmico que establece instantáneamente el valor de la temperatura de operación del módulo FV es muy complejo. Como resultado del proceso interno que tiene lugar dentro del material semiconductor durante su exposición a los fotones, una gran parte de la radiación recibida se degrada en forma de calor. Los mecanismos clásicos de transferencia de calor son la conducción, convección (libre o forzada) y radiación. La potencia eléctrica generada por el dispositivo FV también es incluida en el

² La constante de tiempo de un sistema es el tiempo necesario para completar el 63,2 % del cambio total en la respuesta, en un sistema de primer orden, ante una excitación de impulso o escalón.

³ La persistencia de la fluctuación define el intervalo de tiempo entre las variaciones significativas de la radiación solar.

⁴ Las condiciones NOCT son $G = 800 \text{ W/m}^2$; $T_a = 25 \text{ }^\circ\text{C}$; $v_w = 1 \text{ m/s}$ y sin carga eléctrica ($P_{mod} = 0 \text{ W}$).

modelo. Normalmente, los mecanismos de convección y radiación se consideran relevantes mientras que la transferencia de calor por conducción apenas influye en el modelado. Estos mecanismos normalmente afectan de forma simultánea a la parte posterior y frontal del módulo FV [204].

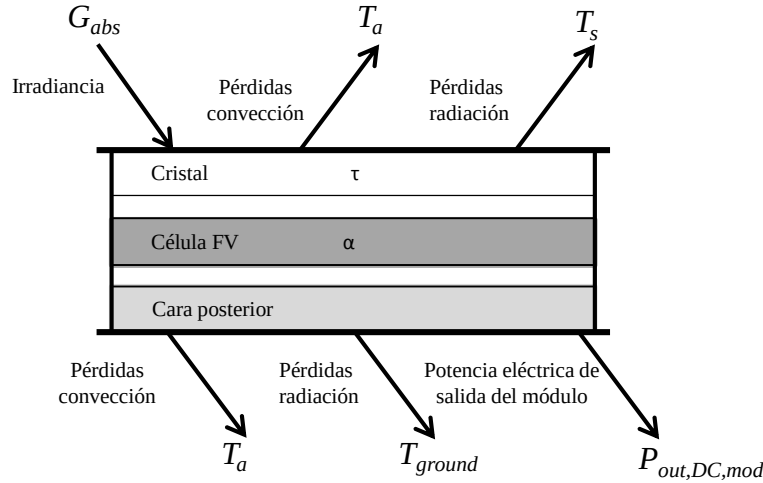


Figura 4.6. Esquema del balance de energía de un módulo [150]

El balance energético a un módulo se expresa como:

$$\Delta E = E_{ent} - E_{sal} \quad (4.33)$$

donde:

E_{ent} : Energía de entrada en un módulo FV

E_{sal} : Energía de salida en un módulo FV

La energía de entrada (E_{ent}) viene dada por la irradiancia recibida en el material semiconductor (G_{abs}); la energía de salida (E_{sal}) se debe a los mecanismos de transferencia de calor: conducción de energía en el material (q_{cond}), convección con el aire de los alrededores (q_{conv}) y radiación por estar el material a una temperatura determinada (q_{rad}). Además, como energía de salida se tiene la potencia eléctrica proporcionada por el módulo ($P_{out,DC,mod}$) [215]:

$$\Delta E = G_{abs} - (q_{cond} + q_{conv} + q_{rad}) - P_{out,DC,mod} \quad (4.34)$$

La variación de energía en el módulo conlleva un cambio de temperatura que se expresa como:

$$C_{\text{mod}} \cdot \frac{dT_c}{dt} = (\tau \cdot \alpha) \cdot G \cdot A_{\text{mod}} - (q_{\text{conv}} + q_{\text{rad}}) \cdot A_{\text{mod}} - P_{\text{out,DC,mod}} \quad (4.35)$$

donde:

A_{mod} : Área de módulo

C_{mod} : Capacidad térmica del módulo FV

Las pérdidas de potencia que se producen en un módulo FV se pueden expresar como una función del coeficiente térmico de pérdidas (U_L) [204]:

$$q_{\text{conv}} + q_{\text{rad}} = U_L \cdot (T_c - T_a) \quad (4.36)$$

donde:

T_c : Temperatura de operación de la célula FV

T_a : Temperatura ambiente

En la ecuación (4.35), el término $(\tau \cdot \alpha)$ es complejo de obtener mediante ensayos en los módulos FVs, y por tanto, sus valores son difíciles de conseguir. Se plantea por tanto un método alternativo de obtención de estos parámetros basado en las condiciones NOCT del módulo.

Así, la ecuación (4.35) se transforma en:

$$0 = (\tau \cdot \alpha) \cdot G_{\text{TONC}} \cdot A_{\text{mod}} - U_{L,\text{TONC}} \cdot (T_{c,\text{TONC}} - T_{a,\text{TONC}}) \cdot A_{\text{mod}} - 0 \quad (4.37)$$

donde:

G_{TONC} : Irradiancia en condiciones NOCT

$U_{L,\text{TONC}}$: Coeficiente térmico de pérdidas en NOCT

$T_{c,\text{TONC}}$: Temperatura de célula FV en NOCT

$T_{a,\text{TONC}}$: Temperatura ambiente en condiciones NOCT

Despejando en la ecuación (4.37) se obtiene:

$$\tau \cdot \alpha = \frac{U_{L,\text{TONC}}}{G_{\text{TONC}}} \cdot (T_{c,\text{TONC}} - T_{a,\text{TONC}}) \quad (4.38)$$

Combinando la ecuación (4.35), (4.36) y (4.38):

$$C_{\text{mod}} \cdot \frac{dT_c}{dt} = \left(\frac{G}{G_{\text{TONC}}} \cdot U_{L,\text{TONC}} \cdot (T_{c,\text{TONC}} - T_{a,\text{TONC}}) \right) \cdot A_{\text{mod}} - U_L \cdot (T_c - T_a) \cdot A_{\text{mod}} - P_{\text{out,DC,mod}} \quad (4.39)$$

El coeficiente térmico de pérdidas U_L comprende la contribución de la radiación y la convección a la temperatura de operación. La convección es una combinación de los efectos del viento (convección forzada) y de la convección libre.

$$U_L = h_{rs} + h_{\text{conv,free}} + h_{\text{conv,w}} \quad (4.40)$$

donde:

- h_{rs} : Coeficiente de transferencia de calor por radiación
- $h_{\text{conv,free}}$: Coeficiente de transferencia de calor por convección libre
- $h_{\text{conv,w}}$: Coeficiente de transferencia de calor por convección del viento

En días calmados, y en la parte posterior del módulo, la convección libre es la que tiene mayor importancia. Cuando se expone la parte frontal del módulo a los efectos del viento, la convección forzada es la que predomina [204].

4.3.3. Capacidad térmica del módulo

La capacidad térmica de un módulo se define como la cantidad de calor que es necesario suministrar al módulo FV para aumentar su temperatura un grado Celsius.

Para calcular la capacidad térmica de un módulo FV, éste se considera formado por de tres capas [180,215,261-267]:

- Un cristal de vidrio.
- Una capa formada por tres substratos:
 - Una capa de un material polímero transparente (*Polyvinyl Butyral* –PVB– o *Ethylene-vinyl acetate* –EVA–).
 - Una capa de células solares FVs.
 - Una capa encapsulante de polímero transparente (PVB o EVA).
- Un sustrato trasero de aluminio anodizado, cristal o polímeros (*Mylar* o *Tedlar*).

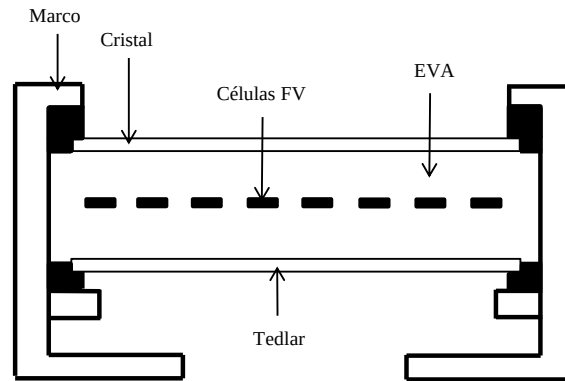


Figura 4.7. Esquema ilustrativo de las capas de un módulo FV típico [251]

La temperatura del módulo en las tres capas del módulo se considera uniforme.

La capacidad térmica del módulo (C_{mod}) se obtiene como la suma de las capacidades térmicas de los elementos que lo componen de forma individual [215]:

$$C_{mod} = \sum_i A_{mod} \cdot d_i \cdot \rho_i \cdot C_i \quad (4.41)$$

donde:

d_i : Profundidad del material i en el módulo FV

C_i : Capacidad térmica específica del material i

ρ_i : Densidad del material i

Tabla 4.3. Datos de capacidad térmica del módulo BP 585 [243]

Elemento del módulo	ρ_i (kg/m ³)	C_i (J/kg·K)	d_i (m)	A_{mod} (m ²)	C_{mod} (J/K)
Células FV de Si-m	2.330	677	0,0003	0,51	241,3
Laminado de Tedlar-Polyester	1.200	1.250	0,0005	0,51	382,5
Cristal de vidrio	3.000	500	0,003	0,51	2.295
Total					2.918,8

4.3.4. Transferencia de calor por radiación

La radiación es la energía emitida por la materia que se encuentra a una temperatura determinada. Se puede atribuir a cambios en la configuración electrónica de los átomos y es transportada por ondas electromagnéticas o por fotones [257]. Es más eficiente en el vacío que en otro medio material.

El flujo de calor emitido por radiación (E_r) en el módulo FV viene establecido por la Ley de Stefan-Boltzmann mediante [257]:

$$E_r = k_b \cdot \varepsilon_g \cdot T_s^4 \quad (4.42)$$

donde:

- k_b : Constante de Boltzmann
- ε_g : Emisividad del cristal del módulo FV
- T_s : Temperatura del cielo

El flujo de calor absorbido por radiación (G_{abs}) en el módulo FV, proveniente del Sol, puede expresarse como [257]:

$$G_{abs} = \tau_c \cdot \alpha_c \cdot G \quad (4.43)$$

donde:

- α_c : Absortancia del cristal del módulo FV
- τ_c : Transmitancia del cristal del módulo FV

Si realizamos un balance global, la radiación neta (Q_{rad}) en el módulo será⁵:

$$Q_{rad} = \frac{q_{rad}}{A_{mod}} = k \cdot \varepsilon_g \cdot T_s^4 - \tau_c \cdot \alpha_c \cdot G = \varepsilon_g \cdot k_b \cdot \tau_c \cdot (T_s^4 - T_a^4) \quad (4.44)$$

Así, el calor por radiación (q_{rad}) queda como:

$$q_{rad} = h_{rs} \cdot A_{mod} \cdot (T_s - T_a) \quad (4.45)$$

El coeficiente de pérdidas por radiación (h_{rs}) para módulos FVs puede expresarse⁶ [204,214]:

$$h_{rs} = k \cdot \varepsilon_g \cdot \frac{(T_c^2 + T_s^2) \cdot (T_c + T_s) \cdot (T_c - T_s)}{(T_c - T_a)} \quad (4.46)$$

⁵ Se supone que el módulo se comporta como cuerpo gris ($\alpha = \varepsilon$).

⁶ El coeficiente de radiación bajo T_s depende de T_a . Para la estimación de T_s , se usa la expresión $T_c = 0,0522 \cdot T_a^{1,5}$

4.3.5. Transferencia de calor por convección

La transferencia de calor por convección tiene lugar debido al movimiento de un fluido (aire) alrededor de una superficie cuando existe una diferencia de temperatura entre ellos [257].

La convección se clasifica de acuerdo con la naturaleza del flujo en: convección libre y convección forzada. La convección forzada se da cuando el flujo es causado por medios externos (p. ej. viento). La convección libre el flujo es inducido por fuerzas de empuje que surgen a partir de las diferencias de densidad causadas por variaciones de temperatura en el fluido.

Las pérdidas de calor por convección (q_{conv}) se pueden cuantificar por [257]:

$$q_{conv} = h_{conv} \cdot A_{mod} \cdot (T_{mod} - T_{\infty}) \quad (4.47)$$

donde:

T_{mod} :	Absortancia del cristal del módulo FV
T_{∞} :	Transmitancia del cristal del módulo FV
h_{conv} :	Coefficiente de pérdidas por convección

El coeficiente de pérdidas por convección se puede dividir en el coeficiente de pérdidas por convección libre y el coeficiente de pérdidas por convección forzada. El coeficiente de pérdidas por convección libre ($h_{conv,free}$) para módulos FVs puede determinarse mediante⁷ [204,214]:

$$h_{conv,free} = 1,78 \cdot (T_c - T_a)^{1/3} \quad (4.48)$$

El coeficiente de pérdidas por convección forzada ($h_{conv,w}$), es decir, por el viento, viene dado por [204,214]:

$$h_{conv,w} = 8,91 + 2 \cdot v_f \quad (4.49)$$

La Figura 4.8 muestra los valores comparativos de los diferentes coeficientes de convección para unas condiciones meteorológicas dadas ($G = 1.000 \text{ W/m}^2$ y $T_a = 25 \text{ °C}$).

⁷ Para superficies verticales, la constante tiene un valor de 1,31.

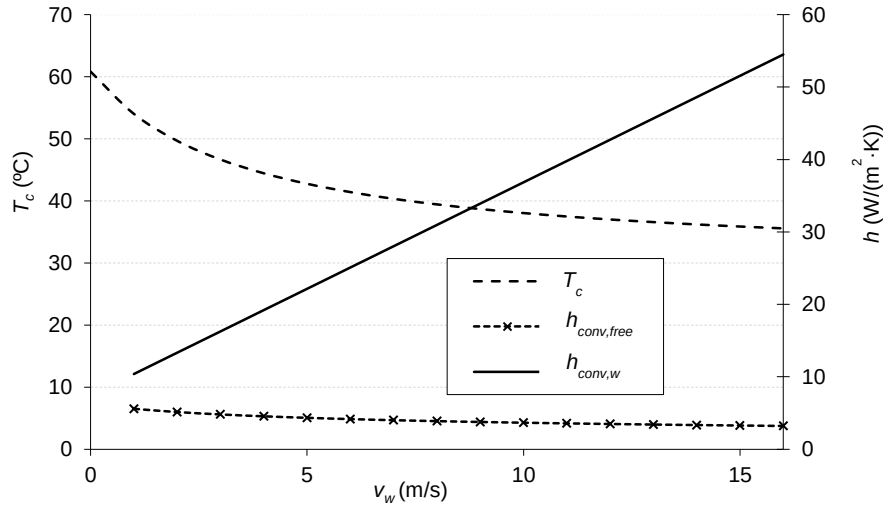


Figura 4.8. Comparativa de los coeficientes de convección [140]

El uso de la ecuación (4.50) se limita a sistemas FVs con instalación libre (*free-standing*). Para otro tipo de montaje (p. ej. sistema FV integrado en techo o en fachada) se utiliza el coeficiente de montaje (ω) que modela la influencia del nuevo flujo del viento entorno al módulo. El coeficiente de montaje se define a partir de la relación de parámetros de Ross (K) [204]:

$$\omega = \frac{K_{\text{integration category}}}{K_{\text{free-standing}}} \quad (4.50)$$

donde:

$K_{\text{integration category}}$: Parámetro de Ross para la categoría de integración

$K_{\text{free-standing}}$: Parámetro de Roos para montaje libre

La tabla siguiente ilustra los valores típicos del parámetro de Ross y su coeficiente de montaje asociado para cada tipo de instalación [204].

Tabla 4.4. Tabla de parámetro de Ross

Condición	K	ω
Instalación libre	0,021	1,000
Sobre tejado	0,026	1,238
Sobre tejado: bien ventilado	0,02	0,952
Sobre tejado: mal ventilado	0,034	1,619
Sobre tejado: integrado	0,056	2,667
Integrado en fachada: célula transparente	0,046	2,190
Integrado en fachada: célula opaca	0,054	2,571

El coeficiente de montaje permite obtener una generalización del coeficiente de pérdidas por convección forzada para cualquier instalación, expresándose como una combinación de las ecuaciones (4.50) y (4.51):

$$h_{conv,w} = \frac{8,91 + 2 \cdot v_f}{\omega} \quad (4.51)$$

Para la aplicación de la ecuación (4.52) es necesario conocer el valor del viento en la superficie del módulo. Esta velocidad del viento es una variable meteorológica compleja de obtener, debido a que su magnitud depende en gran medida de la altura y de la rugosidad del terreno. Los obstáculos del suelo modifican el flujo del viento a nivel superficial [258].

La dependencia de la velocidad del viento con la altura ($v_f(z)$) y la rugosidad viene establecida por la Ley exponencial de Hellmann [259]:

$$v_f(z) = v_{f0} \cdot \left(\frac{z}{z_0} \right)^{\alpha_H} \quad (4.52)$$

donde:

- v_{f0} : Velocidad del viento en la altura inicial
- z : Altura z
- z_0 : Altura z_0
- α_H : Coeficiente exponencial de Hellmann

Definiendo α_H como:

$$\alpha_H = \frac{1}{\ln\left(\frac{15,25}{z_0}\right)} \quad (4.53)$$

El coeficiente α varía con la hora del día, la estación, el tipo de terreno, la velocidad del viento y la estabilidad atmosférica. En general, α aumenta con la rugosidad del terreno y disminuye con la velocidad y con el grado de estabilidad atmosférica, pero en la ecuación (4.52) sólo depende de la rugosidad [259].

Tabla 4.5. Tabla de exponente de Hellmann

Tipo de terreno	Exponente de Hellmann (α)
Lugares llanos con hielo o hierba	0,08 - 0,12
Lugares llanos (mar, costa)	0,14
Terrenos poco accidentados	0,13 - 0,16
Zonas rústicas	0,2
Terrenos accidentados o bosques	0,2 - 0,26
Terrenos muy accidentados o ciudades	0,25 - 0,4

Los instrumentos que miden la velocidad del viento (anemómetros) se sitúan en altura (40, 60 y 80 m). Por tanto, la velocidad medida por estos instrumentos (v_w) difiere de la velocidad del viento en la superficie del módulo (v_f). Para resolver este inconveniente, se opta por aplicar la siguiente correlación [260,261]:

$$v_f = \frac{v_w + 0,5}{0,68} \quad (4.54)$$

4.4. Modelo de aislamiento del módulo fotovoltaico

4.4.1. Introducción

El papel fundamental del sistema de aislamiento del módulo FV es aislar el circuito eléctrico activo del entorno externo para garantizar la seguridad personal y del sistema, en incidentes particulares, y minimizar las corrientes de fuga, a lo largo de su vida útil, manteniendo estable su fiabilidad y rendimiento.

El aislamiento eléctrico es ciertamente una variable crucial para garantizar el rendimiento y fiabilidad estable del módulo FV, y por tanto, del generador. Así, la corriente de fuga de un módulo FV (de μA a nA) es responsable de un amplio rango de efectos de degradación que limitan la vida útil [262], categorizados bajo el nombre

genérico de corrosión electroquímica, e investigados por el Jet Propulsión Laboratory [104,105,263]. Esta corriente se encuentra en módulos de cualquier diseño y es inducida por tensiones de prueba elevada entre las células y el marco (≥ 100 V) [111,264-266]. En general, la corrosión electroquímica es responsable del incremento de la resistencia serie y el decremento de la resistencia paralelo de la célula FV [104,262,267-269], originando un descenso de su rendimiento [109,110] y la posible ruptura del aislamiento [93,110,262]. La transferencia de carga total se usa como medida directa del nivel de daño por corrosión. Así, en la década de 1980 se estableció un criterio de vida útil para módulos de silicio cristalino [104,110] y lámina delegada [270], que posteriormente se modificó en [264,271].

Por otra parte, el aislamiento eléctrico (resistencia de aislamiento) de un generador FV también es una variable clave para alcanzar una operación segura para las personas. Así, la resistencia de aislamiento de un generador FV flotante varía desde $k\Omega$ hasta $M\Omega$ (bajo condiciones de operación normales), dependiendo del tamaño del generador, características de aislamiento del módulo, y condiciones meteorológicas. Este aislamiento garantiza que las partes activas del generador FV no sean accesibles y que sus masas no sean peligrosas. Sin embargo, en incidentes particulares, como una falta de aislamiento o un contacto directo, es decir, bajo condiciones de operación con faltas peligrosas, la resistencia de aislamiento decrece fuertemente. Basado en este resultado, se aconseja el uso de una medida de protección “activa” frente al choque eléctrico [18] mediante el uso de un dispositivo de protección que monitoriza esta variable de control y deshabilita el generador cuando la variable medida está por debajo del umbral de ajuste, que protege del choque eléctrico.

Para un generador FV flotante, el valor más bajo de su resistencia de aislamiento, sin faltas de aislamiento, condiciona el punto de ajuste previo y, por tanto, el nivel de protección alcanzado. Las medidas presentadas en [102] garantizan la compatibilidad entre los valores más bajos de aislamiento y el punto de ajuste requerido [105] para garantizar la protección frente al choque eléctrico.

4.4.2. Circuito eléctrico equivalente para el aislamiento del módulo/generador fotovoltaico

Las normas para medir la resistencia de aislamiento de un módulo [272,273-287] o generador FV [277-279] fijan el cortocircuito de ambos durante el ensayo. La medida, mediante un medidor de aislamiento (Megger) [280], se determina a partir de la relación

entre la tensión de ensayo continua aplicada ($V_T \geq 500$ V) y la corriente resultante $i(t)$ (Figura 4.9). Esta corriente está constituida por tres componentes: corriente de carga de capacidades, corriente de absorción y corriente de fuga. El transitorio de cada una de estas componentes de corriente evoluciona de forma diferente cuando la tensión de ensayo es aplicada:

- La primera componente decae a medida que el aislamiento se va cargando hasta la tensión aplicada. En un módulo FV, el marco metálico y las células cortocircuitadas constituyen las placas metálicas de un condensador, donde el aislamiento lo constituye el material aislante.
- La segunda componente decae con una tasa menor.
- Finalmente, la corriente de fuga crece rápidamente a un valor estable, y, permanece constante para la tensión aplicada, bajo condiciones meteorológicas estables. Los diferentes caminos de la corriente de fuga se identifican en [111,264,269]. La estabilización de los transitorios asociados a estas corrientes son de 1-2 minutos [115,275,276,281].

El modelo de circuito eléctrico equivalente que simula el comportamiento del aislamiento del módulo FV se define a partir de la respuesta transitoria de la corriente resultante cuando se mide este aislamiento. Así, el modelo de módulo FV [102] tiene una capacidad de fuga $C_{ISO,mod}$, una resistencia de aislamiento serie $R_{s_ISO,PVM}$ y una paralelo $R_{sh_ISO,PVM}$ (Figura 4.9–a–). En la opción de circuito abierto debe ser incluida una fuente de tensión de valor $V_{OC,mod}$. (Figura 4.9 –b–). Además, la resistencia y la capacidad de aislamiento del módulo se han balanceado hacia los dos lados de la fuente de tensión. El modelo correspondiente para el generador FV completo se determina asociando los modelos de cada módulo.

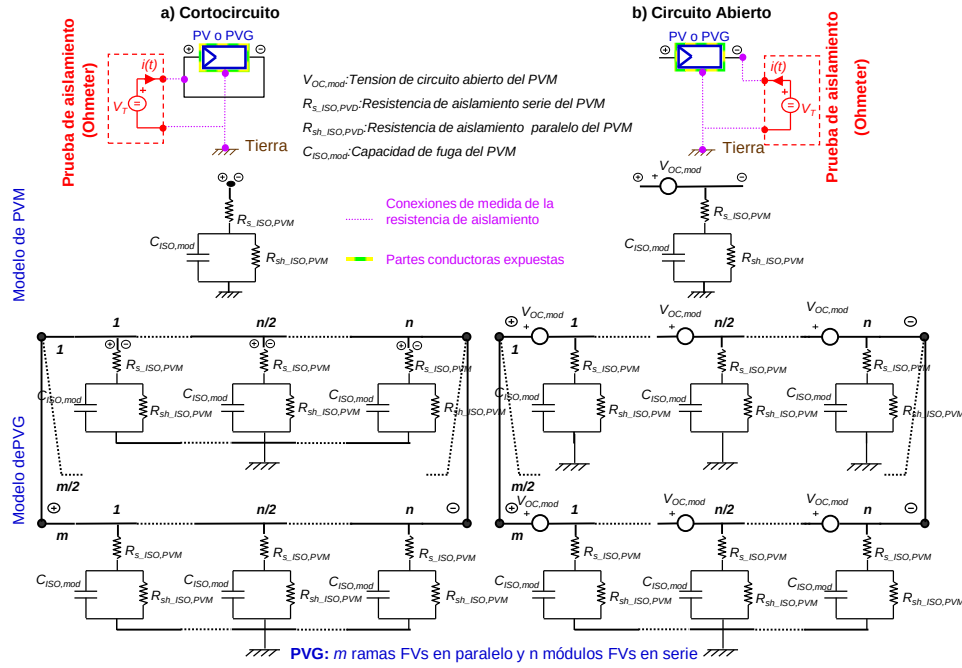


Figura 4.9. Modelo de circuito eléctrico equivalente para el aislamiento de un módulo y generador FV: a) en cortocircuito y b) en circuito abierto

En cortocircuito (Figura 4.9 –a–), el valor transitorio teórico de la medida de aislamiento del generador, esto es, la impedancia de aislamiento del generador ($Z_{ISO,G}$), se determina usando el enfoque clásico para análisis de transitorios en el circuito RC de primer orden resultante:

$$Z_{ISO,G}(t) = \frac{R_{ISO,G}}{1 + F e^{-\frac{t}{\tau}}} \quad (4.55)$$

donde:

$R_{ISO,G}$: Resistencia de aislamiento del generador FV

τ : Constante de tiempo de aislamiento

El parámetro F viene dado por:

$$F = \frac{R_{sh_ISO,PVM}}{R_{s_ISO,PVM}} \quad (4.56)$$

donde:

$R_{sh_ISO,PVM}$: Resistencia paralelo de aislamiento del módulo FV

$R_{s_ISO,PVM}$: Resistencia serie de aislamiento del módulo FV

La impedancia de aislamiento del generador FV ($R_{ISO,G}$) en régimen permanente, es decir, la resistencia de aislamiento del generador FV, se define por:

$$R_{ISO,G} = \frac{R_{s_ISO,PVM} + R_{sh_ISO,PVM}}{m_p \cdot n_s} \quad (4.57)$$

donde:

m_p : Número de ramas en paralelo en el generador FV

n_s : Número de módulos en serie en una rama

La constante tiempo es dada por:

$$\tau = C_{ISO,mod} \cdot \frac{R_{s_ISO,PVM} \cdot R_{sh_ISO,PVM}}{R_{s_ISO,PVM} + R_{sh_ISO,PVM}} \quad (4.58)$$

donde:

$C_{ISO,mod}$: Capacidad de aislamiento del módulo FV

Los valores individuales de $R_{s_ISO,PVM}$ y $R_{sh_ISO,PVM}$ se pueden obtener a partir de dos medidas proporcionadas por el Megger en el transitorio asociado con la medida de aislamiento del generador FV, por ejemplo medidas del 50 y 100% del valor de régimen permanente. Estas medidas conducen a la ecuación siguiente que nos permite determinar el parámetro F :

$$F - \exp\left[\frac{t_{50}}{R_{ISO,G} \cdot C_{ISO,mod}} \cdot \frac{(F+1)^2}{F}\right] = 0 \quad (4.59)$$

donde:

t_{50} : Tiempo necesario para alcanzar el 50% del valor del régimen permanente

F : Parámetro de aislamiento

Así, $R_{s_ISO,PVM}$ y $R_{sh_ISO,PVM}$ se definen mediante:

$$R_{s_ISO,PVM} = R_{s_ISO,G} \cdot \frac{m_p + n_s}{1 + F} \quad (4.60)$$

$$R_{sh,ISO,PVM} = F \cdot R_{s,ISO,PVD} \quad (4.61)$$

4.5. Modelo del seguidor del punto de máxima potencia del inversor

Un generador FV tiene unas características no lineales (curvas $I-V$ y $P-V$) que cambian con las condiciones meteorológicas, modificando las condiciones de trabajo del inversor FV que tiene conectado.

Dadas unas condiciones meteorológicas, existe una única carga eléctrica que hace trabajar al generador en su punto de máxima potencia (MPP). Este punto se obtiene resolviendo matemáticamente de forma iterativa las siguientes ecuaciones:

$$P_G = V_G \cdot I_G \quad (4.62)$$

donde:

V_G : Tensión del generador FV

I_G : Intensidad del generador FV

$$\left(\frac{dP}{dV} \right)_{MPP} = 0 \quad (4.63)$$

El MPPT es un dispositivo electrónico (convertidor DC/DC variable) que incluye un algoritmo de control (Figura 4.10). El convertidor DC/DC modifica el nivel de tensión del generador al nivel adecuado para la carga (batería o inversor). La modificación de la tensión, de acuerdo a las variables meteorológicas, se lleva a cabo mediante la adaptación de la impedancia de entrada variable (R_i) que hace trabajar al generador FV en su MPP. Esta impedancia de entrada (R_i) varía en función de la impedancia de la carga (R_L) y el ciclo de trabajo (D). El algoritmo de control del MPPT modifica el ciclo de trabajo ($0 \leq D \leq 1$) y, por tanto, la tensión de entrada, operando así el generador en su MPP. Este proceso se repite de forma continua adaptándose a las condiciones meteorológicas variables.

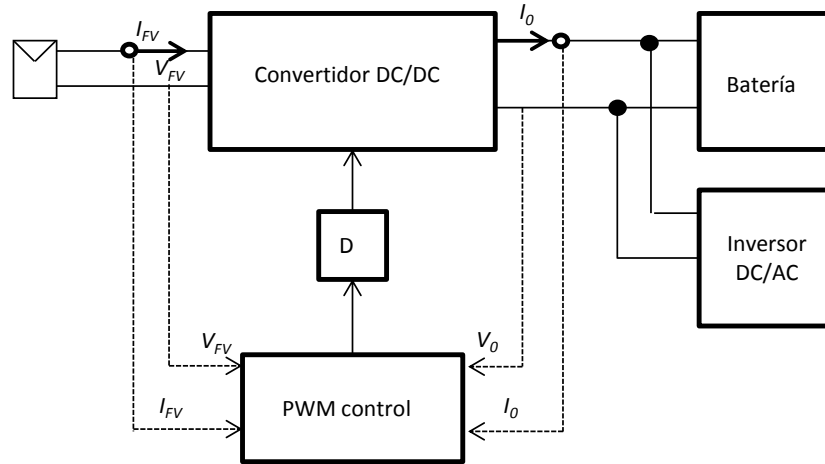


Figura 4.10. Esquema de bloques del MPPT

Las variables de control del MPPT son tensión e intensidad de entrada (generador) y salida (carga).

El funcionamiento del MPPT depende de su algoritmo de control (sistema de barrido para la aproximación y forma de comparar los datos) y del sistema de regulación de la tensión de salida.

El parámetro que se usa para evaluar el funcionamiento del inversor en su punto de máxima potencia es el rendimiento en el MPP (η_{MPPT}), que es la relación entre la energía de salida del inversor que proviene del generador y la energía de salida del inversor proveniente del generador si éste trabaja en su MPP [282]. El valor de la eficiencia está relacionado con su potencia nominal de trabajo. La dificultad para evaluar este parámetro radica en la dependencia respecto a factores internos del inversor (algoritmo MPPT) y en factores externos (generador FV, irradiancia y temperatura) [283-281].

Los datos experimentales verifican que los inversores trabajan siempre con una eficiencia en su MPP entre el 70 y 98%. En días claros la eficiencia media diaria varía entre el 90 y 93%; en días nublados el valor cae un 5% [282].

El MPPT suele consumir una energía entre el 1 y 7% de la energía entregada, mientras que logra ganancias de entre un 10 y 30% [286].

4.5.1. Convertidores corriente continua / corriente continua

Estos equipos se pueden clasificar en [287,288]:

- **Convertidor reductor (Buck):** la tensión de salida (V_{out}) es menor que la tensión de entrada (V_{in}):

$$V_{in} = D \cdot V_{out} \quad (4.64)$$

donde:

D : Ciclo de trabajo del convertidor

- **Convertidor elevador (Boost):** la tensión de salida es mayor que la tensión de entrada:

$$V_{in} = \frac{V_{out}}{1-D} \quad (4.65)$$

- **Convertidor reductor-elevador (Buck-boost):** la tensión de salida puede ser menor o mayor que la tensión de entrada, en función del ciclo de trabajo:

$$V_{in} = V_{out} \cdot \left(\frac{D}{1-D} \right) \quad (4.66)$$

4.5.2. Algoritmos de control

Los algoritmos de control del MPPT se pueden clasificar [289] en directos, aquellos que miden tensión e intensidad real, e indirectos, donde estos valores se estiman.

Dentro de los *algoritmos directos* más importantes:

- **Perturbación-Observación (P&O)** [185,186,290-292]: se trabaja con perturbaciones periódicas, incrementos o decrementos, de la tensión de entrada. En cada perturbación se compara la potencia de salida actual con la potencia previa a la perturbación. Los cambios en la tensión de operación del generador con incrementos de potencia ($dP_G/dV_G > 0$) provocan que el algoritmo de control mueva el punto de operación en la misma dirección. Los decrementos de potencia actúan en sentido contrario (Figura 4.11).

Este método es eficaz cuando las condiciones meteorológicas se mantienen estables o, varían lentamente, pero no bajo condiciones muy variables.

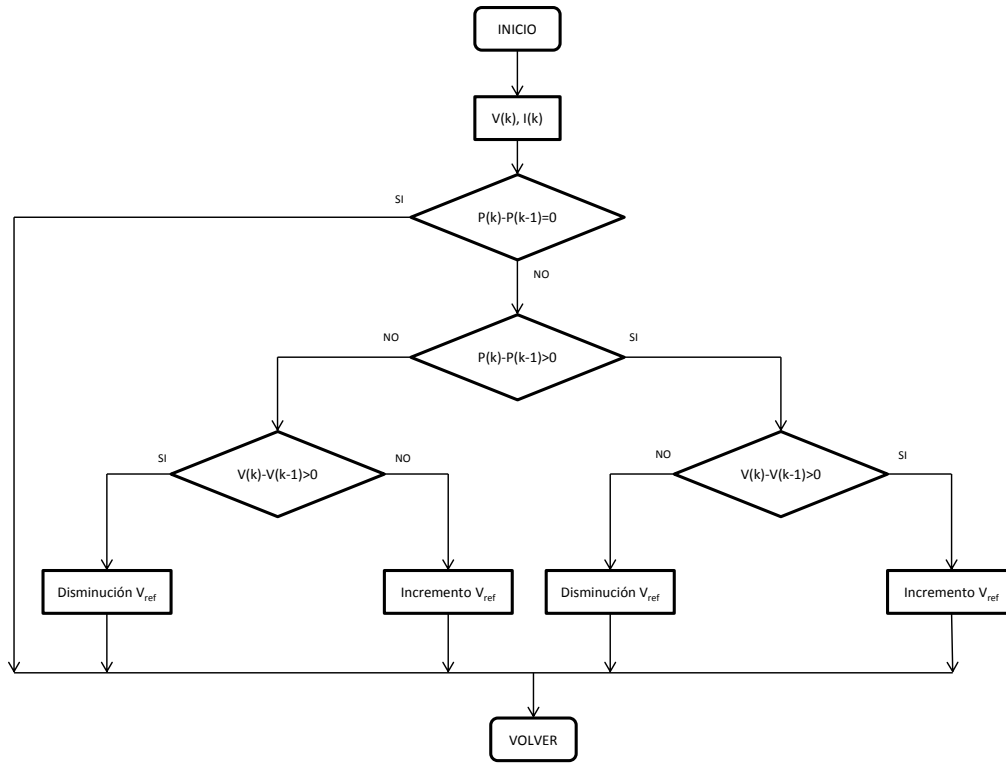


Figura 4.11. Diagrama de flujo del algoritmo de control de P&O

Los principales métodos de perturbación-observación son el método de *P&O clásico* y de *P&O optimizado*. En el primero, las perturbaciones en el punto de operación son fijas. Por ejemplo, se propone un incremento del ciclo de trabajo igual a 0,004 [292]. El segundo usa un muestreo de la potencia media del generador para ajustar dinámicamente la magnitud de la perturbación.

- **Conductancia Incremental** [185,187,293,289,292]: el fundamento de este algoritmo está basado en la siguiente ecuación:

$$\frac{dI_G}{dV_G} + \frac{I_G}{V_G} = 0 \quad (4.67)$$

Cuando el punto de operación en la curva *P-V* está a la derecha del MPP, la ecuación (4.68) es negativa; cuando el punto de operación está a la izquierda del MPP, la ecuación (4.68) es positiva (Figura 4.12).

El signo de la ecuación determina la dirección correcta de la perturbación del MPP y, se obtiene comparando el término conductancia instantánea (I_G / V_G) con la conductancia incremental (dI_G / dV_G).

Este método ofrece buenos resultados bajo condiciones meteorológicas que varían rápidamente.

Existen dos métodos distintos: el *algoritmo clásico* y el de *dos modelos de control MPPT*. El primero requiere medidas de intensidad y tensión del generador; el segundo combina el método clásico (si $G > 0,3 \cdot G_{STC}$) y el algoritmo de tensión constante (para el resto). Este método requiere la medida adicional de irradiancia solar.

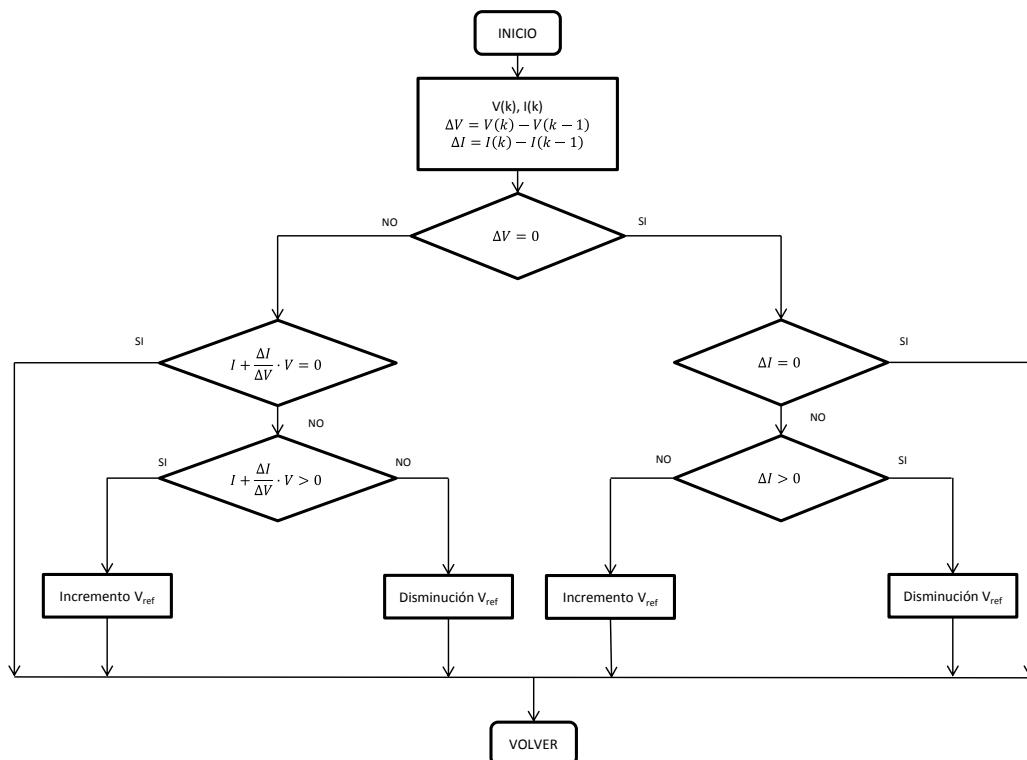


Figura 4.12. Diagrama de flujo del algoritmo de control de conductancia incremental

Dentro de los *algoritmos indirectos* se debe mencionar:

- **Tensión constante** [185,294]: el punto de operación del generador se mantiene próximo al MPP regulando ligeramente la tensión del generador. La tensión del generador se compara con una tensión de referencia, bien el V_{MPP} teórico, bien un valor predeterminado por el usuario.

Este método asume que la influencia de las variables meteorológicas sobre la tensión del generador es insignificante; por tanto, la tensión constante de referencia es una buena aproximación del verdadero valor del MPP.

Este método no requiere datos de entrada en tiempo real aunque si la estimación de la tensión. Además, es más efectivo que los de P&O y de conductancia incremental para irradiancias bajas.

- **Corriente de cortocircuito** [185,295]: se basa en la presunción de la existencia de una proporcionalidad entre la intensidad de cortocircuito (I_{SC}) y la del MPP (I_{MPP}). Por ello, se cortocircuita el generador periódicamente como medio para determinar el MPP.
- **Tensión de circuito abierto** [185,296]: se basa en la presunción de la existencia de una proporcionalidad entre la tensión de circuito abierto (V_{OC}) y la del MPP (V_{MPP}). Por ello, se pone el generador en circuito abierto periódicamente como medio para determinar el MPP.
- **Temperatura** [185]: la tensión del MPP se puede expresar mediante:
 - **Algoritmo de gradiente de temperatura:** este algoritmo mejora el algoritmo de tensión de circuito abierto introduciendo la influencia de la temperatura como una variable de control adicional.
 - **Algoritmo de temperatura paramétrica:** Faranda et al. [188] muestra como la tensión del MPP se puede expresar mediante una relación paramétrica dependiente de las variables de control G y T_c :
$$V_{MPP} = (u + v \cdot G) - T_c \cdot (w + y \cdot G) \quad (4.68)$$
 - **Lógica Fuzzy** [289,297-300]: En los últimos años, los controladores de lógica difusa y los métodos de redes neuronales han experimentado un creciente desarrollo para aplicaciones de búsqueda del MPP. Los controladores difusos mejoran la robustez del control y tienen mayores ventajas que las técnicas convencionales: a) no necesitan modelos matemáticos exactos; b) pueden trabajar con entradas indefinidas; c) pueden tener un comportamiento no lineal; d) son adaptables. Su control mejora el rendimiento bajo variaciones de parámetros de carga y de tensión.

Basándose en su carácter heurístico y en las reglas de lógica difusa, estos métodos utilizan diferentes parámetros para predecir la máxima potencia de salida:

- a) La tensión instantánea e intensidad de cortocircuito (V_G e I_{SC}).
- b) La tensión e intensidad instantánea del generador (V_G e I_G).
- c) La tensión instantánea del generador (V_G) y tensión de referencia (V_{ref}) obtenida por la conexión de redes neuronales.
- d) La tensión e intensidad instantáneas del generador (V_G e I_G), tensión de circuito abierto e intensidad de cortocircuito de una célula calibrada (V_{OC} e I_{SC}), además de la irradiancia (G), temperatura ambiente (T_a) y velocidad del viento (v_f).

4.6. Datos normalizados

Cuando los responsables de ingeniería diseñan una instalación FV deben elegir el módulo FV que mejor se adapte a la instalación. Para ello deben optar entre multitud de modelos diferentes.

En esta tesis doctoral, con el objeto de que el estudio del comportamiento del módulo/generador FV en condiciones de falta sea fácilmente extrapolable cualquier tipo de módulo o generador, se ha planteado realizar dicho estudio en valores por unidad. Por tanto, el objeto de normalizar [183] es obtener un sistema de comparación sencillo.

El procedimiento de normalización consiste en referenciar las variables a un sistema “base” que convierta los valores absolutos en valores por unidad (p.u.).

En las células FVs, se tomará como sistema “base” la tensión de circuito abierto y la intensidad de cortocircuito en STC ($V_{c,OC,STC}$ y $I_{c,SC,STC}$). Así, la intensidad de cortocircuito y la tensión de circuito abierto de la célula ($v_{c,OC}$, $i_{c,SC}$) es:

$$i_{c,SC} = \frac{I_{c,SC}}{I_{c,SC,STC}} \quad (4.69)$$

$$v_{c,OC} = \frac{V_{c,OC}}{V_{c,OC,STC}} \quad (4.70)$$

donde:

$I_{c,SC}$: Intensidad de cortocircuito de célula FV

$V_{c,OC}$: Tensión de célula FV en circuito abierto

La intensidad, tensión y potencia máximas de la célula en MPP por unidad ($i_{c,MPP}$, $v_{c,MPP}$, $p_{c,MPP}$) es:

$$i_{c,MPP} = \frac{I_{c,MPP}}{I_{c,SC,STC}} \quad (4.71)$$

$$v_{c,MPP} = \frac{V_{c,MPP}}{V_{c,OC,STC}} \quad (4.72)$$

$$p_{c,MPP} = v_{c,MPP} \cdot i_{c,MPP} \quad (4.73)$$

donde:

$I_{c,MPP}$: Intensidad de la célula FV en el MPP

$V_{c,MPP}$: Tensión de célula FV en el MPP

Los valores obtenidos para el factor de potencia absoluto (FF) y relativo (ff) son similares según la ecuación (4.75):

$$FF = \frac{I_{c,MPP} \cdot V_{c,MPP}}{I_{c,SC} \cdot V_{c,OC}} = ff = \frac{i_{c,MPP} \cdot v_{c,MPP}}{i_{c,SC} \cdot v_{c,OC}} \quad (4.74)$$

En condiciones estándar de medida (STC) la potencia máxima relativa (p_{MPP}) coincide con el factor de forma relativa (ff) debido a que $i_{c,SC}$ y $v_{c,OC}$ son igual a la unidad.

Las resistencias relativas serie (r_s) y paralelo (r_{sh}) se calculan como:

$$r_s = \frac{R_s}{V_{c,OC,STC} / I_{c,SC,STC}} \quad (4.75)$$

$$r_{sh} = \frac{R_{sh}}{V_{c,OC,STC} / I_{c,SC,STC}} \quad (4.76)$$

Bajo normalización, las curvas $i-v$ y $p-v$ de todos los módulos tienen los mismos valores de tensión de circuito abierto e intensidad de cortocircuito ($v_{c,OC} = i_{c,SC} = 1$).

Conociendo los valores de las resistencias relativas (r_s y r_{sh}) se puede comparar el rendimiento de los distintos módulos.

Un estudio reciente [183] ha mostrado los valores límites de ambas resistencias relativas. En el caso de la resistencia paralelo, si r_{sh} es igual a 100 p.u., la intensidad máxima se reduce en torno a un 1% en relación al caso ideal, donde r_{sh} se considera infinito. Por lo tanto, se consideran valores aceptables de r_{sh} aquellos próximos a 100 p.u. para considerar una calidad de célula buena. Sin embargo, un valor de r_{sh} de 10 p.u. reduce la intensidad máxima alrededor del 10 % respecto al caso ideal. Los módulos con un valor de resistencia paralelo relativa de 10 p.u. no son muy fiables en condiciones de radiación bajas.

En el caso de la resistencia serie relativa, un valor de dicha magnitud superior a 0,15 p.u. provoca módulos con factores de forma (ff) bajos. En la práctica, no hay módulos reales que sobrepasen el límite máximo de 0,12 p.u. su límite mínimo es de 0,01 p.u. para células de silicio monocristalino.

El usar valores p.u. en las curvas $i-v$ y $p-v$ y en los datos característicos de los módulos permite realizar una comparación objetiva entre módulos. En el caso de las resistencias relativas (r_s y r_{sh}) se permite establecer los límites prácticos de cada módulo.

Uno de los aspectos más importantes es que los datos resultantes para las células se pueden extrapolar para módulos y/o generadores FVs.

CAPÍTULO 5

MODELADO EN Matlab/Simulink[®] DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS (DC)

5.1. Introducción

El análisis computacional y las metodologías de simulación se presentan como herramientas indispensables para el diseño de la protección de generadores FVs y su análisis de funcionamiento. Estas herramientas ayudan a los/las investigadores/as a mejorar la comprensión del comportamiento térmico y eléctrico real del dispositivo FV cuando opera bajo condiciones normales y anormales y, por tanto, a determinar los efectos potencialmente dañinos sobre los aspectos de seguridad y rendimiento. El comportamiento del generador FV, bajo condiciones anormales de funcionamiento, no sólo está condicionado por sus propias condiciones de trabajo, además interviene la conexión al sistema eléctrico de potencia por medio del seguidor de máxima potencia.

Para los sistemas FVs existe una amplia variedad de herramientas informáticas [301], encontrando desde herramientas simples de dimensionado usadas por las empresas instaladores hasta herramientas de gran complejidad usadas con fines científicos para la optimización y el diagnóstico de sistemas. Las herramientas destinadas al análisis de sistemas FVs se pueden clasificar en diferentes categorías [302,303]:

- 1) **Programas de viabilidad:** son programas que usan las empresas promotoras, comerciales, consultorías o financieras para determinar los costes y rentabilidad de los sistemas FVs. Determinan el tipo de sistema más adecuado para la aplicación especificada. Normalmente son herramientas sencillas, aunque existen algunos programas específicos más complejos.
 - **FATE 2-P** [304]: es un programa de análisis financiero desarrollado por NREL, que calcula el costo de la energía y la tasa interna de retorno para proyectos de centrales con energías renovables.

- **RETScreen** [305]: es un software de conocimiento, soporte y construcción de centrales con energías renovables. Consiste en la estandarización e integración de software de análisis de proyectos basado en *Excel*. El programa ayuda al usuario a determinar la producción de energía, el coste del ciclo de vida y la reducción de gases de efecto invernadero para diferentes tipos de tecnologías de energías renovables.

Otro software de viabilidad o análisis financiero de sistemas FVs son: *SOLinvest* [306], *Greenius* [307].

2) **Programas de dimensionado:** son programas que determinan el dimensionamiento óptimo de los diferentes componentes de la instalación a partir de unos requerimientos de energía. La complejidad de los mismos depende de las funcionalidades que ofrece, pero en general, suelen ser de pequeño tamaño y estar implementados por empresas fabricantes del sector.

- **Homer** [308,309]: desarrollado por NREL, realiza diferentes simulaciones para dimensionar y optimizar sistemas FVs y eólicos.
- **Hybrid Designer** [310,311]: usado en energía FV y eólica para evaluar diferentes configuraciones y determinar la opción cuyo coste es aceptable.
- **PVSyst** [312]: integra un software de rentabilidad, dimensionado y simulación para sistemas FVs.
- **Software propietario:** las empresas de módulos FVs e inversores desarrollan sus propios programas de dimensionado (p. ej. *MaxDesign* 3.0 [313], *Trace Engineering* [314], *APOS Photovoltaic Statlab* [315], *PV Cost Simulation Tool* [316], *Design your system* [302], *Estimating Stand-alone System Size* [302], *Nsol* [317], *PVcad* [318], o *PVWatts* [319]).

3) **Programas de simulación:** este tipo de programas realizan un análisis del comportamiento del sistema a partir de las características de cada componente de la instalación, el tipo de simulación y las condiciones meteorológicas. Los programas de simulación son útiles para realizar un análisis detallado del rendimiento del sistema bajo condiciones reales de funcionamiento, investigar el impacto de diferentes perfiles de carga, verificar el tamaño del sistema y determinar el tamaño óptimo de los componentes FVs y evaluar la viabilidad de

un sistema FV en términos de producción de energía y del coste del ciclo de vida del sistema [320]. Existen diferentes herramientas de simulación que se han usado recientemente en numerosas investigaciones [60,197,321-327].

Las simulaciones suelen ser horarias para comprobar el dimensionamiento del sistema, el rendimiento bajo condiciones anormales e investigar mediante análisis de sensibilidad el diseño de varios parámetros. Los/as usuarios/as introducen los datos que describen el comportamiento de cada componente del sistema, cargas y localización. El programa realiza las simulaciones y obtiene como resultado la producción de energía, el consumo y el almacenamiento en función del tiempo. Estos programas, usados en centros de investigación y universidades, posibilitan dimensionar el sistema, analizar su funcionamiento en condiciones anormales e investigar la sensibilidad de diferentes parámetros.

Alguno de los ejemplos de este tipo de software son: *TRNSYS* [328], *PVSyst*, *Ashling* [329], *Hybrid2* [330], *INSEL* [331,332], *ILSE* [62,333], *RAPSIM* [334], *SOMES* [302], *SolSim* [335] o *PV-DesignPro* [336].

4) Programas de estructura abierta: son programas en los que se pueden modificar los algoritmos que determinan el comportamiento y las interacciones de cada componente individual. El programa consiste en una selección de rutinas que describen cada componente y una plataforma que une todos los componentes. Los/as usuarios/as tienen la posibilidad de modificar las rutinas o, crear nuevas, para diseñar la herramienta que mejor se adapte a sus necesidades.

- **Matlab/Simulink®** [337,338]: desarrollado por *Mathworks* (1984), es un entorno abierto de cálculo numérico que ofrece avanzadas herramientas de manipulación matemática con un potente e intuitivo lenguaje de programación. Junto con *Simulink®*, su entorno gráfico, se tiene una aplicación que logra un fácil manejo de las herramientas de simulación. *Mathworks* proporciona numerosos paquetes de librerías para ampliar las prestaciones de análisis en múltiples campos de matemática aplicada. También incorpora interfaces con tarjetas de adquisición y control para enlazar el núcleo de cálculo con sistemas externos, así como, un enlace hacia Internet mediante servidor web. Pese a que las rutinas son potentes y variadas, el desarrollo de simulaciones de sistemas complejos no es trivial. Si bien el entorno *Simulink* es fácil de utilizar, la plataforma asume que el sistema será modelado a partir de ecuaciones diferenciales.

Resulta necesario, pues, tener experiencia en la formulación de las ecuaciones y un profundo conocimiento de los sistemas a simular para conseguir una buena respuesta de los métodos de cálculo numérico.

- **PSPICE** [339]: es uno de los programas de mayor difusión para la simulación de circuitos electrónicos. Dadas sus capacidades y su amplio uso en ingeniería, ha sido utilizado con éxito para el desarrollo de modelos de distintos elementos que forman parte de un sistema FV [191,338,340,341]. A partir de los modelos desarrollados es posible un estudio detallado de las características y del funcionamiento de los sistemas FV en el dominio del tiempo. Las características de simulación en términos de velocidad, posibilidades de tipos de análisis, entorno gráfico y flexibilidad, son algunas de las ventajas que aporta esta herramienta.
- **LabVIEW** [342]: es una herramienta gráfica para pruebas, control y diseño mediante la programación y la adquisición de datos [343-345]. *National Instruments* creó en 1976 el programa para funcionar sobre máquinas *MAC*.
- Otros entornos abiertos donde se han implementado de forma satisfactoria sistemas FVs completos o componentes individuales son: *PSCAD* [346-348], *CASPOC* [349], *PSIM* [301,340,350] y *SABER* [351].

5.2. Ventajas del modelado de sistemas fotovoltaicos en entornos abiertos

La mayoría de los programas disponibles en el mercado (*PV-Spice*, *PV-DesignPro*, *SolarPro*, *PVcad* o *PVSyst*) [181] son generalistas, es decir, son utilizados para dimensionar o simular sistemas FVs genéricos, pero, sus funcionalidades son limitadas. Estas herramientas asumen una serie de características propias de los sistemas FVs [301]:

- Los parámetros de los sistemas FVs son invariantes en el tiempo.
- La intensidad fotogenerada (I_{ph}) es proporcional a la radiación (G).
- La relación entre la intensidad fotogenerada (I_{ph}) y la temperatura (T_c) es lineal.

De igual forma, presentan una serie de limitaciones para los requerimientos necesarios en esta tesis [298]:

- Son programas comerciales desarrollados por empresas del sector sin posibilidad de modificación alguna.
- Los patrones de sombreado y modelado de faltas eléctricas son muy complejos de implementar y, en la mayoría de los casos, irrealizables.
- No soportan la interconexión del sistema FV con el sistema eléctrico de potencia.

Por tanto, no existe una herramienta de diseño computacional apropiada para estudiar el comportamiento térmico y/o eléctrico del sistema FV bajo condiciones anormales, bien a nivel de componentes o de sistema completo, en el que se tenga en cuenta las siguientes prestaciones:

- Herramienta que permita evaluar las características de funcionamiento en condiciones anormales (p. ej. tensión e intensidad en todos los nudos, temperatura de operación y potencia eléctrica de salida de cada dispositivo FV que compone el sistema).
- Diseño sencillo que posibilite la construcción de sistemas *ad-hoc* con objeto de estudiar su estabilidad y aspectos de interconexión.
- Herramienta que permita el interface con la parte AC del sistema para desarrollar y validar algoritmos de MPPT.

Además, ninguno de los modelos FVs referenciados en el apartado 4.1 considera el efecto combinado de la irradiancia efectiva (sombreado parcial), temperatura ambiente, y velocidad del viento sobre la temperatura de operación de la célula FV, ni su dinámica térmica. Este último aspecto es crucial porque la característica dinámica $I-V$ de un dispositivo FV está considerablemente afectada por su temperatura de operación. Esta temperatura no cambia instantáneamente, como consideran los modelos de estado permanente previos, sino que su comportamiento es muy próximo a la respuesta de un sistema de primer orden.

La selección de todas las prestaciones necesarias en esta tesis sólo es posible con la elección de un entorno de programación abierto. El empleo de este entorno posibilitará:

- Flexibilidad del modelo.
- Obtención de sistemas más sencillos de simular debido a la conexión de los diferentes bloques según la topología requerida.

- Acceso rápido y flexible a las variaciones temporales de todas las variables térmicas y eléctricas de los dispositivos FVs.

5.3. Entorno de programación *Matlab/Simulink*[®]

El entorno de programación seleccionado en esta tesis comprende el entorno de *Matlab/Simulink*[®] junto con el software *SimPowerSystems*. Se debe destacar el hecho de la existencia de numerosos estudios previos sobre células solares en este entorno de programación [181,184,191], observándose en ellos la obtención de modelos suficientemente robustos y precisos.

Matlab/Simulink[®] [337,338] representa el entorno central para un diseño basado en modelos matemáticos precisos del comportamiento de sistemas físicos. El paradigma diagrama-bloque gráfico del entorno de *Matlab/Simulink*[®] permite al usuario arrastrar y dejar caer elementos de modelado predefinidos (funciones de transferencia básicas), conectarlos, y crear modelos de sistemas dinámicos. El entorno de modelado es jerárquico.

SimPowerSystems [352] es una *toolbox* usada para la simulación de circuitos eléctricos dentro del entorno de *Matlab/Simulink*[®]. Es muy útil para el diseño y análisis de sistemas. Las librerías de *SimPowerSystems* contienen modelos del equipamiento eléctrico más usual. Esta *toolbox* no sólo posibilita construir la topología del circuito rápidamente, mediante la asociación de sus componentes físicos, sino que incluye sus interacciones con las disciplinas mecánicas, térmicas y de control. Esto es posible porque todas las partes eléctricas de la simulación interactúan con la extensa librería de modelado de *Simulink*[®]. Así, todas las tensiones y corrientes de los nudos, dentro del sistema, pueden ser medidas usando sondas. Se pueden usar medidas particulares como realimentación para el control dentro del entorno de *Simulink*[®] o simplemente visualizadas en tiempo real usando scopes y gráficos.

Matlab/Simulink[®] es una herramienta con altas prestaciones en el post-procesado de resultados de simulación escribiendo datos en el espacio de trabajo o en archivos de *Matlab*[®] “.m”. Además, el uso de funciones de *Matlab*[®] en un modelo de *Simulink*[®], usando bloques de funciones integradas en *Matlab*[®], posibilita llevar a cabo el análisis de sensibilidad de cualquier variable de salida cuando alguna variable o parámetro de entrada del modelo cambia.

5.4. Implementación del modelo de sistema fotovoltaico en corriente continua en el entorno Matlab/Simulink[®]

Los sistemas FVs se componen [191] en bloques de simulación muy diversos. Abarcan desde componentes electrónicos (p. ej. diodos), pasando por conjuntos de componentes electrónicos (p. ej. módulos FVs) hasta sistemas complejos (p. ej. inversores FVs). Debido a la complejidad de estos elementos se ha optado por adaptar los modelos de ecuaciones de cada componente del sistema FV a modelos de circuitos equivalentes bajo el entorno de programación elegido.

5.4.1. Modelo de sistema fotovoltaico en corriente continua

El diagrama general de bloques del modelo de sistema FV (DC) en Simulink[®] está representado en la Figura 5.1. El modelo está constituido por los siguientes bloques:

- *PV Model* (modelo del dispositivo FV).
- *MPPT Model* (seguimiento del MPP del dispositivo FV).
- *Data Acquisition* (visualiza las variables).
- *Matlab[®] Functions* (visualiza los datos).

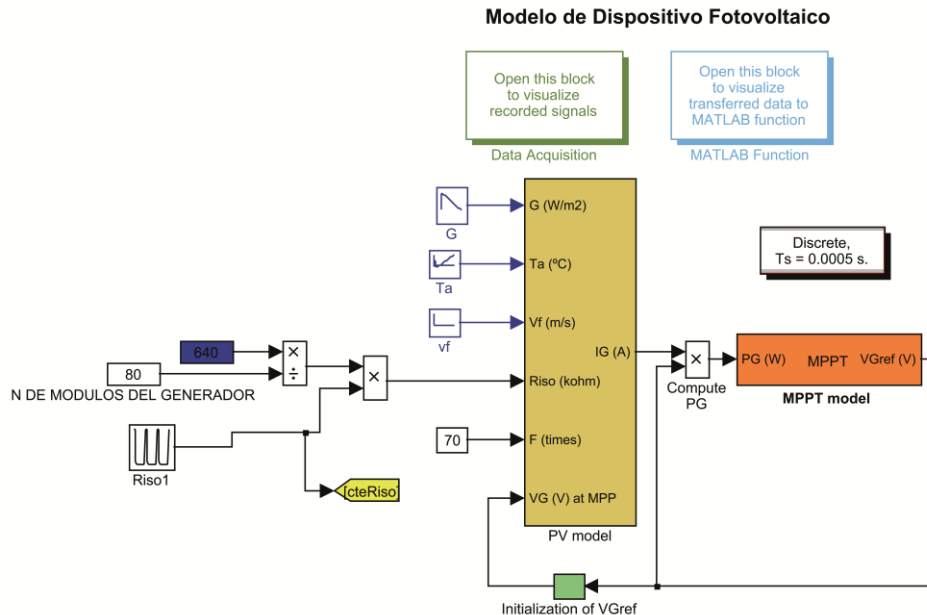


Figura 5.1. Etapa 1 de modelado

El bloque llamado *PV Model* es la primera etapa del modelo de dispositivo FV. Este bloque contiene los submodelos que definirá el dispositivo FV. Las variables meteorológicas de entrada (G , T_a , v_f) junto con las variables de aislamiento (R_{iso} y F) se

introducen en el modelo por medio de “bloques de entrada”. Este planteamiento permite modificar su valor de acuerdo a las necesidades del usuario. El bloque *MPPT Model* realiza el seguimiento del MPP del dispositivo FV mediante el algoritmo de control de P&O.

El bloque *Data Acquisition* visualiza las variables de interés ó las envía al espacio de trabajo de *Matlab*[®], guardándose posteriormente en archivos.

El bloque *Matlab*[®] *Function* coge algunas salidas particulares y las transfiere a una función de *Matlab*[®] (archivo .m). Esta función lleva a cabo un análisis de sensibilidad de la/s variable/s de salida seleccionada/s cuando una variable ó parámetro de entrada del modelo cambia (p. ej. resistencia paralelo, condiciones meteorológicas, configuración del módulo/generador, patrón de sombreado ó tasa de sombreado).

5.4.1.1. Bloque *PV Model*

La segunda etapa del modelo, sub-máscara del bloque *PV Model* (Figura 5.2) contiene la topología del dispositivo FV (célula/módulo/generador). Este bloque se adapta a los requerimientos topológicos de cada simulación. El bloque contiene los sub-modelos de célula/módulo/generador (*PVD*) y los diodos de bloqueo. Estos sub-modelos se basan en circuitos eléctricos facilitando la conexión de ellos en serie o paralelo junto con los diodos para construir el modelo final (módulo o generador FV).

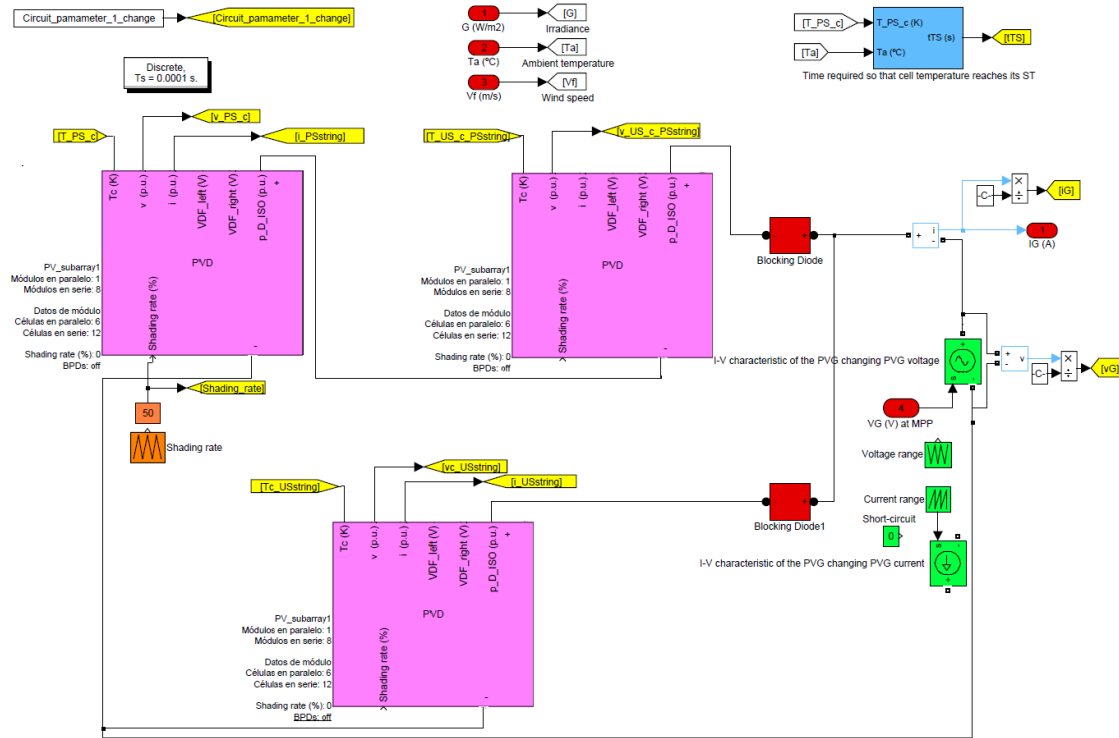


Figura 5.2. Etapa 2 del modelado

Esta etapa define la consigna de tensión o intensidad del módulo FV (*PV Model*) mediante el uso de fuentes dependientes de tensión o intensidad. Este planteamiento facilita el análisis de la operación del módulo FV en cualquier punto de operación, desde el circuito abierto hasta el cortocircuito.

Las variables de entrada del *PV Model* (meteorológicas o de aislamiento) son introducidas dentro del bloque *PVD* usando comandos *GOTO*. Todos los sub-bloques contenidos en él las puedan leer sin necesidad de que estén conectados físicamente.

Las variables de salida del *PV Model* que desean ser monitorizadas se envían al bloque *Data Acquisition* mediante los comandos *GOTO*. Estas variables pueden ser bien las individuales del bloque *PVD* (p. ej. tensión, intensidad, temperatura de operación, potencia disipada en la resistencia de aislamiento y tensión a tierra de dispositivos), bien las variables a nivel global del dispositivo FV (p. ej. intensidad, tensión). El bloque *Data Acquisition* muestra las salidas requeridas en forma de curvas $i-v_G$, T_c-v_G , $p-v_G$ y $v-v_G$ mediante ventanas que se muestran en la pantalla, además de ser enviadas al espacio de trabajo para su posterior procesamiento.

El bloque *Time required so that cell temperatura reaches its ST* determina el tiempo necesario (t_{st}) para que un dispositivo FV particular alcance su temperatura máxima de servicio si su temperatura de régimen permanente es superior a ésta.

El bloque *PVD* (Figura 5.3) puede representar desde una célula hasta un generador FV dependiendo del ajuste de sus parámetros (Figura 5.4).

Las variables de entrada del bloque *PVD* son la tasa de sombreado y la configuración del dispositivo FV: a) módulo (células en serie y paralelo); b) generador (módulos en serie y paralelo). Otros parámetros que pueden introducirse en la máscara son el porcentaje de sombreado y el uso de diodos de paso. Este bloque permite definir la asociación de dispositivos FVs (células/módulos) que requiera el estudio.

Las variables de salida del bloque *PVD* son la tensión (v), la intensidad (i), la temperatura de operación del dispositivo (T_c), y la potencia disipada en la resistencia de aislamiento a nivel de célula ($p_{D,ISO}$). También son salidas las tensiones del dispositivo FV con respecto a tierra (lado izquierdo V_{DF_left} y lado derecho V_{DF_right}).

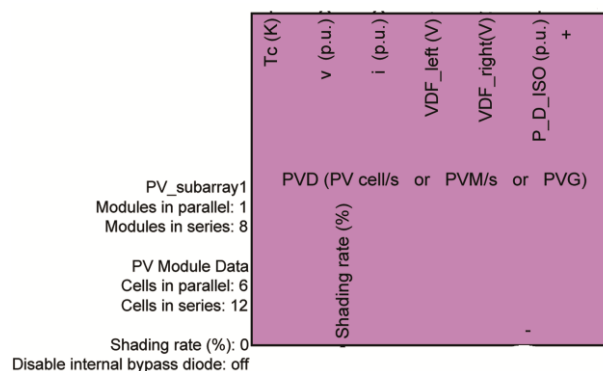


Figura 5.3. Bloque *PVD* (etapa 2 de modelado)

La implementación de patrones complejos de sombreado en un módulo/generador es sencilla de modelar a partir del planteamiento de bloques elegido. De igual forma, el modelado de faltas eléctricas en el interior de un generador se lleva a cabo fácilmente mediante la conexión de las partes eléctricas requeridas.

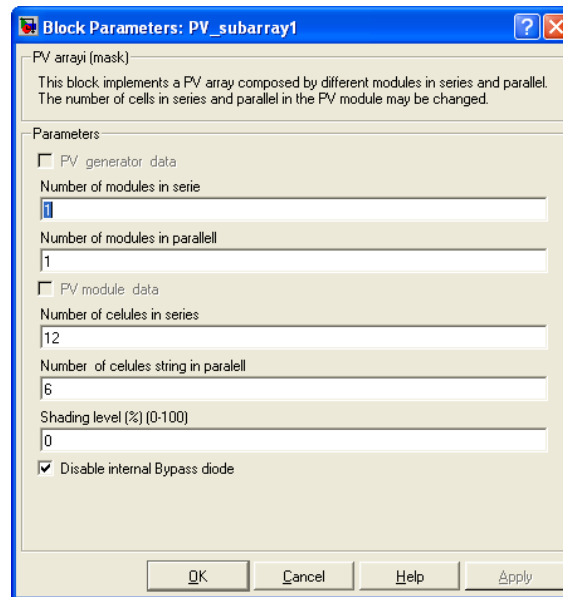


Figura 5.4. Máscara del bloque PVD

La tercera etapa del modelo (bloque *PVD*) implementa el modelo eléctrico del dispositivo FV a partir del modelo individual de célula FV (Figura 5.5).

El modelo de célula FV adoptado en esta tesis (incluye el efecto de avalancha) está caracterizado por la ecuación (4.14). La célula FV se implementa en *Simulink*® mediante un planteamiento de circuito eléctrico (*Circuito eléctrico equivalente de una célula FV*) asociando una resistencia serie (R_s) junto con fuentes dependientes de intensidad (*Photocurrent*, *diode*, *avalanche* y *shunt*). Para construir el modelo de módulo/generador, a partir del modelo de célula, se hace uso de fuentes dependientes de tensión e intensidad (*Series conection* y *Shunt conection*).

Los diodos de paso del modelo FV, contenido en el circuito (*Circuito eléctrico de salida de un módulo/generador FV*), se modela mediante el bloque *Bypass Diode*.

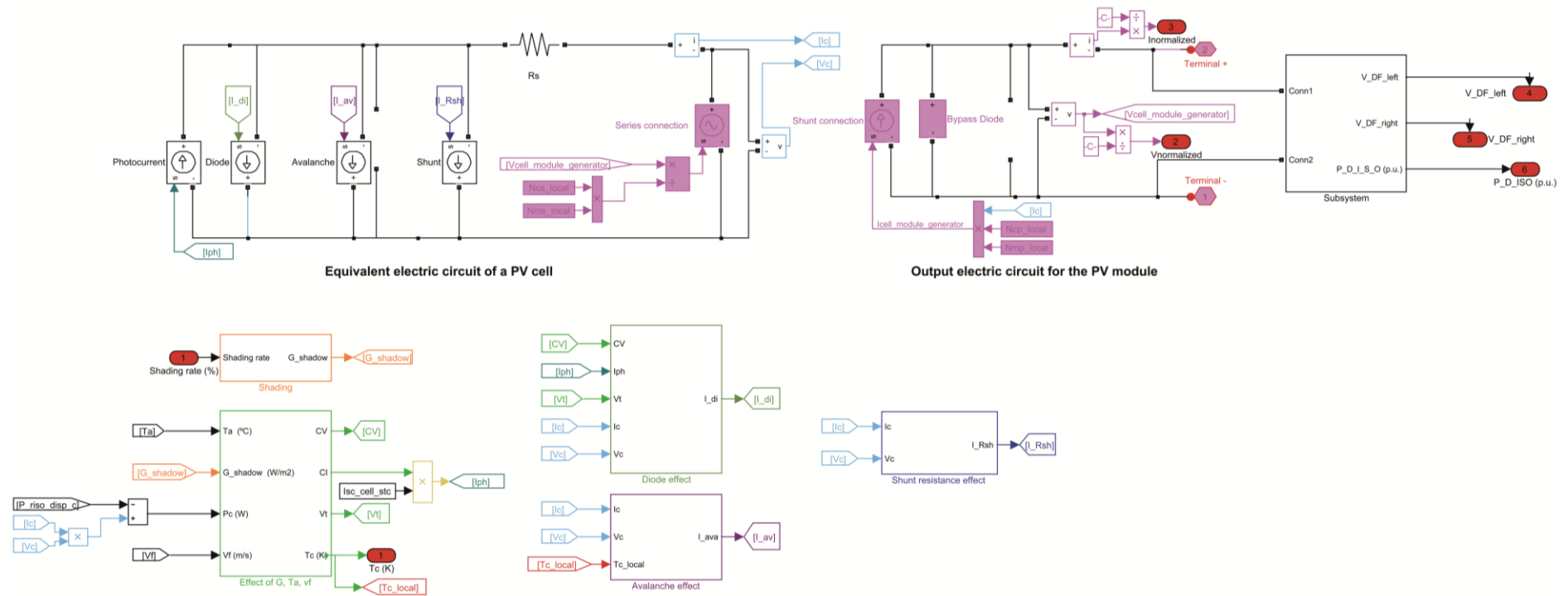


Figura 5.5. Etapa 3 de modelado

5.4.1.1.1. Bloque *Insulation*

El aislamiento de un dispositivo FV, como se ha mostrado en la Figura 4.9, se ha balanceado equitativamente hacia la parte izquierda y derecho de la fuente que representa dicho dispositivo. Este planteamiento es el seguido en la Figura 5.6 para modelar dicho aislamiento. Este bloque proporciona como variables de salida la tensión positiva del dispositivo FV con respecto a tierra (v_{DF_right}), la tensión negativa con respecto a tierra (v_{DF_left}) y la potencia disipada en la resistencia de aislamiento de dispositivo FV ($P_{D,ISO}$).

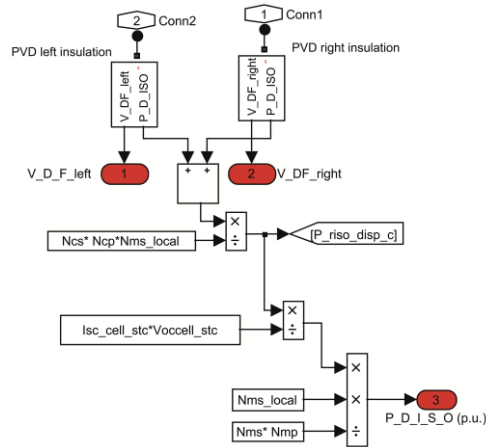


Figura 5.6. Bloque *Insulation*

El bloque *PVD left/right insulation* (Figura 5.7) modela los parámetros de aislamiento del dispositivo FV (Figura 4.9): resistencia de aislamiento serie ($R_{s_ISO,PVD}$), resistencia de aislamiento paralelo ($R_{sh_ISO,PVD}$) y capacidad de aislamiento ($C_{mod,ISO}$). No obstante, ambas resistencias han sido modeladas como fuentes dependientes para permitir su variación durante la simulación.

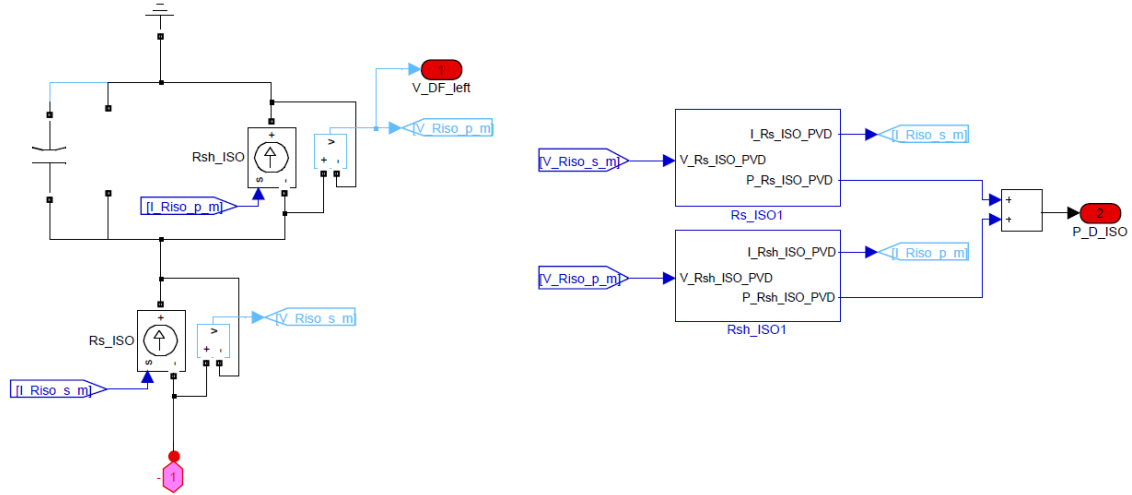


Figura 5.7. Bloque *PVD left/right insulation*

El bloque $R_{s_ISO,PVD}$ (Figura 5.8) determina la corriente y potencia en el dispositivo FV a partir de un conjunto de variables que tienen en cuenta si el dispositivo FV es una célula/módulo/generador.

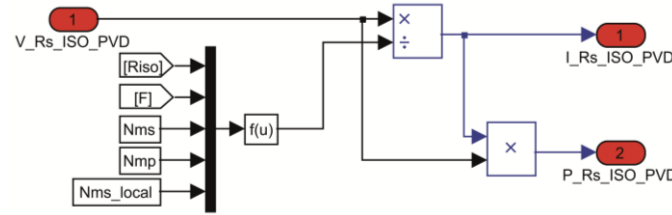


Figura 5.8. Bloque $R_{s_ISO_PVD}$

5.4.1.1.2. Bloque *Diode effect*

La fuente dependiente de intensidad *Diode* modela el comportamiento del diodo del circuito equivalente de célula (Figura 4.2). El bloque *Diode effect* (Figura 5.9) determina la intensidad a través de dicho diodo mediante la ecuación (4.7).

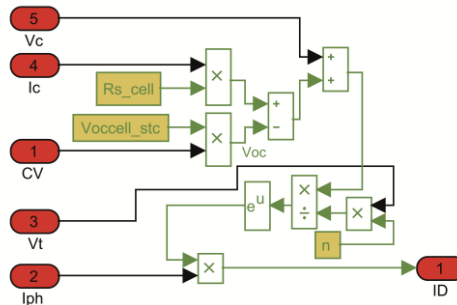


Figura 5.9. Diagrama del bloque *Diode effect*

5.4.1.1.3. Bloque *Avalanche effect*

La fuente dependiente de intensidad *Avalanche* determina el comportamiento de la avalancha de la célula del circuito equivalente de célula (Figura 4.5). El bloque *Avalanche effect* (Figura 5.10) determina la corriente de avalancha en una célula solar a partir de las ecuaciones (4.17) y (4.18).

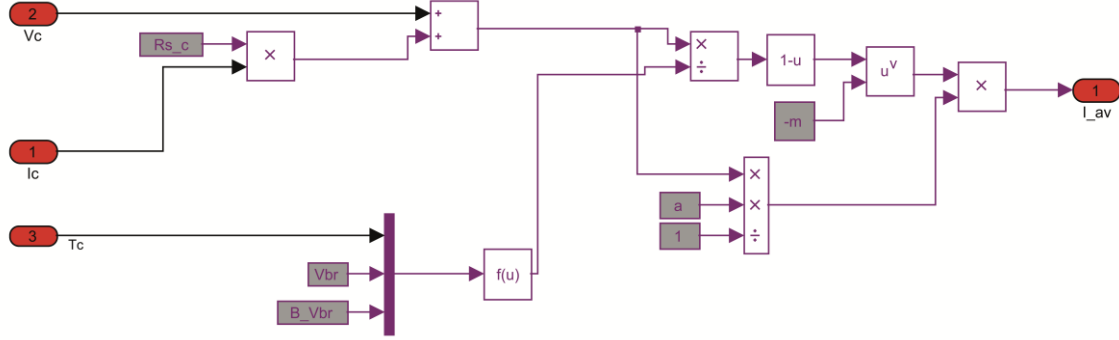


Figura 5.10. Diagrama del bloque *Avalanche effect*

5.4.1.1.4. Bloque *Shunt resistance effect*

La fuente dependiente de intensidad *Shunt resistance* determina el comportamiento de la resistencia paralelo del circuito equivalente de célula (Figura 4.5). El bloque *Shunt resistance effect* (Figura 5.11) modela el efecto de la intensidad de la resistencia paralelo a partir de la ecuación (4.16).

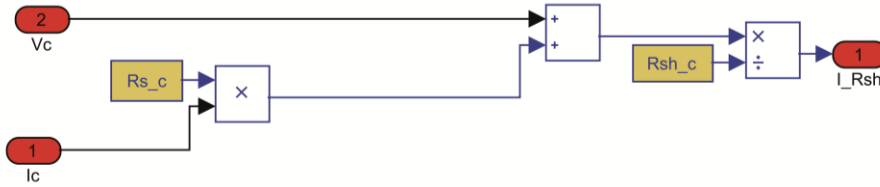


Figura 5.11. Diagrama del bloque *Resistance shunt effect*

Esta resistencia ha sido modelada como fuente dependiente de intensidad para permitir su variación durante la simulación.

5.4.1.1.5. Bloque *Shading*

El bloque *Shading* (Figura 5.12) modela el efecto del sombreado parcial (*Shadow*, *sha*, *Shading rate*) sobre la irradiancia incidente en el dispositivo FV (G_{sh}) mediante la ecuación (5.1):

$$G_{sh} = G \cdot \lambda \quad (5.1)$$

donde:

- G : Irradiancia en el plano del módulo FV
 λ : Tasa de sombreado del dispositivo FV

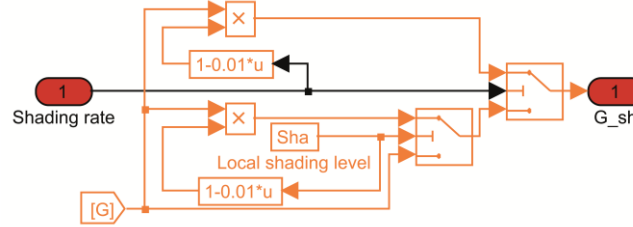


Figura 5.12. Diagrama del bloque *Shading*

5.4.1.1.6. Bloque *Effect of G, T_a, v_f*

El bloque *Effect of G, T_a, v_f* (Figura 5.13) modela el efecto de las variables meteorológicas (G, T_a, v_f) sobre la temperatura de célula y por tanto, sobre la curva I - V de la célula FV.

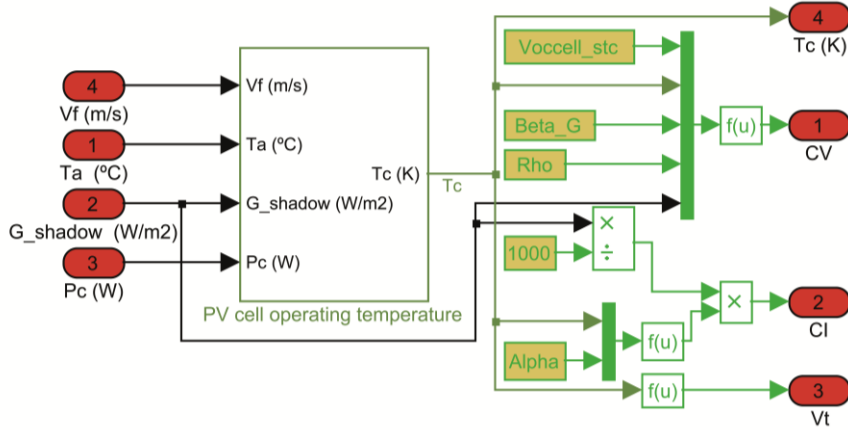


Figura 5.13. Bloque *Effect of G, T_a, v_f*

El modelo térmico que determina la temperatura de célula, bloque *PV cell operating temperature* (Figura 5.14), aplica el intercambio térmico dado por la ecuación (4.35). El coeficiente de correlación C_V , ecuación (4.27), modela el efecto de las variables meteorológicas sobre la tensión de la célula FV; el coeficiente de correlación C_I , ecuación (4.26), modela este mismo efecto sobre la intensidad de la célula; la tensión térmica (V_t) se modela a partir de la ecuación (4.2).

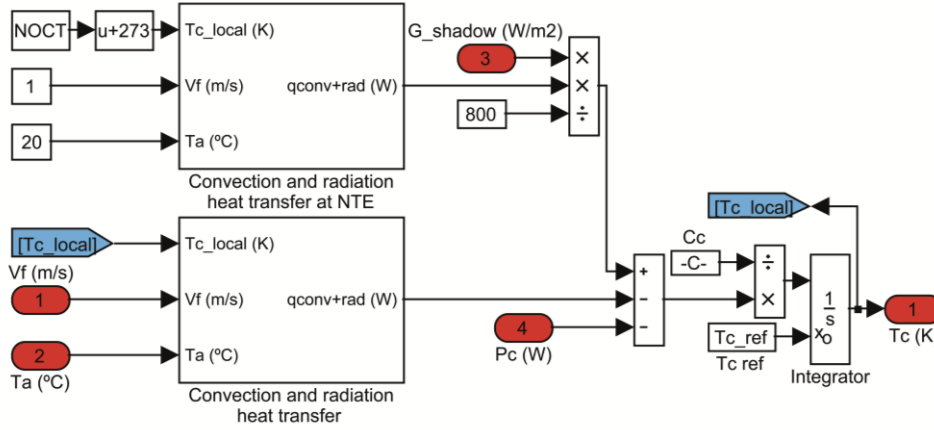


Figura 5.14. Bloque *PV cell operating temperature*

La Figura 5.15 es el diagrama de sub-bloques contenidos en el bloque *Convection and Radiation heat transfer* (Figura 5.14), donde se han modelado las ecuaciones (4.46), (4.47), (4.48), (4.49) y (4.50).

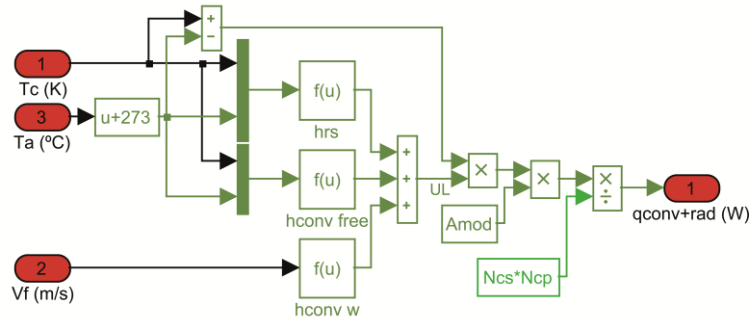


Figura 5.15. Diagrama de sub-bloques del bloque *Convection and Radiation heat transfer*

5.4.1.2. Modelo del seguidor de punto de máxima potencia

Puesto que el principal objetivo de esta tesis es el diseño e implementación del modelo funcional de generador FV para *Matlab/Simulink*®, el modelo de MPPT propuesto no va a ser explicado en detalle. Así, aunque la forma básica de la técnica de P&O tiene algunas limitaciones, ha sido implementada en el bloque *MPPT Model* usando una función de *Matlab*® (archivo .m). Esta función está operando de forma continua durante la simulación. La frecuencia de muestreo, el tamaño de paso de la interacción y los límites superior e inferior para la tensión de referencia pueden ser cambiados por el usuario dentro de la máscara del bloque (Figura 5.16).

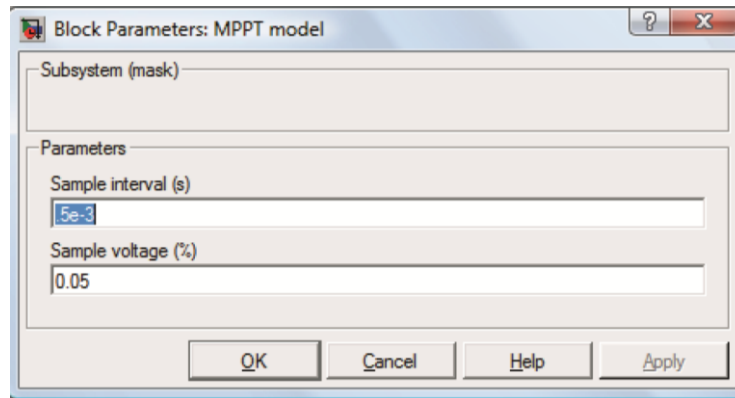


Figura 5.16. Máscara del bloque MPPT

El esquema básico del modelado de MPPT está descrito en la Figura 5.17. Se puede observar como este modelo se basa en un algoritmo desarrollado en lenguaje .m denominado *MPPtrackVref.m* (Anexo A). El algoritmo implementa las consignas del modelo de P&O.

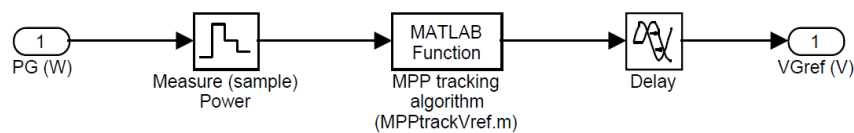
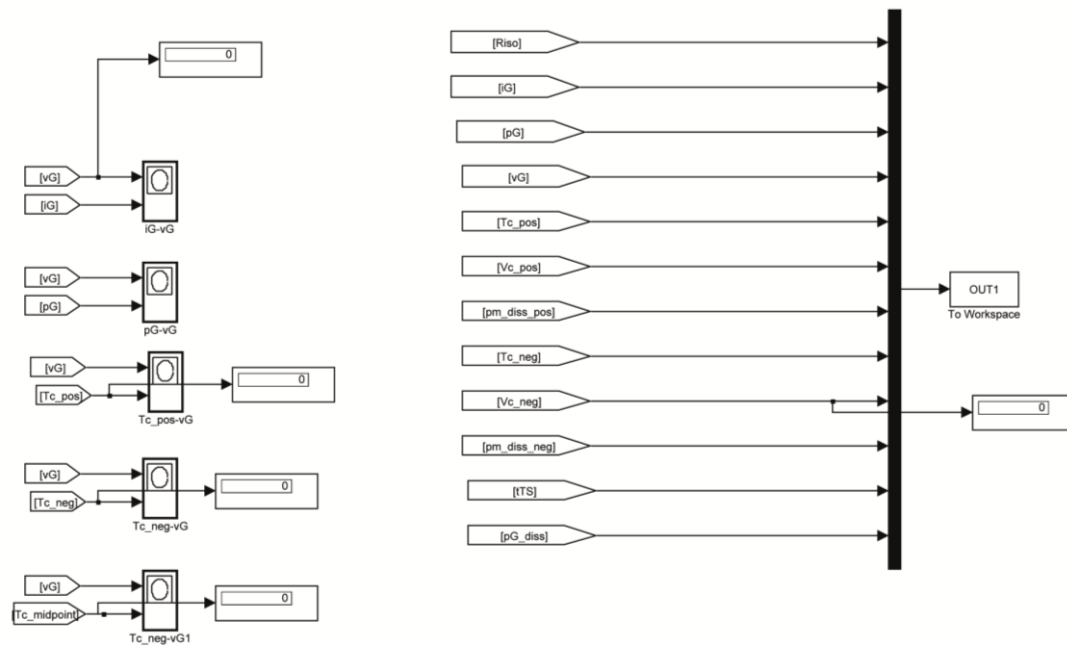


Figura 5.17. Sub-máscara del bloque MPPT

5.4.1.3. Adquisición de datos

En el bloque *Data Acquisition* se almacenan los datos de salida de cada simulación con la finalidad de poder ser estudiados con posterioridad. Estos datos de las variables de salida se envían al espacio de trabajo *Workspace* y se visualizan mediante el comando *Scope*, que grafica cada variable según la Figura 5.18.

Figura 5.18. Bloque *Data Acquisition*

5.4.2. Datos de entrada al modelo

La interfaz *GUI* [337] (Figura 5.19) permite construir el modelo del dispositivo FV basado en parámetros proporcionados por el fabricante del módulo FV. El usuario puede modificar estos parámetros eléctricos y/o térmicos. Los parámetros se agruparán en:

- Parámetros de célula y de avalancha.
- Parámetros eléctricos del módulo en STC.
- Parámetros térmicos del módulo.
- Condiciones meteorológicas.
- Configuración del dispositivo FV (módulo/generador).

The screenshot shows a MATLAB/Simulink GUI titled 'Datos_pvGenerator'. It contains several sections for inputting parameters:

- Cell parameter:** Diode ideality (quality) factor -n (1), Cell shunt resistance -Rsh-, Ohm (180).
- Parameter of the PV module (STC):** Pmpp, Wp (106.14), Impp, A (18.30), Vmpp, V (5.80), Isc, A (19.60), Voc, V (7.26), NOCT, °C (47), Module area -Amod-, m2 (0.852), $\alpha_{isc/dTc}$, (A/A)/°C (0.0003), dVoc_mod/dTc, mV/°C (-24.56), Rho_oc (-0.04).
- Avalanche effect:** a (0.002), B_Vbr, 1/°C (6.031e-4), Vbr, V (-20), m (3).
- Bypass and blocking diodes:** Number of bypass diodes per module (1), checkboxes for 'Bypass diodes enabled' and 'Blocking diodes enabled'.
- Thermal parameter of the PV module:** Module heat capacity -Cmod-, J/K (2918), PV glazing emissivity (0.85), Constant for the free convection -hconv free- (1.31), Mounting coefficient -w- (1), Maximum operating temperature of the PV module, °C (85).
- Initial weather conditions:** Irradiance -G-, W/m2 (1000), Ambient temperature -Ta-, °C (20), Free-stream wind speed -vf-, m/s (1).
- PV module and array configuration:**
 - PV module:** Number of series-connected cells in a string (12), Parallel cell-strings (6).
 - PV generator:** Number of series-connected modules in a string (80), Parallel module-strings (8).

A 'Compute' button is located at the bottom right of the parameter sections.

Figura 5.19. Interfaz GUI del modelo PVD

La interfaz GUI abre el modelo de Simulink® y establece sus parámetros en la máscara del bloque PV Model (Figura 5.20).

Esta máscara permite introducir otras variables ó bien, cambiar el valor de las variables establecidas en la interfaz GUI para otras simulaciones.

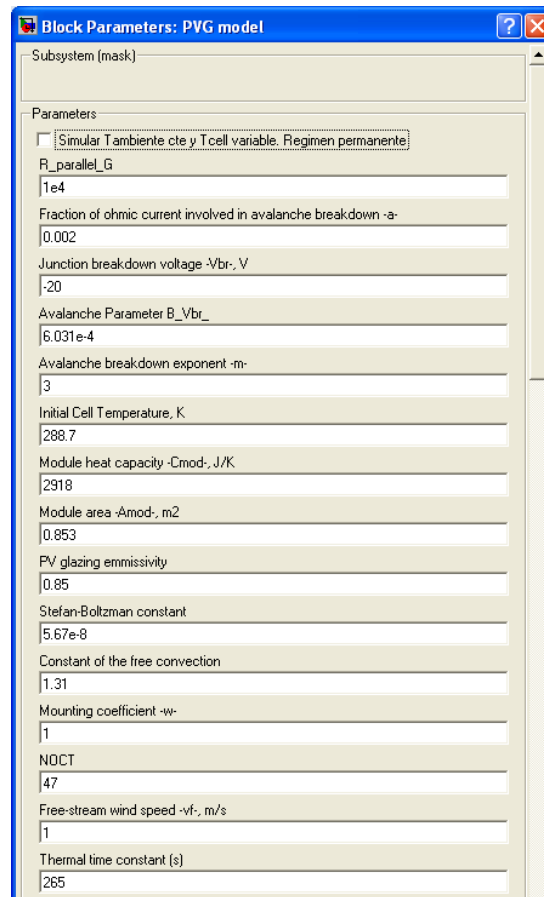


Figura 5.20. Bloque de parámetros de la interfaz GUI

La configuración topológica de los bloques definidos en este apartado junto con la opcionalidad de los parámetros de entrada posibilita una alta flexibilidad para plantear diferentes escenarios de simulación.

CAPITULO 6

RESULTADOS

6.1. Introducción

Este capítulo presenta en primer lugar los resultados de simulación de los efectos del sombreado sobre un módulo y un generador FV. A continuación, se muestran los resultados de simulación de distintas faltas eléctricas sobre un generador FV. En ambos casos, la validez del modelo presentado es contrastada validando resultados de simulación con medidas experimentales.

Las simulaciones presentadas, a menos que se especifique lo contrario, se han realizado bajo condiciones PTC ($G = 1.000 \text{ W/m}^2$, $T_a = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ y $v_f = 1 \text{ m/s}$). Esta condición meteorológica es una de las más severas cuando se trata de analizar el efecto térmico causado por el sombreado o por faltas eléctricas en el mundo real (Anexo D). El tiempo de simulación del modelo se ha elegido de forma adecuada para que cada punto de operación del dispositivo FV (módulo o generador FV) alcance su régimen permanente. Las variables eléctricas (corriente, tensión, y potencia) mostradas en las gráficas se normalizan con los valores correspondientes a STC [353].

Finalmente, este capítulo presenta los resultados experimentales obtenidos de calidad de potencia durante una campaña de monitorización de cinco semanas en un generador FV con diferentes faltas eléctricas.

6.2. Resultados de sombras

6.2.1. Introducción

El sombreado (total o parcial) de una o varias células/módulos origina que ésta/s inviertan su polaridad y se conviertan en carga del resto de células/módulos asociada/s en serie de la rama, disipando su potencia producida. Si esta potencia disipada tiene un valor elevado la célula/módulo sombreada/o aumentará su temperatura, pudiendo llegar a su destrucción total [354] si supera el umbral de seguridad $T_{c,ST}$ (Anexo C). Este fenómeno se conoce con el nombre de punto caliente *hot-spot* [58,355- 357].

Para evitar el fenómeno del punto caliente, se instalan diodos de paso en paralelo con las células FVs [358]. Estos diodos se activan cuando la suma de las tensiones de

células no sombreadas de la rama menos la tensión inversa de la/s célula/s sombreada/s es superior a la tensión de polarización del diodo (V_{pol}) [359]:

$$V_{pol} = N_{cs} \cdot 0,5 + V_D \quad (6.1)$$

donde:

N_{cs} : Número de células en serie del módulo FV
 V_D : Tensión de activación del diodo

Así, si una célula o un conjunto de células se sombrea, su diodo de paso puenteará la intensidad a través de él.

6.2.2. Caso de estudio: módulo fotovoltaico

Este apartado analiza el comportamiento térmico y eléctrico simulado de un módulo FV cuando existe un sombreado de una o varias células, en estado permanente usando el modelo de simulación desarrollado en esta tesis. Así, por un lado se presenta el comportamiento térmico del módulo (curvas $i-v$, $p-v$ y $T-v$) con y sin diodos de paso. Por otro lado, se realiza también un análisis de pérdidas eléctricas y modificación del punto de funcionamiento (cortocircuito y máxima potencia) y factor de forma.

Para alcanzar este objetivo, se lleva a cabo una extensa investigación, cualitativa y cuantitativa, sobre un módulo FV comercial –I-106/12 de *Isofotón*– [250]. Este módulo está constituido por 2 ramas de 36 células serie y 2 diodos de paso por rama.

El modelo de simulación ha sido en primer lugar validado en estado permanente sobre el módulo I-106/12. Para ello, se han comparado las curvas $i-v$ y $p-v$ simuladas, para distintas irradiancias y temperaturas de célula, con aquellas presentadas en la hoja de características del fabricante. El modelo ha sido contrastado además cuando la célula trabaja en inversa, bajo diferentes tasas de sombreado, usando medidas experimentales de diferentes módulos FVs referenciados en la literatura [62,192].

6.2.2.1. Análisis térmico

6.2.2.1.1. Modulo fotovoltaico sin diodos de paso

La Figura 6.1 presenta los resultados de simulación para las características $i-v_{mod}$, $p-v_{mod}$, T_c-v_{mod} y $t_{ST}-v_{mod}$ del módulo FV estudiado, sin diodos de paso, en el cual una célula solar individual de una de sus ramas (rama sombreada) está expuesta a una tasa

de sombreado del 50 % mientras que las 35 células restantes de la rama están totalmente iluminadas.

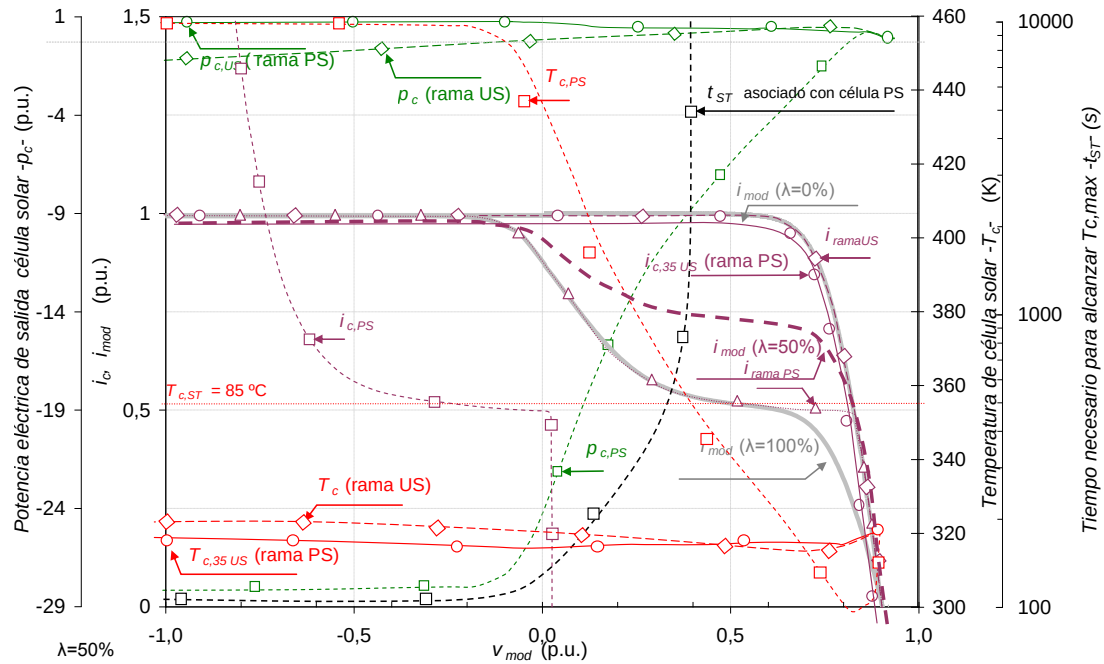


Figura 6.1. Resultados de simulación para las características $i-v_{mod}$, $p-v_{mod}$, T_c-v_{mod} y $t_{ST}-v_{mod}$ del módulo I-106/12 de *Isofotón* (sin diodos de paso), en condiciones PTC, con una célula solar sombreada

En relación con las características $i-v_{mod}$, destaca que la intensidad de la célula sombreada ($i_{c,PS}$) no supera el valor de 0,5 p.u. para tensiones positivas, mientras que sube rápidamente (> 3 ó 4 p.u.) en el rango de tensiones negativas debido a la ruptura de avalancha. La célula sombreada se polariza en inversa disipando potencia y actúa como carga del resto de células no sombreadas de la rama. Sin embargo, en las 35 células no sombreadas, el incremento de intensidad ($i_{c,35US}$), debido a la ruptura de la avalancha, no se manifiesta hasta una región de tensión muy negativa del orden de -25 p.u. (Figura 6.2). La característica $i-v_{mod}$ de la rama sombreada se compone de ambas características $i-v_{mod}$ en serie.

La disminución de intensidad del módulo FV cerca del cortocircuito se origina por la característica inversa de la célula sombreada. Las células con elevada conductancia paralela (células tipo II) producen un efecto menor sobre la característica $i-v_{mod}$ que aquellas con baja conductancia paralela (tipo I).

En relación con las características $p-v_{mod}$, se observa como la célula sombreada trabaja en polarización inversa y disipa potencia ($p_{c,PS} < 0$ p.u.) en forma de calor

cuando el módulo trabaja en polarización directa; el resto de las células de esa rama (35 células no sombreadas) generan la potencia que debe disipar la célula sombreada, provocando una subida de su temperatura ($T_{c,PS}$) por encima del umbral de seguridad ($T_{c,ST}$). Las células del resto de ramas no superan la temperatura límite de funcionamiento en ningún caso. Estas células sólo trabajarán en inversa cuando el módulo también lo haga.

Bajo condiciones de operación reales, el peor caso de estrés térmico para la célula sombreada ocurre cuando el módulo FV está cortocircuitado. Así, el tiempo necesario para que $T_{c,PS}$ alcance su umbral de seguridad $T_{c,ST}$ es 530 s.

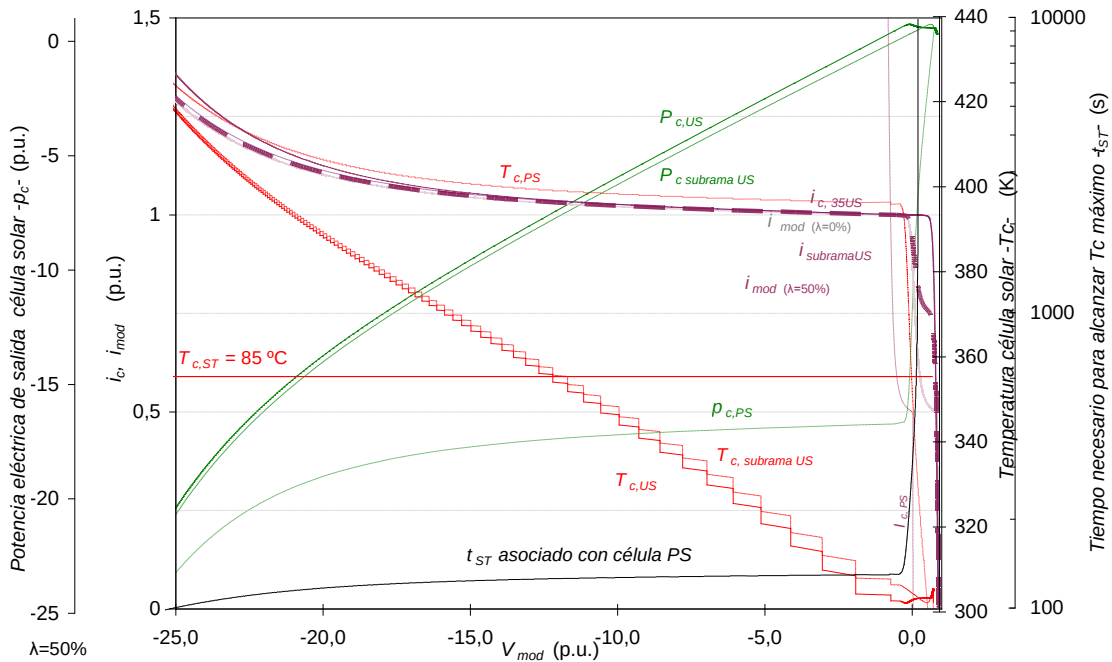


Figura 6.2. Resultados de la simulación para las características $i-v_{mod}$, $p-v_{mod}$, T_c-v_{mod} y $t_{ST}-v_{mod}$ del módulo I-106/12 de Isofotón para tensiones negativas (sin diodos de paso), en condiciones PTC, con una célula solar sombreada

6.2.2.1.2. Modulo fotovoltaico con diodos de paso

La Figura 6.3 presenta los resultados de simulación para las características $i-v_{mod}$, $p-v_{mod}$, T_c-v_{mod} y $t_{ST}-v_{mod}$ del módulo FV estudiado, con diodos de paso, en el cual una célula solar individual de una de sus ramas (rama sombreada) está expuesta a una tasa de sombreado del 50 % mientras que las 35 células restantes de la rama están totalmente iluminadas.

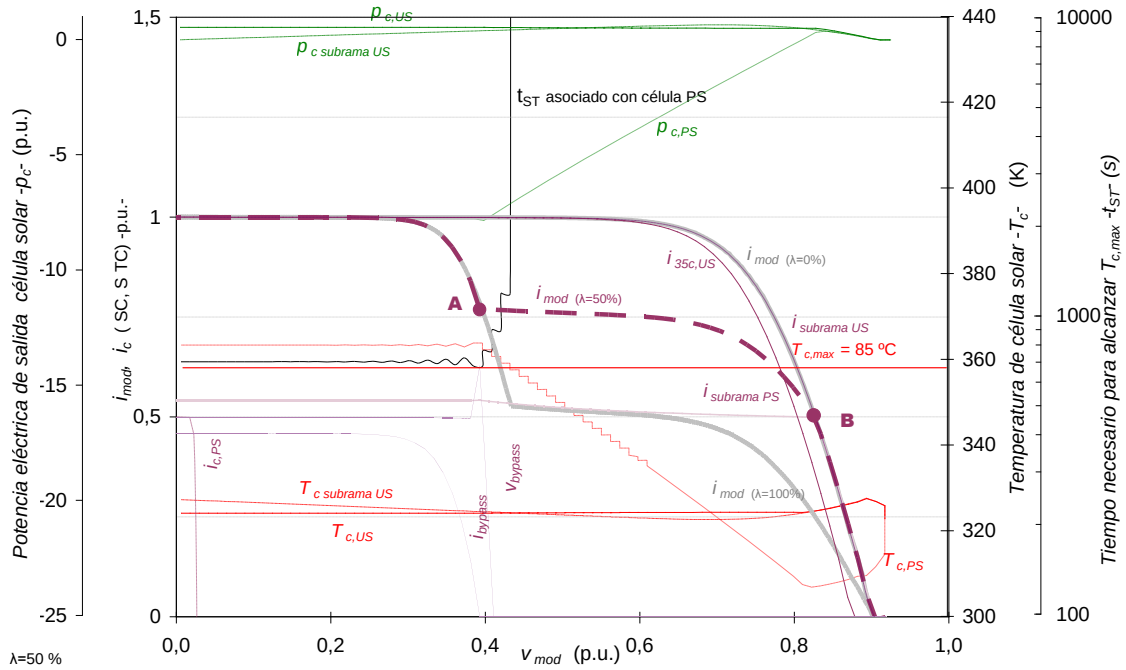


Figura 6.3. Resultados de simulación para las características $i-v_{mod}$, $p-v_{mod}$, T_c-v_{mod} y $t_{ST}-v_{mod}$ del módulo I-106/12 de Isofotón (con diodos de paso), en condiciones PTC, con una célula solar sombreada

En relación con las características $i-v_{mod}$, se pueden observar los dos puntos característicos asociados al sombreado de células en módulos con diodos de paso (A y B). El punto A indica el instante (desde circuito abierto) a partir del cual empieza a evidenciarse los efectos de la célula sombreada; este punto corresponde con la intensidad de cortocircuito de la célula sombreada y la tensión de activación del diodo (en esta simulación corresponde con 0,864 p.u.). El punto B indica el instante a partir del cual comienza a funcionar el diodo de paso; la suma de las tensiones en la rama se equipara a la tensión de activación del diodo de paso en dicho punto. El punto B limita la máxima potencia que disipará la célula sombreada; valores superiores de intensidad sólo circularán por el diodo de paso.

En relación con las características $p-v_{mod}$, se observa como la activación del diodo de paso limita el crecimiento de la potencia disipada en la célula sombreada. No obstante, esta célula trabaja en polarización inversa ($p_{s,c} < 0$ p.u.) cuando el módulo trabaja en polarización directa. La máxima potencia disipada (-8 p.u.) dependerá de la conductancia paralela de la célula; si ésta es muy alta (célula tipo II) puede darse el caso que el diodo de paso no entre en funcionamiento aunque la célula esté totalmente sombreada [60,64,359].

De nuevo, como en el caso de no equipar diodos de paso, bajo condiciones de operación reales, el peor caso de estrés térmico para la célula sombreada ocurre cuando el módulo FV está cortocircuitado. Así, el tiempo necesario para que $T_{S,c}$ alcance su umbral de seguridad es 670 s.

La Figura 6.4 presenta los resultados de simulación de las características $i-v_{mod}$, $p-v_{mod}$, T_c-v_{mod} y $t_{ST}-v_{mod}$ de módulo FV estudiando, con diodos de paso, estando varias células de una de sus ramas (rama sombreada) con una tasa de sombreado del 50 % y el resto de la rama totalmente iluminada.

En relación con las características $i-v_{mod}$, destaca como la intensidad de la rama sombreada para tensiones positivas es independiente del número de células sombreadas; la limitación de esta característica sólo depende de la célula que tiene una tasa de sombreado mayor. No obstante, para tensiones negativas la tensión de ruptura de avalancha de la rama sombreada se desplaza hacia la izquierda a medida que crece el número de células sombreadas; este comportamiento repercute sobre la curva resultante del módulo que experimenta el mismo desplazamiento.

En relación con las características $p-v_{mod}$, se observa como el caso de una única célula sombreada disipa máxima potencia (-8 p.u.) al deber absorber toda la potencia que produce el resto de células iluminadas de la rama. Por tanto, el caso de una única célula sombreada es el peor caso de estrés térmico. En cambio, cuando crece el número de células sombreadas, éstas reparten la potencia a disipar alcanzándose una temperatura individual en célula menor. El umbral de seguridad de temperatura $T_{c,ST}$ sólo se alcanza con una célula sombreada al cabo de 520 s.

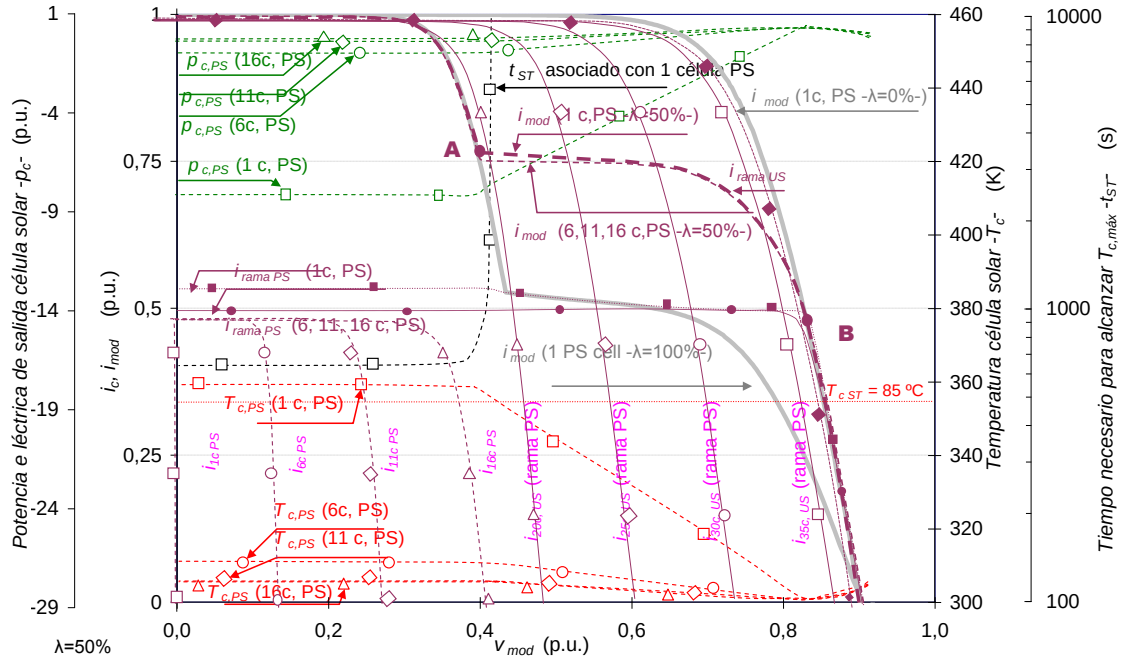


Figura 6.4. Resultados de simulación para las características $i-v_{mod}$, $p-v_{mod}$, T_c-v_{mod} y $t_{ST}-v_{mod}$ del módulo I-106/12 de Isofotón (con diodos de paso), en condiciones PTC, con varias células solares sombreadas

La tasa sombreado tiene una gran influencia sobre la potencia disipada por la célula sombreada ($p_{s,c} < 0$ p.u.) y por tanto, sobre su temperatura de operación ($T_{s,c}$) en régimen permanente.

El sombreado origina una disminución de la irradiancia efectiva que incide en la célula, provocando una disminución de la corriente generada por ésta, ya que la intensidad generada por una célula solar es directamente proporcional a la irradiancia incidente sobre ella. Un aumento de la tasa de sombreado provoca un movimiento de los puntos A y B de la curva $i-v$ de un módulo FV. Este movimiento se produce en sentido descendente, es decir, ambos puntos se sitúan en corrientes menores a medida que aumenta la tasa de sombreado.

6.2.2.1.3. Importancia de la tasa de sombreado

La Figura 6.5 presenta los resultados de simulación de la influencia de la tasa de sombreado sobre la potencia disipada por la célula sombreada para el peor caso de estrés térmico (módulo FV en cortocircuito con sólo una célula sombreada). La variable t_{ST} asociada a la célula sombreada también se muestra en la gráfica. Se han realizado simulaciones para diferentes temperaturas ambientes.

Comparando los resultados térmicos, con y sin diodos de paso en el módulo, se observa como la célula sombreada está mucho más cargada cuando el módulo no tiene diodos de paso. Bajo esta condición y, para todas las tasas de sombreado, $T_{S,c}$ siempre supera a $T_{c,ST}$ en un tiempo entre 100 y 600 s. Mientras tanto, si el módulo dispone de diodos de paso, sólo hay un intervalo de tasas de sombreado, creciente con la subida de la temperatura ambiente, que conduce a temperaturas mayores que $T_{c,ST}$.

La tasa de sombreado específica que origina el peor caso de estrés térmico, es decir, la temperatura máxima de célula, depende de la pendiente de la característica inversa en bajas tensiones de trabajo. Esta tasa suele estar en un rango de 5–10 % con diodos de paso y 10–30 % sin diodos de paso.

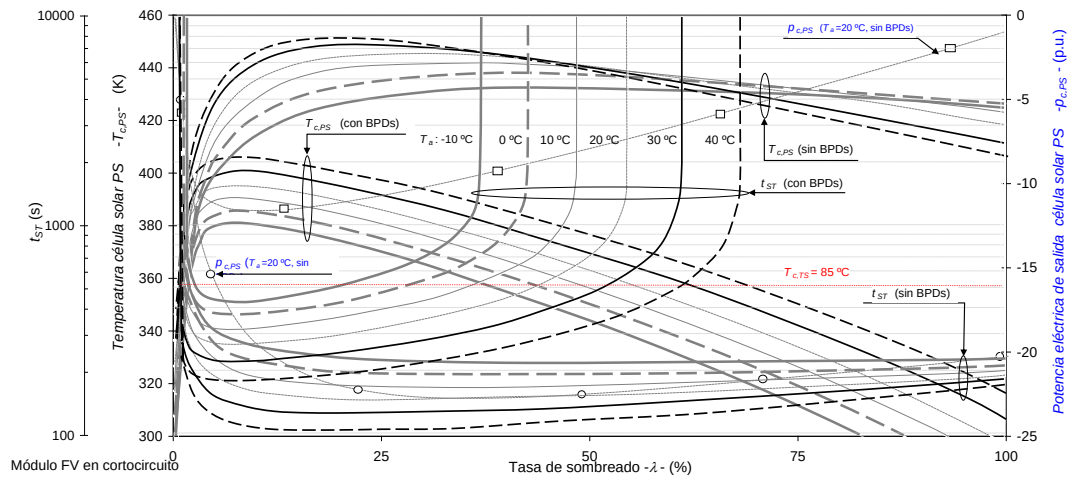


Figura 6.5. Temperatura máxima de la célula solar sombreada y variable t_{ST} asociada para el peor caso de estrés térmico en el módulo I-106/12 de Isofotón ($G = 1000 \text{ W/m}^2$, $v_f = 1 \text{ m/s}$)

El estrés térmico de las células bajo condiciones de sombreado, además de la tasa de sombreado (λ), depende de las condiciones meteorológicas (G , T_a , v_f). Con el objetivo de analizar la influencia de estas variables, se han extendido las simulaciones de la Figura 6.5 para varios niveles de irradiancia (100–1.200 W/m^2 con intervalos de 100 W/m^2) y temperaturas ambientes (desde -10–40 °C con intervalos de 5 °C). La velocidad de viento (1 m/s) se ha mantenido constante con objeto de facilitar la interpretación de los resultados.

La Figura 6.6 presenta los resultados de simulación del intervalo de tasas de sombreado no permitidas ($T_{c,PS} \geq T_{c,ST}$) cuando el módulo FV incorpora diodos de paso para diferentes valores de G y T_a . Para irradiancias inferiores a 400–800 W/m^2 , la célula no alcanza su umbral de seguridad $T_{c,ST}$. Para irradiancias superiores al dicho entorno, la

tasa de sombreado máxima aumenta con la G y T_a . Por tanto, el intervalo de tasas de sombreado que conduce al deterioro de la célula sombreada es creciente a pesar de disponer el módulo de diodos de paso.

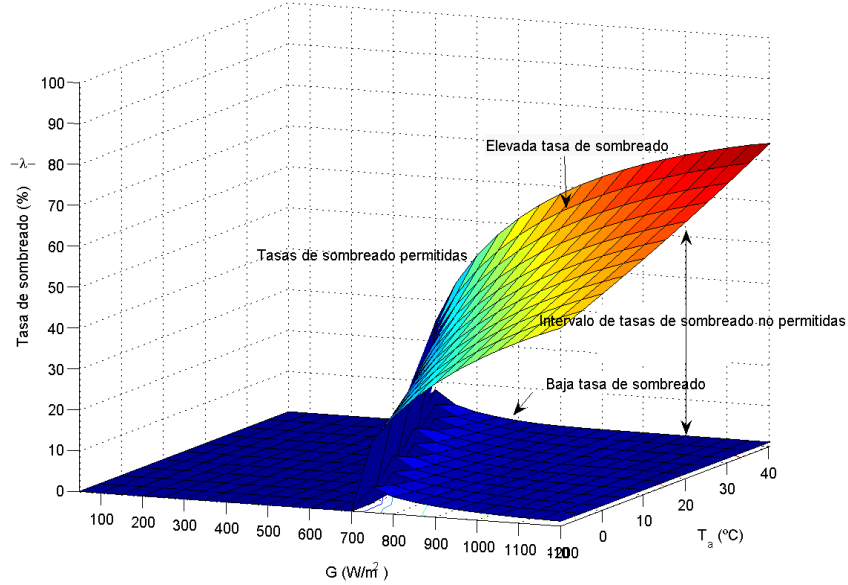


Figura 6.6. Intervalo de tasas de sombreado no permitidas ($T_{c,PS} \geq T_{c,ST}$) para el peor caso de estrés térmico en el módulo I-106/12 de Isofotón ($v_f = 1 \text{ m/s}$)

La Figura 6.7 presenta los resultados de simulación de la tasa de sombreado que origina la temperatura máxima para la célula sombreada en el peor caso de estrés térmico.

En niveles de irradiancia donde $T_{c,PS} \geq T_{c,ST}$ ($G > [400-800] \text{ W/m}^2$ dependiendo de T_a), la tasa de sombreado de temperatura máxima se mantiene siempre por debajo del 10% cuando los módulos FVs incluyen diodos de paso y 50 % en caso contrario.

En niveles de irradiancia bajos, la diferencia entre la intensidad de la célula sombreada y no sombreada es muy pequeña; la influencia de la disminución de intensidad causada por la tensión de ruptura de avalancha es pequeña, requiriéndose niveles mayores de tasas de sombreado para alcanzar la temperatura máxima.

Por otro lado se observa además como para alcanzar la temperatura máxima es necesaria una tasa de sombreado mayor cuando no se dispone de diodos de paso en el módulo.

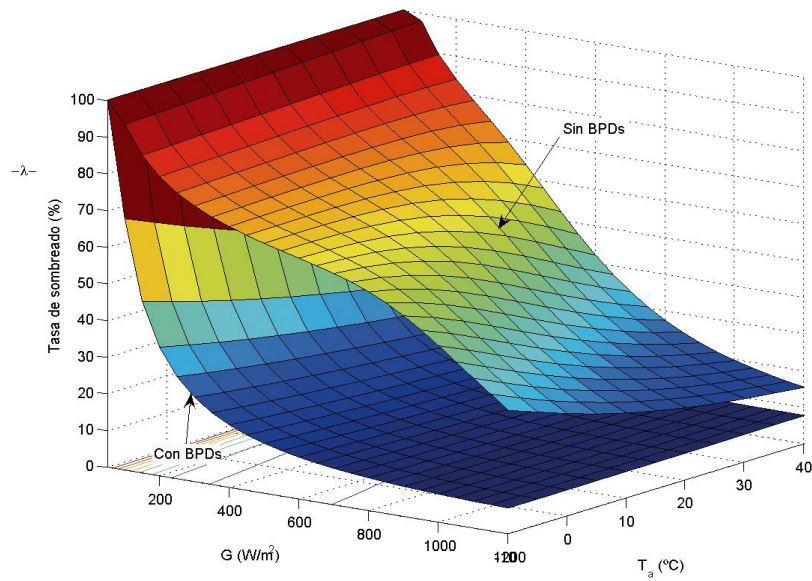


Figura 6.7. Tasa de sombreado que origina la temperatura máxima de la célula solar sombreada para el peor caso de estrés térmico en el módulo I-106/12 de Isofotón ($v_f = 1$ m/s)

La Figura 6.8 presenta los resultados de simulación de la temperatura máxima de la célula sombreada para el peor caso de estrés térmico en el módulo FV con y sin diodos de paso. Esta temperatura máxima se alcanza para la tasa de sombreado presentada en la Figura 6.7. Como era de esperar, ver la Figura 6.5, se alcanzan temperaturas mayores en el caso de no disponer de diodos de paso, al tener que disipar la célula sombreada una mayor potencia. Se observa también como la temperatura máxima de la célula sombreada aumenta con las variables G y T_a .

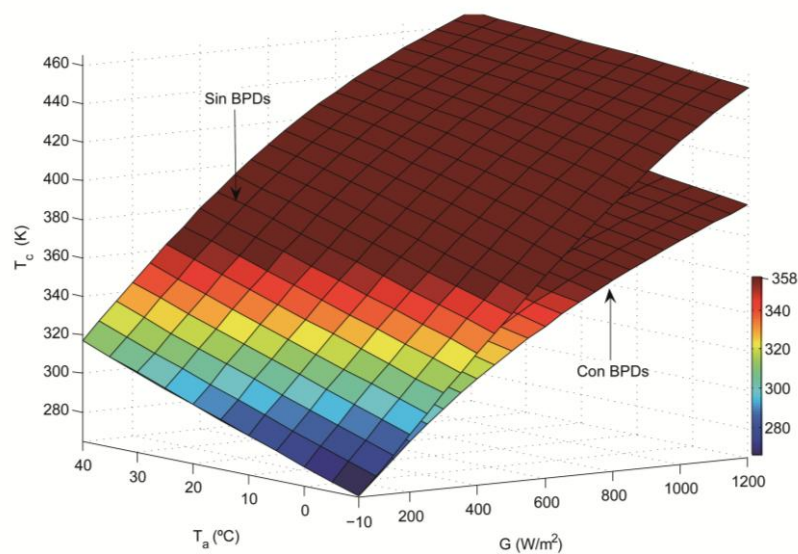


Figura 6.8. Temperatura máxima de la célula solar sombreada para el peor caso de estrés térmico en el módulo I-106/12 de Isofotón ($v_f = 1$ m/s)

6.2.2.2. Análisis de pérdidas y modificación del punto de funcionamiento

La modificación del punto de funcionamiento del dispositivo FV (módulo FV) bajo condiciones de sombreado, en estado permanente, se determina mediante el análisis de las siguientes variables de salida:

- Factor de forma (FF_D).
- Cambio del MPP ($\Delta V_{D,MPP}$).
- Pérdidas relativas de potencia (RPL_D).

La modificación del punto de funcionamiento del módulo FV se obtiene a partir de la realización de diferentes simulaciones sobre el módulo I-106/12, que incorpora diodos de paso.

Para este análisis se tienen en cuenta las variables meteorológicas (G , T_a , v_f) y la tasa de sombreado. Para limitar el número de variables de entrada en el estudio, sólo se considera dentro de las variables meteorológicas, la irradiancia, al ser la más significativa.

Así, las simulaciones abarcan varias irradiancias (desde 100 a 1.200 W/m² con saltos de 100 W/m²) y tasas de sombreado (desde 0 a 100 % con saltos de 1 %), manteniendo el valor de la temperatura ambiente en 20 °C.

La Figura 6.9 presenta la modificación del factor de forma (FF_D), de la pérdida relativa de potencia (RPL_D) y de la variación de la tensión del módulo FV en el MPP ($\Delta V_{D,MPP}$) con la tasa de sombreado y la irradiancia.

La variación de la tensión en el MPP disminuye debido al aumento de temperatura para tasas de sombreado menores al 15 %. Para tasas superiores a dicho valor y menor al 25 % se produce un comportamiento contrario debido al aumento en la temperatura de la célula. Para tasas superiores al 25 %, la variación de la tensión en el MPP disminuye por la modificación de pico local de máxima potencia influido fundamentalmente por el intervalo de tensión determinado por la célula sombreada.

La variable FF experimenta una mayor variación por la acción conjunta de la variación de $I_{D,MPP}$ y $V_{D,MPP}$, permaneciendo invariable $I_{D,SC}$ y $V_{D,OC}$. Se producen variaciones de intensidad en torno al 50 % mientras que las variaciones de tensión oscilan en un 7 %.

La variable RPL_D aumenta de forma pequeña para tasas de sombreado menores que el 15 % debido a los efectos que produce la disminución tensión de la célula (la intensidad se mantiene prácticamente constante). Para tasas de sombreado mayores se produce un incremento mayor debido a los efectos que provoca la intensidad de célula. La variable RPL_D tiende al 50 % al representar la pérdida relativa de potencia de la rama sombreada frente a la otra rama del módulo FV.

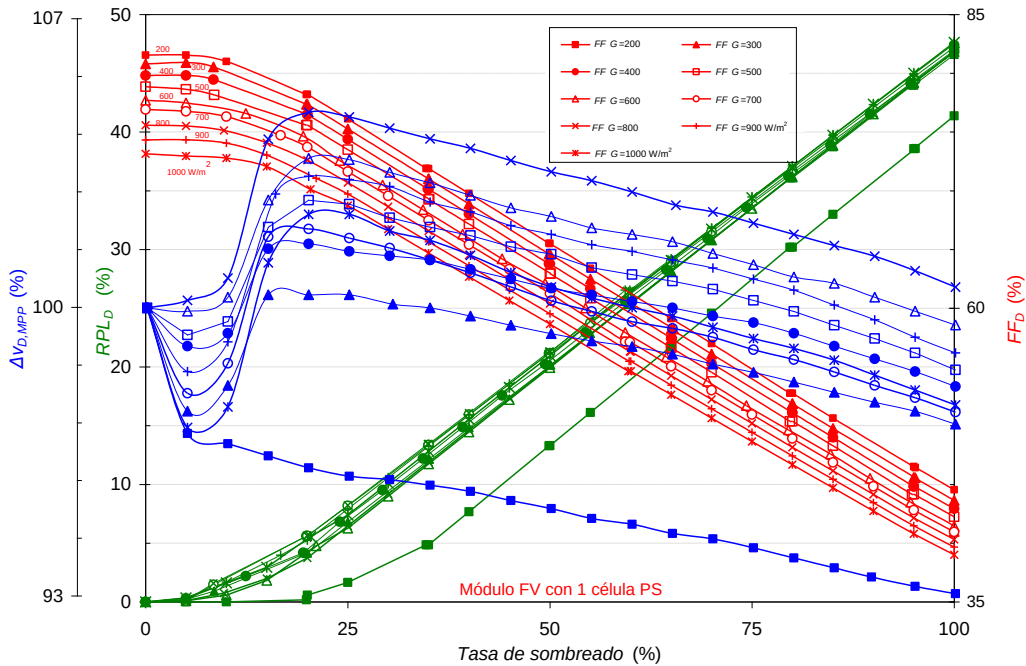


Figura 6.9. Modificación del punto de funcionamiento, análisis de pérdidas y FF de un módulo bajo diferentes tasas de sombreado e irradiancias ($T_a = 20^\circ\text{C}$)

6.2.3. Caso de estudio: generador fotovoltaico

Este apartado analiza el comportamiento del generador FV de 68 kWp⁸ (Proyecto UNIVER [72]) bajo condiciones de sombreado. Así, por un lado se presenta el comportamiento térmico del generador (curvas $i-v$, $p-v$ y $T-v$). Por otro lado, se realiza un análisis de pérdidas eléctricas y modificación del punto de funcionamiento (cortocircuito y máxima potencia).

6.2.3.1. Análisis térmico

Esta sección describe el comportamiento térmico y eléctrico simulado del generador FV bajo condiciones de sombreado, en estado permanente, usando el modelo de

⁸ El proyecto UNIVER consiste en un Sistema Fotovoltaico conectado a la Red (SFCR) de 200 kWp, en el Campus de "Las Lagunillas" de la Universidad de Jaén. Este proyecto fue aprobado dentro del programa THERMIE (número de proyecto SE/00383/95/ES/UK) del cuarto programa marco de IDT de la Unión Europea y dentro de PAEE del MINER (número de proyecto 2109).

simulación desarrollado en esta tesis. Los parámetros que modela el generador FV simulado se presentan en la Figura 5.19. Este generador está constituido por 80 módulos FVs I-106, formado por 6 ramas de 12 células en serie.

6.2.3.1.1. Efectos del sombreado parcial

El análisis de estrés térmico del generador FV se ha llevado a cabo mediante la realización de diferentes simulaciones en las cuales se han sombreado, bajo condiciones PTC, desde un número creciente de células en un módulo individual hasta un número creciente de módulos en el generador FV.

Las simulaciones llevadas a cabo con el sombreado de un número variable de módulos completos en el generador FV frente al sombreado de células en un módulo individual muestran que existe mayor estrés térmico en el segundo caso. Así, el peor caso de estrés térmico ocurre con el sombreado de una única célula en cada una de las ramas de un módulo individual, trabajando el generador FV en cortocircuito (Figura 6.10).

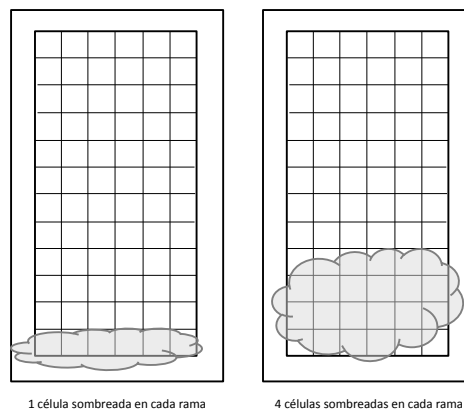


Figura 6.10. Tipos de sombreado diferentes (módulo con una única célula sombreada en cada rama –peor caso de estrés térmico- y módulo con varias células sombreadas)

La Figura 6.11 muestra los resultados de simulación del generador FV bajo diferentes casos de sombreado parcial, desde 1 a 12⁹ células (pertenecientes a cada rama diferentes del módulo) hasta la totalidad de células del módulo (tasa de sombreado del 100 %).

En relación con las características $i-v_G$ se observa como la característica del generador experimenta la mayor modificación para el caso del sombreado de sólo una célula de cada rama frente al sombreado de todo el módulo. No obstante, la modificación de las características de la rama sombreada y, por tanto, del generador no

⁹ Las simulaciones se realizan con datos de un módulo con 6 ramas en paralelo y 12 células en serie.

tiene un comportamiento desfavorable con el aumento del número de células sombreadas.

En relación con las características $p-v_G$ se observa que el peor caso de estrés térmico se origina con el sombreado de 1 célula en cada rama (potencia disipada ≈ -50 p.u. para tensiones $\leq 0,6$ p.u.) frente al sombreado de todo un módulo FV (potencia disipada ≈ -45 p.u. para tensiones $\leq 0,4$ p.u.). En el segundo caso, la peor condición térmica se alcanza para tensiones inferiores a un punto intermedio entre cortocircuito y MPP. Sin embargo, en el primer caso (sombreado de 1 célula en cada rama), la característica tiene una alta pendiente negativa alcanzando valores muy elevados de potencia disipada (-50 p.u.) ya en puntos próximos al MPP.

En relación con las características T_c-v_G se observa como para tensiones inferiores a 0,5 p.u. se sobrepasa el umbral de seguridad ($T_{c,ST}$) en todos los casos planteados.

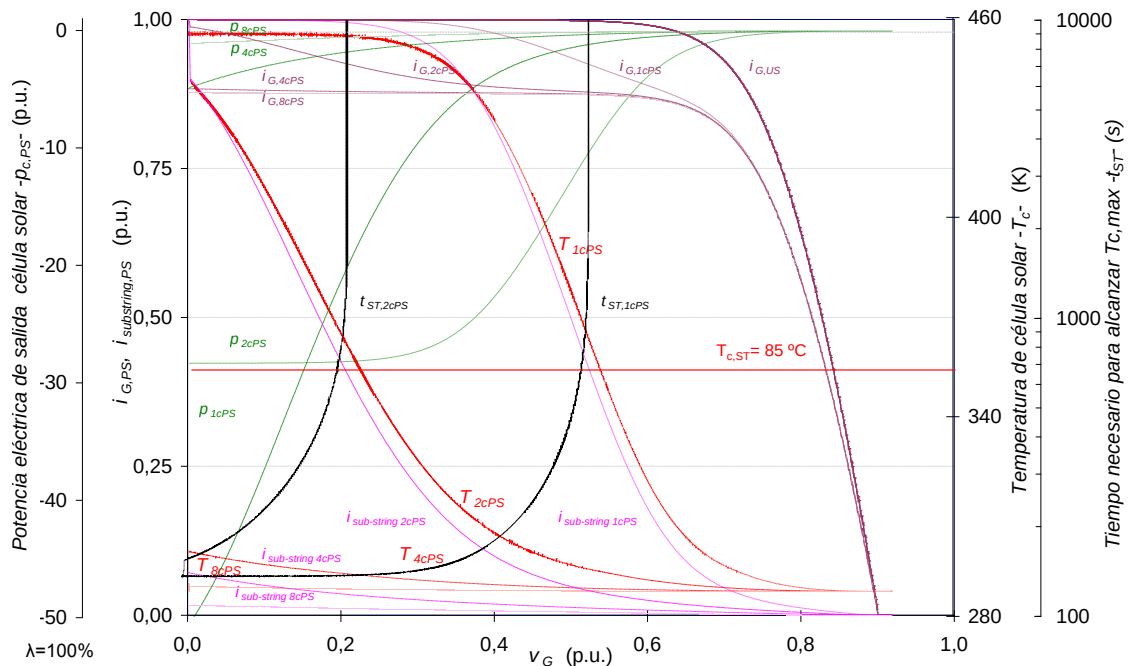


Figura 6.11. Resultados de simulación para las características $i-v_G$, $p-v_G$, T_c-v_G y $t_{ST}-v_G$ del generador FV de 68 kWp, en condiciones PTC, con varias células solares sombreadas

Aunque el peor caso de estrés térmico presentado es el sombreado de una célula en cada rama del módulo FV, las siguientes simulaciones considerarán como peor caso el sombreado de todo el módulo al ser una condición real mucho más probable.

Las simulaciones se han llevado a cabo en dos condiciones extremas de funcionamiento diferentes: cortocircuito y MPP. La primera condición se selecciona por

representar la peor condición de estrés térmico para situaciones de sombreado [355], como se ha mostrado en un módulo individual en la sección anterior. Por otro lado, la condición del MPP representa el estado habitual óptimo de trabajo del generador FV. Estas dos condiciones extremas abarcan las potenciales situaciones peligrosas de funcionamiento del generador desde el punto de vista térmico puesto que, en circuito abierto, no hay disipación de potencia en las células sombreadas.

6.2.3.1.1.1. Funcionamiento del generador en cortocircuito

Estas simulaciones se han realizado con módulos que no incorporan diodos de paso, condición real del generador analizada, puesto que la temperatura máxima alcanzada con diodos de paso no sobrepasa el umbral de seguridad ($T_{c,ST}$) en ningún caso.

Las Figuras 6.12 y 6.13 muestran como el comportamiento de sombreado de una célula en un módulo es perfectamente extrapolable al sombreado de un módulo en un generador. Así, la Figura 6.12 muestra como la tasa de sombreado que determina la temperatura máxima en el generador es similar a la correspondiente para un módulo (Figura 6.7). La principal diferencia radica en los valores para los cuales se alcanza esta temperatura máxima. En el sombreado de un módulo, la tasa de sombreado es siempre superior a un 60 %; en el sombreado de una célula hay un mayor margen de variación, disminuyendo a tasas de sombreado del 10 %.

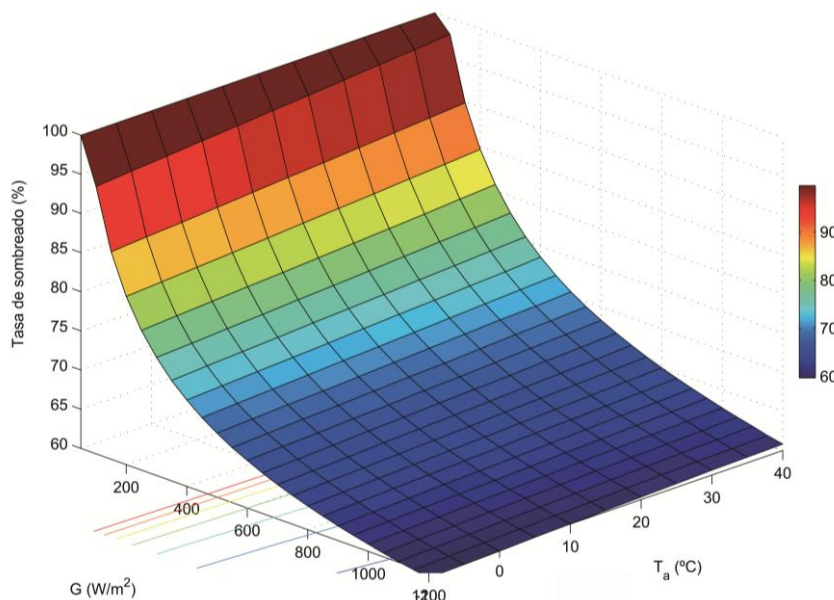


Figura 6.12. Tasa de sombreado que origina la temperatura máxima de células solares en el módulo sombreado para el peor caso de estrés térmico (cortocircuito, 1 módulo sombreado, sin BPDs) en el generador fotovoltaico de 68 kWp ($v_f = 1$ m/s)

De igual forma, comparando las Figuras 6.8 y 6.13 se observa el mismo comportamiento general. No obstante, los umbrales de temperatura máxima alcanzados en el sombreado de módulo son mayores que en el caso de célula debido a su configuración serie respectiva (módulo: 1 célula sombreada frente a 35 no sombreadas; generador: 1 módulo sombreado frente a 79 no sombreados).

Por otro lado, la Figura 6.13 revela, cuando el módulo incorpora diodos de paso, que la temperatura máxima alcanzada para cualquier G y T_a no alcanza el umbral de seguridad ($T_{c,ST}$) debido a la activación de diodo de paso.

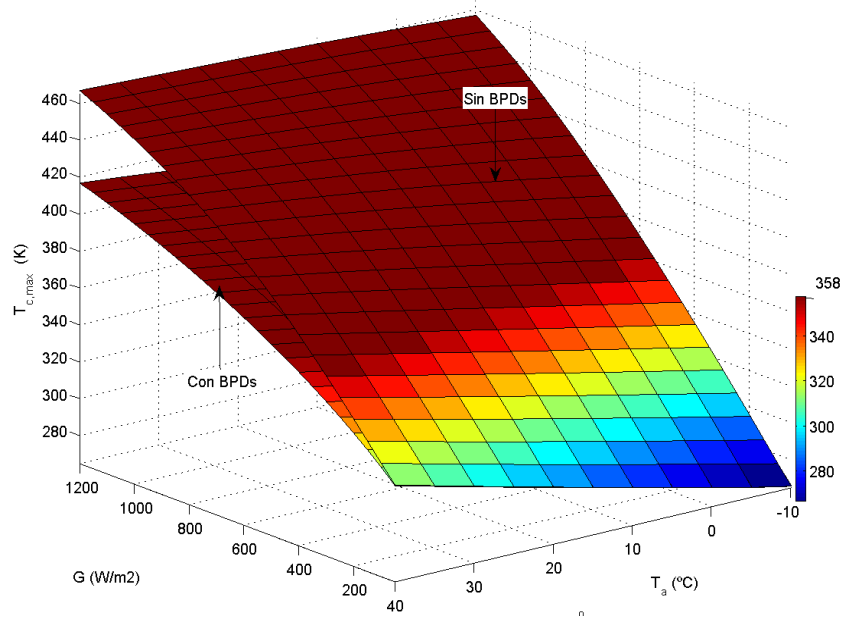


Figura 6.13. Temperatura máxima de células solares en el módulo sombreado para el peor caso de estrés térmico (cortocircuito, 1 módulo sombreado) en el generador fotovoltaico de 68 kWp ($v_f = 1$ m/s)

6.2.3.1.1.2. Funcionamiento del generador en el punto de máxima potencia

Las Figuras 6.14 y 6.15 presentan los resultados de la simulación de la tasa de sombreado que origina la máxima temperatura de células solares en el módulo sombreado y dicha temperatura cuando el generador trabaja en el MPP.

La Figura 6.14 muestra que la tasa de sombreado que provoca el máximo estrés térmico en el módulo sombreado presenta un valor relativamente estable ($\approx 40\%$) independientemente de G y T_a .

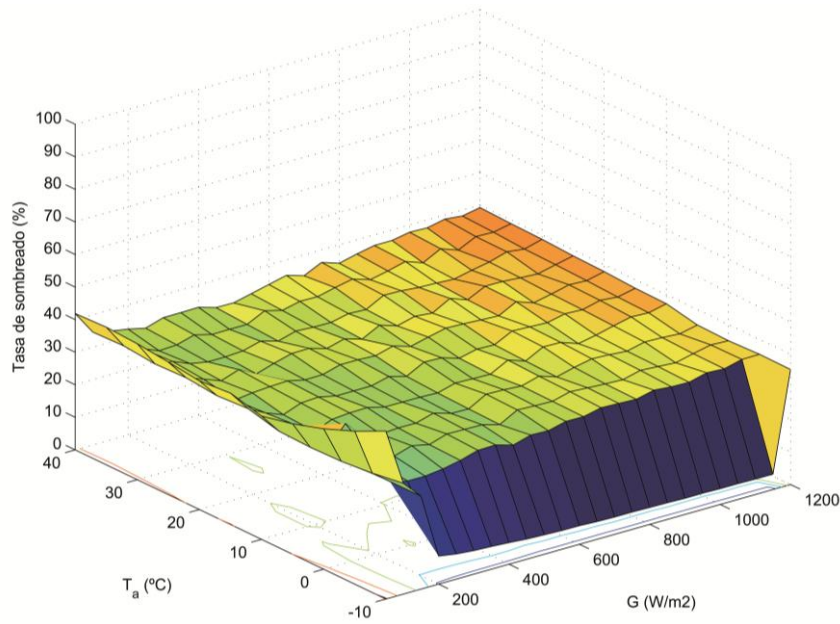


Figura 6.14. Tasa de sombreado que origina la máxima temperatura de células solares en el módulo sombreado para el generador fotovoltaico de 68 kWp en el MPP sin BPDs ($v_f = 1$ m/s)

La Figura 6.15 presenta como la máxima temperatura alcanzada en condiciones de sombra presenta una tendencia similar en el MPP que en cortocircuito (Figura 6.13). No obstante, en el primer caso los umbrales alcanzados son inferiores. En ningún escenario planteado de G y T_a se alcanzan temperaturas peligrosas ($T_{c,PS} \geq T_{c,ST}$).

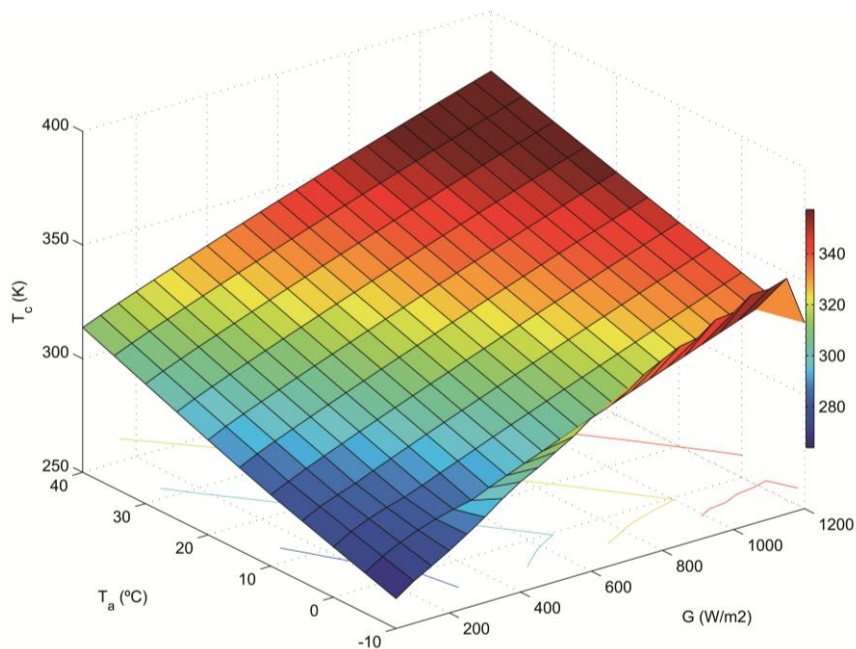


Figura 6.15. Máxima temperatura de células solares en el módulo sombreado para el generador fotovoltaico de 68 kWp en el MPP sin BPDs ($v_f = 1$ m/s)

6.2.3.1.2. Importancia de la configuración serie-paralelo

Incrementar el grado de paralelismo en un generador FV tiene un efecto importante sobre la reducción del estrés térmico. Así, el número de módulos FVs conectados en serie es una variable clave en la temperatura que puede alcanzar un módulo en el caso de peor estrés térmico. Esta situación se puede observar para el generador funcionando en cortocircuito (Figura 6.16 a Figura 6.18) y en el MPP (Figura 6.19).

En las simulaciones se ha mantenido constante la potencia del generador FV. Así, si aumenta el número de módulos en serie disminuye, de manera proporcional, el número de ramas en paralelo del generador.

La Figura 6.16 muestra la tasa de sombreado que origina la temperatura máxima del módulo para un número de módulos conectados en serie variable. Se observa, en relación con la configuración básica del generador –80 módulos en serie– (Figura 6.12), como dicha tasa de sombreado disminuye al disminuir el número de módulos serie en la rama. Para cada configuración particular, módulos serie fijo, la tasa aumenta con la disminución de las variables G y T_a .

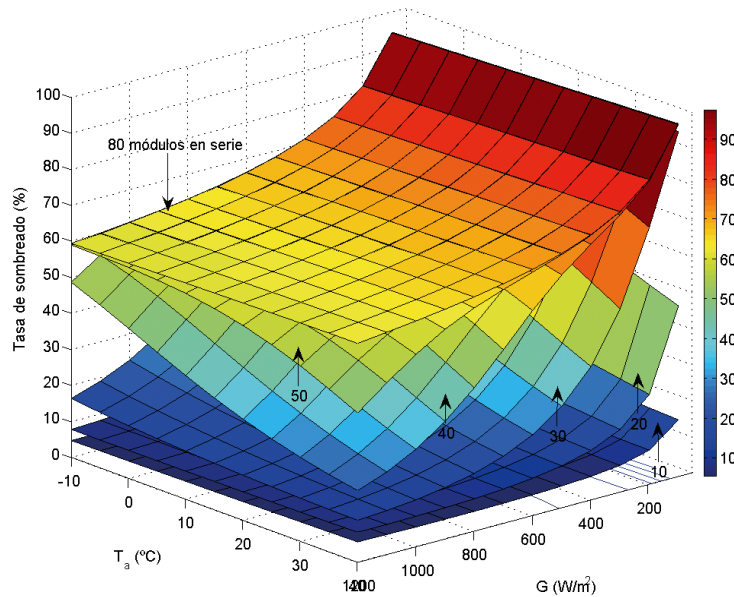


Figura 6.16. Tasa de sombreado que origina la temperatura máxima de células solares en el módulo sombreado para el peor caso de estrés térmico (cortocircuito, 1 módulo sombreado) en el generador fotovoltaico de 68 kWp ($v_f = 1$ m/s)

La Figura 6.17 muestra que si el generador FV tiene ramas con más de 10 módulos FVs en serie, la temperatura alcanzada en el módulo sombreado es mayor que $T_{c,ST}$ (con la tasa de sombreado más desfavorable). No obstante, se produce un crecimiento exponencial de la máxima temperatura con el aumento del número de módulos en serie.

Así, a partir de 60 módulos en serie el incremento térmico es poco considerable, puesto que existen células sombreadas que se encuentran en avalancha.

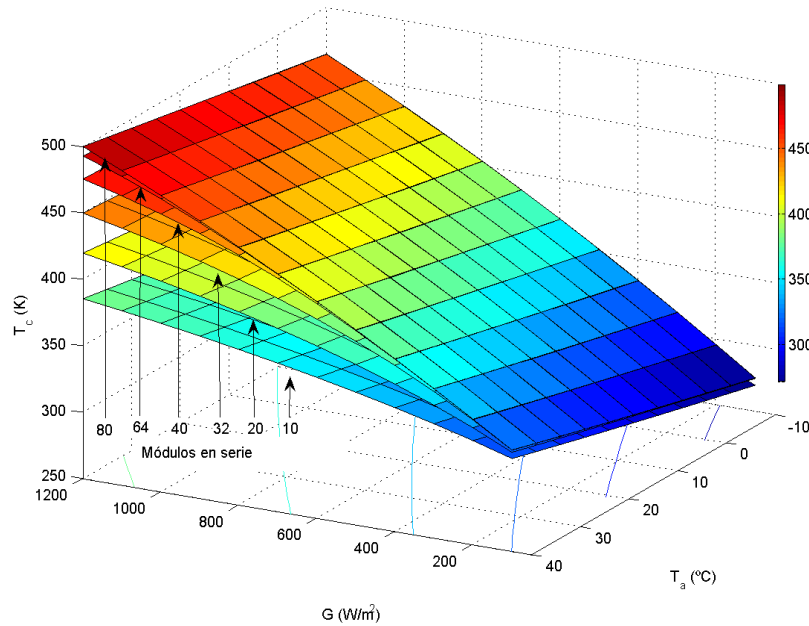


Figura 6.17. Temperatura máxima de células solares en el módulo sombreado para el peor caso de estrés térmico (cortocircuito, 1 módulo sombreado) en el generador fotovoltaico de 68 kWp ($v_f = 1$ m/s).

La Figura 6.18 muestra como la variable t_{ST} asociada a las células del módulo sombreado decrece fuertemente a medida que el número de módulos FVs en serie crece.

En el caso de 10 módulos en serie sólo se alcanza la máxima temperatura en el módulo para condiciones de G poco frecuentes ($>1.200 W/m^2$). Sin embargo, para el caso de 80 módulos en serie, un rango importante de G y T_a conduce al deterioro del módulo en tiempos del orden de 200 s.

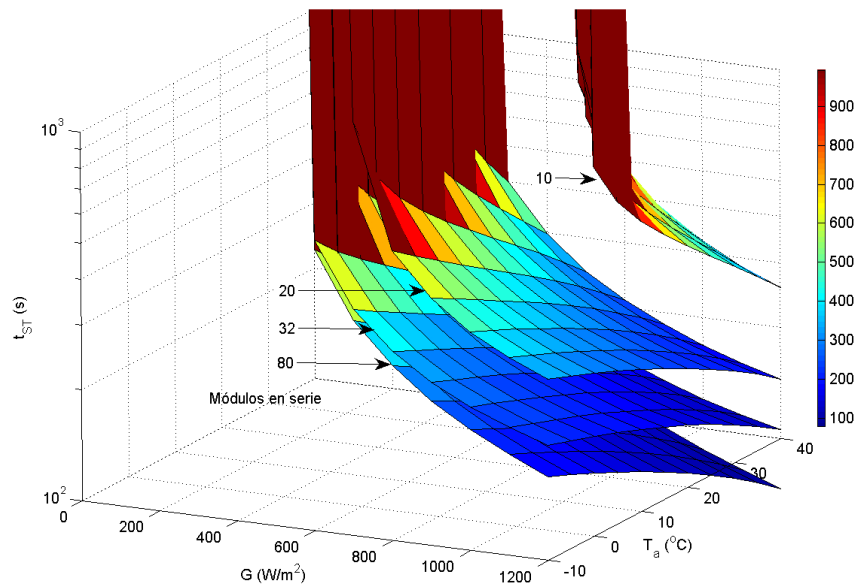


Figura 6.18. Variable t_{ST} asociada a células solares del módulo sombreado para el peor caso de estrés térmico (cortocircuito, 1 módulo sombreado) en el generador fotovoltaico de 68 kWp ($v_f = 1$ m/s).

Finalmente la Figura 6.19 presenta, por el contrario, como cuando el generador trabaja en el MPP únicamente la configuración de 80 módulos en serie puede deteriorar el módulo sombreado en un rango muy reducido de G y T_a . El resto de configuraciones no conducen a temperaturas inadmisibles.

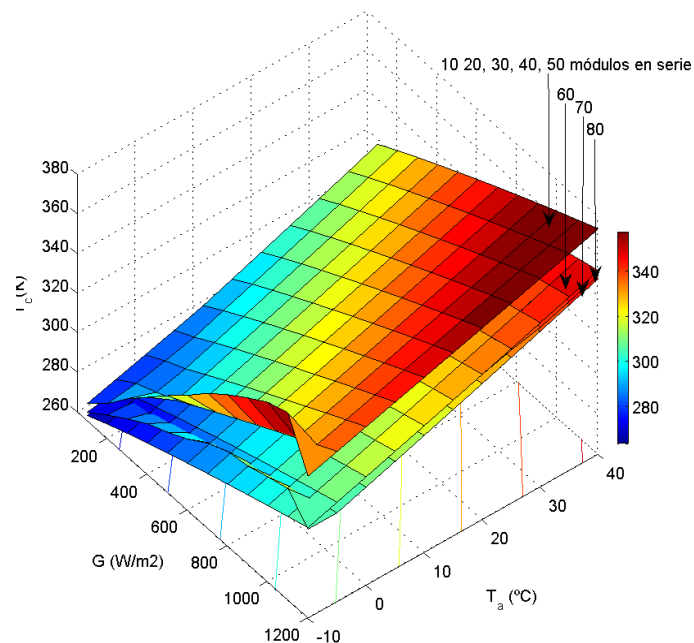


Figura 6.19. Máxima temperatura de células solares en el módulo sombreado para el generador fotovoltaico de 68 kWp en el MPP ($v_f = 1$ m/s)

6.2.3.2. Análisis de pérdidas y modificación del punto de funcionamiento

Esta sección describe la modificación del funcionamiento del generador FV bajo condiciones de sombreado, en estado permanente, mediante el análisis de las siguientes variables de salida:

- Temperatura de trabajo en el/los módulo/s sombreado/s para el MPP.
- Cambio del MPP ($\Delta V_{G,MPP}$).
- Pérdidas relativas de potencia (RPL_G).

La modificación del funcionamiento del generador FV se obtiene a partir de la realización de diferentes simulaciones sobre el generador FV de 68 kWp. Aunque este generador incorpora diodos de paso, las simulaciones muestran resultados con y sin diodos con el objetivo de presentar un estudio que abarque todas las posibilidades.

Puesto que la modificación de las variables de funcionamiento del generador FV, bajo condiciones de sombreado, está condicionada por las variables meteorológicas (G , T_a , v_f), el número de módulos sombreados y la tasa de sombreado, todas estas variables deberán ser consideradas. No obstante, para limitar las variables de entrada en el estudio, sólo se considerará dentro de las variables meteorológicas, la irradiancia, al ser la más significativa como se ha podido observar en apartados anteriores.

Así, las simulaciones abarcan varias irradiancias (desde 100 a 1200 W/m² con saltos de 100 W/m²), tasas de sombreado (desde 0 a 100 % con saltos de 1 %) y un número variable de módulos sombreados en una de sus ramas.

6.2.3.2.1. Funcionamiento del generador fotovoltaico sin diodos de paso

La Figura 6.20 presenta la temperatura de trabajo, en el MPP, de células solares en módulos sombreados del generador FV con la tasa de sombreado, irradiancia y número de módulos sombreados en una rama.

Los mayores valores de T_c se alcanzan para tasas de sombreado del 20–50 % en el caso de un único módulo sombreado.

El sombreado de un módulo conduce a temperaturas de célula próximas al umbral de seguridad ($T_{c,ST}$) en el intervalo de tasas de sombreado indicado. Por contra, un número mayor de módulos sombreados conduce a una temperatura máxima menor puesto que disminuye la potencia a disipar por cada módulo. Al aumentar la tasa de sombreado en el módulo sombreado, la potencia generada por el módulo disminuye, mientras que la

generada por el resto de los módulos de la rama se mantiene constante. Por ello, la temperatura alcanzada por el módulo sombreado disminuye.

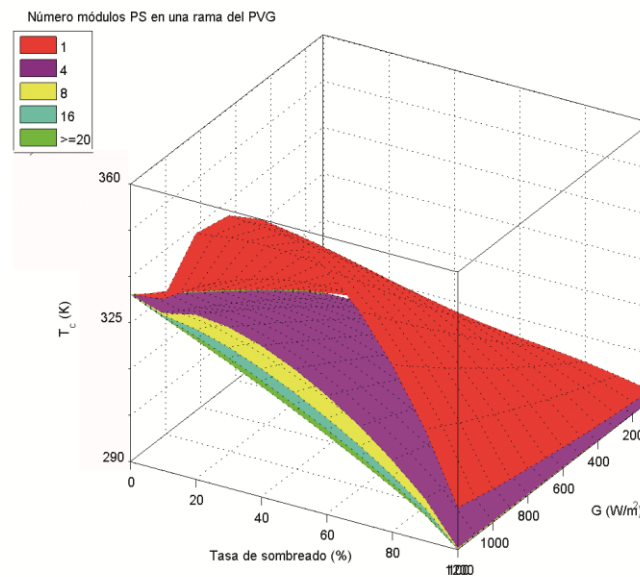


Figura 6.20. Temperatura de trabajo de células solares en módulos sombreados para el generador fotovoltaico de 68 kWp (sin diodos de paso) en el MPP ($T_a = 20$ °C, $v_f = 1$ m/s)

La Figura 6.21 presenta la variable variación de tensión del generador FV en el MPP ($\Delta V_{G,MPP}$) con la tasa de sombreado, irradiancia y número de módulos sombreados en una rama.

La variación de la tensión en el caso de un módulo sombreado es máxima para aquellas tasas de sombreado que originan máxima variación de temperatura en el módulo, a saber, tasas intermedias o tasas altas. Las variaciones de tensión se sitúan en torno al $\pm 0,5$ % debido al escaso efecto que origina el sombreado de un módulo frente a los restantes 79 módulos totalmente iluminados en el generador.

Para un número de módulos sombreados mayor, la variación de la tensión en el generador debería ser mayor al ser mayor el número de módulos afectados. Sin embargo, la variación cuantitativa de tensión en cada uno de los módulos individuales es menor que la variación de temperatura de célula.

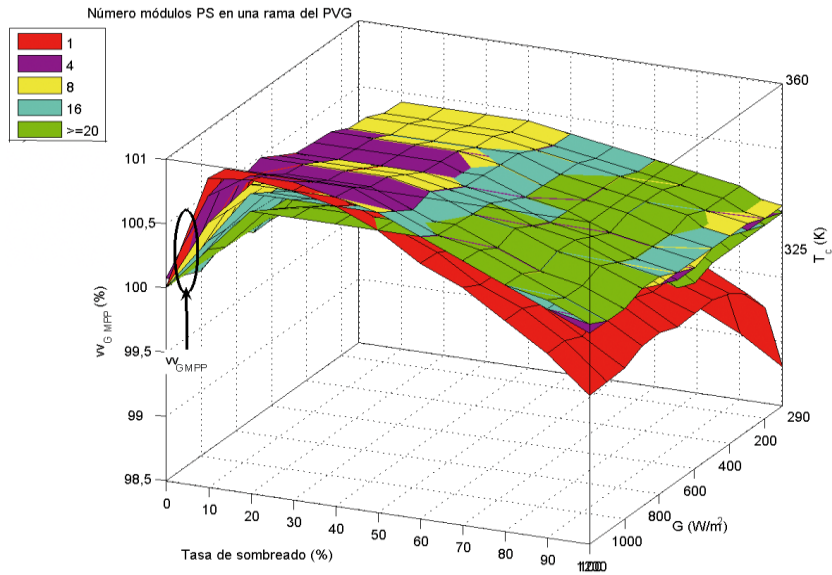


Figura 6.21. Variación de tensión para el generador fotovoltaico de 68 kWp (sin diodos de paso) en el MPP ($T_a = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$, $v_f = 1\text{ m/s}$)

La Figura 6.22 presenta la variable pérdida relativa de potencia del generador FV (RPL_G) con la tasa de sombreado, irradiancia y número de módulos sombreados en una rama.

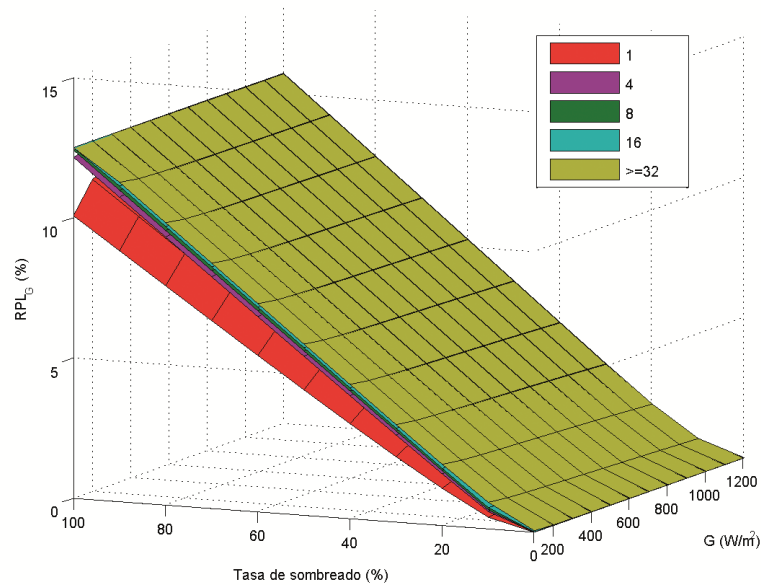


Figura 6.22. Pérdidas relativas de potencia para el generador fotovoltaico de 68 kWp (sin diodos de paso) en el MPP ($T_a = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$, $v_f = 1\text{ m/s}$)

La variable RPL_G aumenta linealmente con la tasa de sombreado debido a la limitación de corriente que está imponiendo el sombreado de uno o varios módulos; esta limitación es independiente del número de módulos sombreados. La variable RPL_G

tiende al 12,5 %; representa la pérdida relativa de potencia de la rama sombreada frente a las 8 ramas del generador.

Por otro lado, la pérdida relativa de potencia no está influenciada por la irradiancia puesto que la limitación porcentual de corriente la impone el sombreado (ecuación (4.30)).

6.2.3.2.2. Funcionamiento del generador fotovoltaico con diodos de paso

La Figura 6.23 presenta la temperatura de trabajo, en el MPP, de células solares en módulos sombreados del generador con la tasa de sombreado, irradiancia y número de módulos sombreados en una rama.

La temperatura de trabajo de células en módulo/s sombreado/s, una vez que se ha activado el diodo de paso, crece con la irradiancia y, naturalmente disminuye con la tasa de sombreado al incidir menor irradiancia.

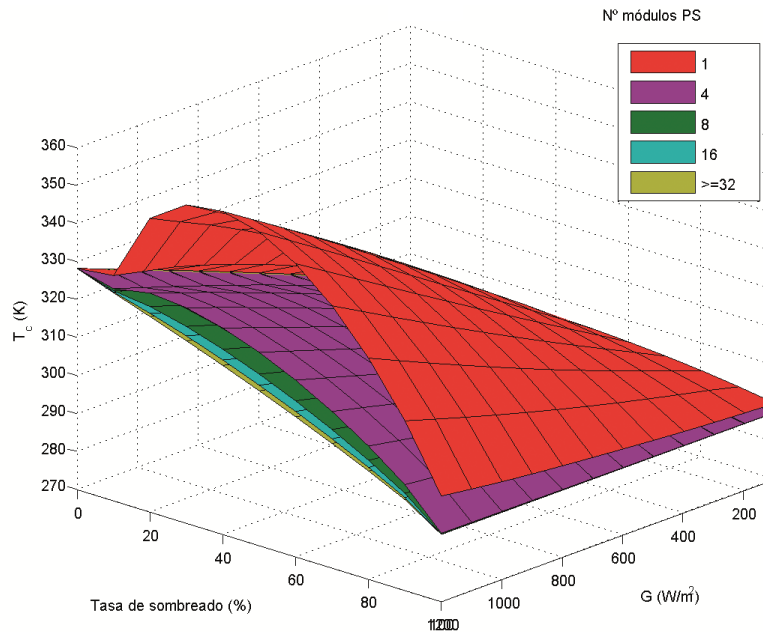


Figura 6.23. Temperatura de trabajo de células solares en módulos sombreados para el generador fotovoltaico de 68 kWp (con diodos de paso) en el MPP ($T_a = 20^{\circ}\text{C}$, $v_f = 1 \text{ m/s}$)

La Figura 6.24 presenta la variable variación de la tensión del generador FV en el MPP ($\Delta V_{G,MPP}$) con la tasa de sombreado, irradiancia y número de módulos sombreados en una rama.

La variación de tensión muestra la presencia destacada de dos picos en la característica p_G-v_G resultante. La magnitud de cada pico y, la tensión a la cual ocurren, depende de la irradiancia, la tasa de sombreado y el número de módulos sombreados.

De acuerdo con las magnitudes resultantes, cada uno de ellos puede ser el pico local o global. Así, se puede observar como el MPP salta entre ambos picos, uno situado en el entorno del 100 % y otro en un escalón inferior dependiente del número de módulos sombreados y de la irradiancia. La variación máxima de la variable $\Delta V_{G,MPP}$ alcanza el 7 %.

La variable $\Delta V_{G,MPP}$ depende fuertemente de la tasa de sombreado para un número de módulos sombreados hasta de 16. A partir de dicho valor, uno de los picos locales tiene una magnitud pequeña (tensiones bajas) y no se produce la transición entre picos.

Por otro lado, la irradiancia también tiene una influencia sobre la variable $\Delta V_{G,MPP}$ para el mismo intervalo anterior de módulos sombreado; variaciones importantes de ésta pueden hacer saltar de un pico a otro.

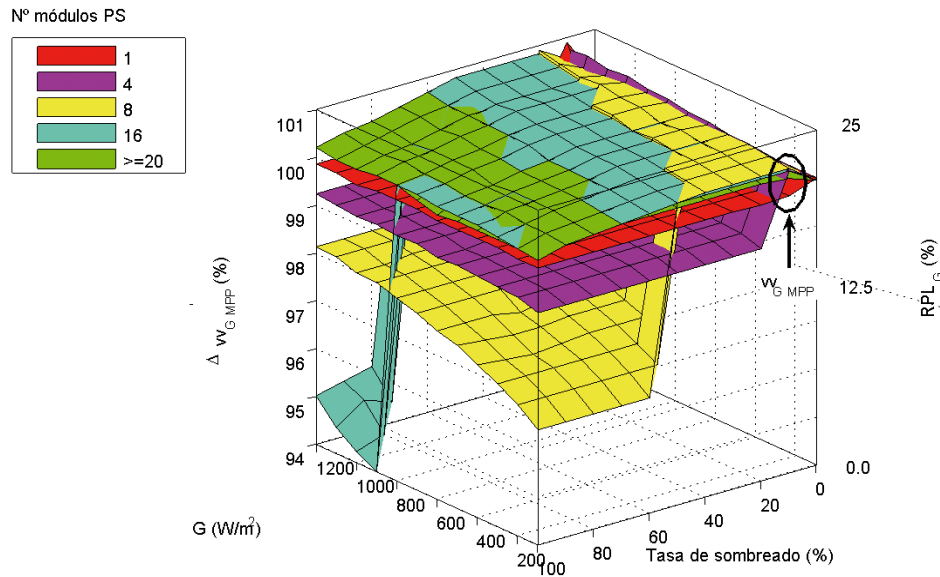


Figura 6.24. Variación de tensión para el generador fotovoltaico de 68 kWp (con diodos de paso) en el MPP ($T_a = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$, $v_f = 1\text{ m/s}$)

La Figura 6.25 presenta la variable pérdida relativa de potencia del generador FV (RPL_G) con la tasa de sombreado, irradiancia y número de módulos sombreados en una rama.

La variable RPL_G aumenta linealmente con la tasa de sombreado para un número de módulos sombreados superior a 16. Para un número inferior, RPL_G permanece constante, independientemente de la tasa de sombreado, puesto que una vez que se activa el diodo de paso de módulos sombreados se pierde toda la potencia de dichos módulos, independientemente de la tasa de sombreado.

La pérdida relativa de potencia no está influenciada significativamente por la irradiancia salvo en configuraciones de hasta 16 módulos sombreados debido al salto que se produce entre picos locales en la característica p - v .

Comparando las Figuras 6.22 y 6.25, se observa como la variable RPL_G presenta un comportamiento similar para un número de módulos sombreados elevados. Sin embargo, para un número de módulos bajo, la activación del diodo de paso en dichos módulos limita la pérdida relativa de potencia.

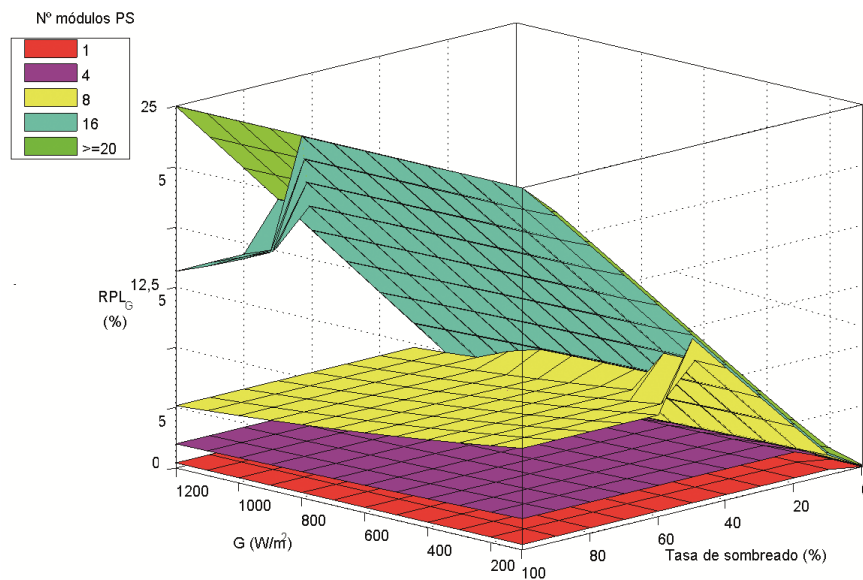


Figura 6.25. Pérdidas de potencia para el generador fotovoltaico de 68 kWp (con diodos de paso) en el MPP ($T_a = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$, $v_f = 1\text{ m/s}$)

6.2.4. Investigación experimental de sombras en un generador fotovoltaico

La respuesta dinámica del modelo de simulación del dispositivo FV ha sido validada en un generador FV real de 68 kWp bajo condiciones meteorológicas y de sombreado variables. Concretamente el ensayo experimental incluyó las siguientes etapas (Figura 6.26):

- Subida del nivel de irradiancia en el MPP.
- Sombreado completo de uno de los módulos en el MPP.
- Cortocircuito del generador y, posterior puesta en circuito abierto bajo las condiciones de sombreado del punto anterior.

Para producir las condiciones más severas de estrés térmico se eliminaron los diodos de paso del módulo FV sombreado. Todas las variables del generador FV, p. ej. corriente, tensión y potencia del generador, temperatura de las células sin

sombra/sombreadas así como las condiciones meteorológicas y la temperatura de célula de diferentes módulos FVs, fueron monitorizadas durante el ensayo.

El generador FV inicialmente recibía alrededor de 120 W/m^2 de irradiancia uniforme. Entre los 1.100 y 1.700 s cambió el nivel de irradiancia hasta un valor aproximado de 950 W/m^2 . En este intervalo de tiempo, se observa claramente la constante de tiempo térmica de los módulos, con un valor aproximado de 5 minutos.

La temperatura de célula en el módulo sombreado (T_c –en módulos PS–) experimentó una subida exponencial. Este incremento de temperatura provoca la disminución de la tensión del generador (v_G) en el MPP.

El sombreado completo del módulo individual ($t = 2.900 \text{ s}$) disminuyó la temperatura de célula en el módulo sombreado desde los $46 \text{ }^\circ\text{C}$ hasta los $22 \text{ }^\circ\text{C}$, con un descenso exponencial (Figura 6.23).

Por contra, la temperatura de célula en los módulos restantes de la rama sombreada (T_c –en células US en ramas PS–) creció ligeramente. La intensidad de operación del generador FV (i_G) se desplazó por el efecto del sombreado desde 0,898 a 0,782 p.u. La tensión de operación permaneció casi invariable (Figura 6.24).

Cuando el generador fue cortocircuitado ($t = 3.800 \text{ s}$), la temperatura de célula en el módulo sombreado creció rápidamente debido a las severas condiciones de estrés térmico. En 113 s esta temperatura alcanzó el umbral de seguridad $-T_{c,ST}$ – (Figura 6.23).

El generador FV fue puesto en circuito abierto ($t = 3.930 \text{ s}$) para no dañar térmicamente el módulo sombreado. Mientras que el generador no producía potencia (circuito abierto o cortocircuito), la temperatura de operación de células solares en los módulos no sombreados (T_c –en ramas US–) creció.

En general, se observa como los resultados simulados coinciden con bastante exactitud con los valores experimentales y, por tanto, validan el modelo de simulación del dispositivo FV para el generador FV analizado. Las discrepancias observadas pueden ser debidas a los efectos de segundo orden como la dispersión de parámetros del módulo, datos aproximados para el módulo FV a partir de su hoja de características, inexactitud en los valores de los coeficientes de pérdidas, etc.

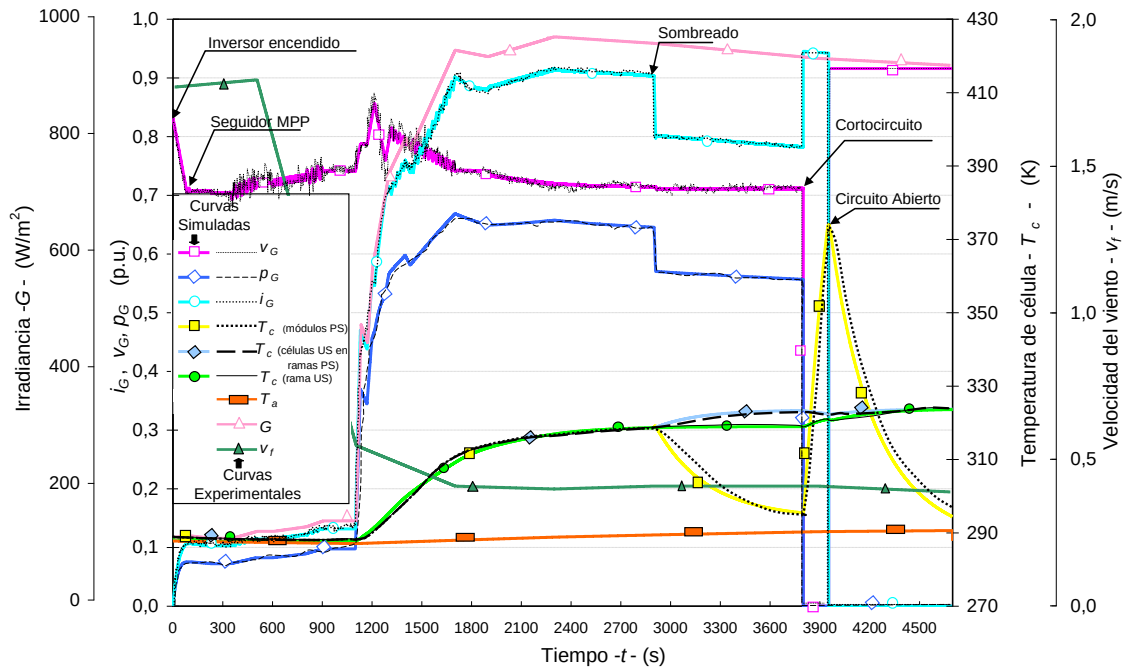


Figura 6.26. Resultados experimentales y de simulación en la instalación de ensayo: generador FV de 68 kWp

6.3. Resultados de faltas eléctricas

6.3.1. Caso de estudio: Características del generador fotovoltaico

Usando el modelo de simulación desarrollado en la presente tesis para un dispositivo FV, esta sección realiza una extensa investigación sobre el estrés térmico en un generador FV y la modificación de su punto de funcionamiento cuando éste opera bajo las condiciones de falta eléctrica presentadas en el apartado 2.4.1.

La investigación se ha realizado sobre un generador FV de 68 kWp [72]. Los parámetros del modelo de simulación usados para el generador se describen en la Figura 5.19. Este generador FV contiene 8 ramas de 80 módulos *Isofotón* I-106/12 cada una.

6.3.1.1. Generador fotovoltaico operando bajo una falta de cortocircuito

6.3.1.1.1. Efecto sobre las características del generador y las ramas de los módulos

Los efectos de la falta de cortocircuito se analizan, en primer lugar, mediante un ejemplo consistente en el cortocircuito de 50 módulos FVs pertenecientes a la misma rama del generador (Figura 6.27-a-). A continuación, se presenta otro ejemplo consistente en el cortocircuito que involucra 50 módulos entre dos ramas distintas del generador (Figura 6.27-b-). Sólo se muestran los resultados cuando los diodos de bloqueo son omitidos al representar el peor caso de estrés térmico. No obstante, los

resultados comparativos, con y sin diodos de bloqueo, se muestran más adelante a modo de conclusión en la Figura 6.30.

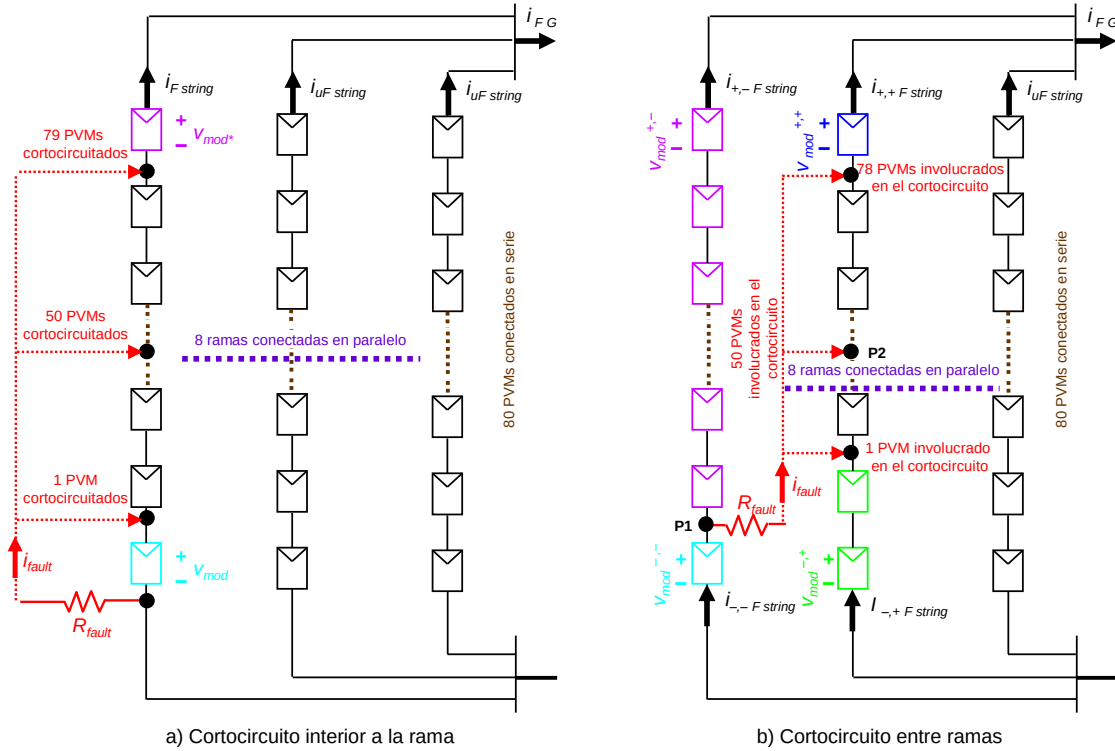


Figura 6.27. Conexiones eléctricas para el generador FV bajo faltas de cortocircuito

La Figura 6.28 muestra la característica $i-v_G$ de la rama defectuosa y ramas que operan normalmente junto con la característica del generador FV con/sin falta eléctrica para el caso de un cortocircuito en el interior de una rama. Además se representa la característica p_G-v_G del generador FV con/sin falta eléctrica y la potencia disipada (p_c-v_G) en los módulos FVs no cortocircuitados de la rama defectuosa (PVM*s) junto con su temperatura de operación de célula (T_c-v_G). Finalmente, también se presenta la corriente de falta $-i_{fault}$ y la variable t_{SC} asociada a los PVM*s.

La falta de cortocircuito produce una bajada de tensión de la rama cortocircuitada ($i_{uF,string} \rightarrow i_{F,string}$) en un porcentaje proporcional al número de módulos cortocircuitados; en circuito abierto desde 0,89 p.u. hasta 0,33 p.u. Este comportamiento es el que caracteriza este tipo de faltas mientras que la intensidad de cortocircuito y la forma de la característica $i-v$ permanece invariable. Este cortocircuito, cuando existen ramas en paralelo, origina una corriente inversa ($i_{F,string} < 0$) a través de los PVM*s si la tensión del generador supera 0,33 p.u. (punto A), convirtiendo a estos módulos en carga del resto de ramas. Por tanto, la rama en cortocircuito contribuye a la intensidad de generador hasta

el punto A. No obstante, previamente se reduce la capacidad de generación de la rama defectuosa y del generador desde el punto B. Además, los PVM^{*}s trabajan a tensión mayor que su tensión de circuito abierto desde el punto A. La característica $i-v_G$ de las restantes ramas sin cortocircuito permanece invariable. Adicionalmente, la localización del MPP cambia a un valor de menor tensión y corriente (punto E $\rightarrow$ punto F). La reducción de la potencia en el MPP es mayor que el porcentaje equivalente del generador FV afectado por la falta.

En caso de disponer de diodos de bloqueo el generador FV (comportamiento no mostrado), la característica i_G-v_G muestra una forma típica de escalera, producida por la entrada en funcionamiento de estos DP's. Así, la tensión de circuito abierto del generador se mantiene constante, independientemente del número de módulos cortocircuitados, frente al comportamiento presentado anteriormente donde la tensión del generador en circuito abierto disminuye al aumentar el número de módulos cortocircuitados.

En relación con las características p_c-v_G , se observa como los PVM^{*}s trabajan en inversa y disipan potencia en forma de calor $-p_c$ (PVM^{*}) < 0 p.u.– para una tensión de funcionamiento del generador mayor que la del punto A. Esta potencia disipada incrementa su temperatura $-T_c$ (PVM^{*})– más allá de su umbral de seguridad ($T_{c,ST} = 358K$ [353]) para una tensión de trabajo elevada ($v_G > 0,47$ p.u.). El peor caso de estrés térmico ocurre cuando el generador está en circuito abierto. En este punto son necesarios 121 s para que T_c (PVM^{*}) alcance $T_{c,ST}$, creciendo desde 48 °C hasta 120 °C.

El calentamiento de los PVM^{*}s tiene un comportamiento dinámico. Así, en el instante posterior al cortocircuito las características se denotan mediante el superíndice ‘⁺’, mientras que las características se denotan sin ningún superíndice transcurrido el transitorio térmico ($t \approx 700$ s) debido al calentamiento de los PVM^{*}s. Se observa como a medida que los PVM^{*}s se calientan, su tensión de circuito abierto disminuye fuertemente mientras que su corriente inversa sólo crece ligeramente ($i_{F,string-v_G}^+ \rightarrow i_{F,string-v_G}$). Como resultado, transcurrido el transitorio, la potencia disipada en estos módulos disminuye ligeramente, desde el punto C (-15,95 p.u.) al punto D (-14,01 p.u.). Además, la tensión de circuito abierto del generador también decrece.

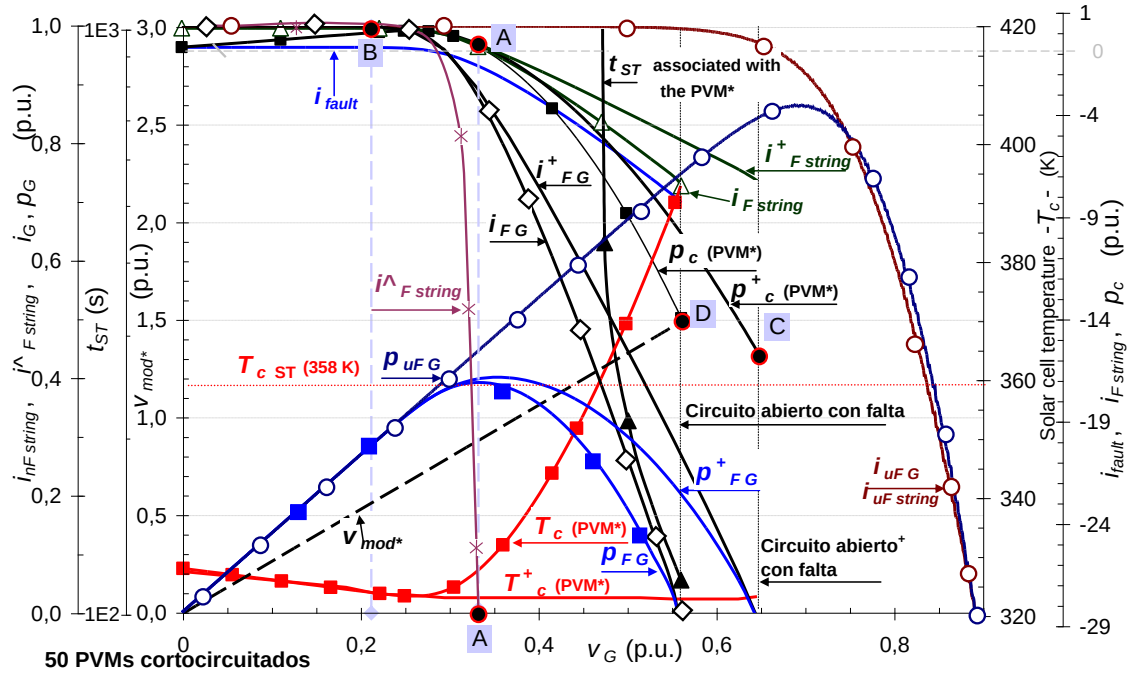


Figura 6.28. Resultados de simulación para las características $i-v_G$, $p-v_G$, T_c-v_G y $t_{ST}-v_G$ del generador FV de 68 kWp (sin diodos de bloqueo), en PTC, teniendo 50 módulos FVs cortocircuitados en una rama

Para el caso de cortocircuito entre dos ramas, la Figura 6.29 muestra las mismas variables que la Figura 6.28 salvo la omisión de la variable t_{SC} .

Comparando las Figuras 6.28 y 6.29 se observa como el comportamiento del generador FV con falta es similar en ambos casos. Así, un primer grupo de módulos FVs, los pertenecientes al lado superior del punto de mayor tensión de la falta ($PVM^{+,+}$ s) y los del lado inferior del punto de menor tensión de la falta ($PVM^{-,-}$ s), se comportan exactamente como los PVM^* s cuando el cortocircuito ocurre en interior de la rama. Por tanto, son estos módulos los que potencialmente pueden convertirse en carga y disipar potencia. Mientras tanto, un segundo grupo de módulos FVs, los pertenecientes al lado superior del punto de menor tensión ($PVM^{+,-}$ s) y los del lado inferior del punto de mayor tensión ($PVM^{-,+}$ s) presentan una característica $i_{F string}-v_G$ que varía en función de la posición de los puntos de falta. Esta característica en los $PVM^{+,-}$ s puede variar desde la característica de una rama sin defecto (punto P1 unido al terminal negativo –Figura 6.27–) hasta la de una rama con una intensidad igual a la de cortocircuito, independientemente de la tensión de trabajo (punto P1 unido al terminal positivo –Figura 6.27–). La característica en los $PVM^{-,+}$ s tiene un comportamiento opuesto. En el segundo grupo de módulos no se presentan situaciones con disipación de potencia. Además, la tensión de trabajo es inferior que en el primer grupo de módulos.

Los resultados mostrados en la Figura 6.29 consideran el punto de menor tensión (punto P1) casi unido al terminal positivo (sólo 1 módulo FV de diferencia).

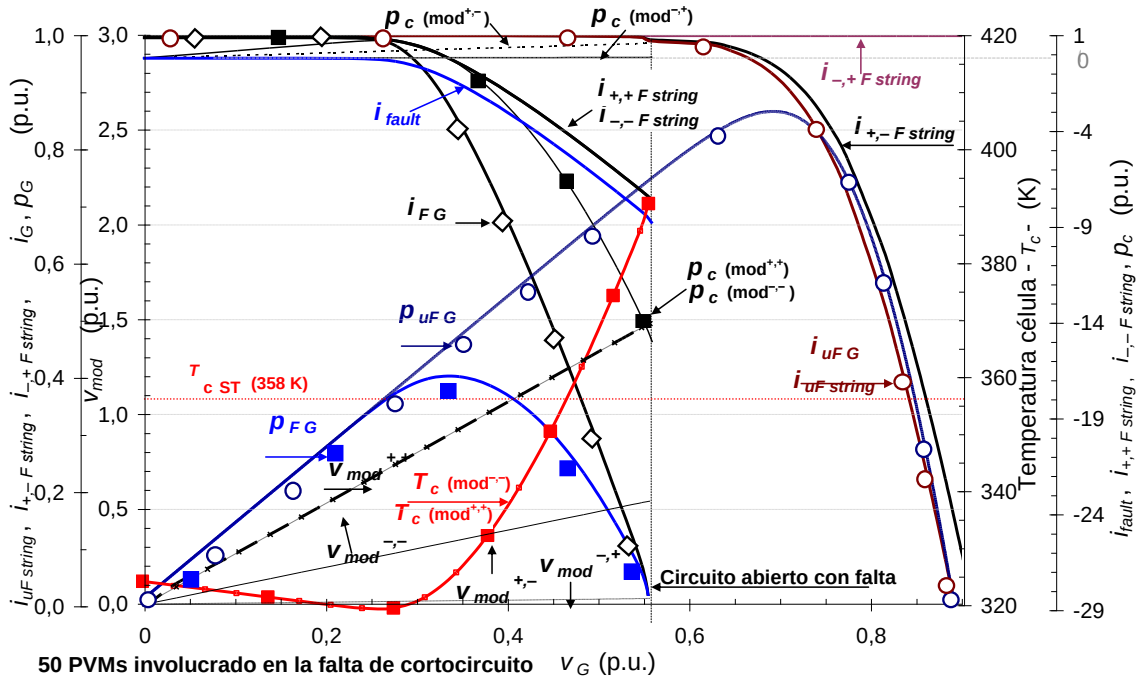


Figura 6.29. Resultados de simulación para las características $i-v_G$, $p-v_G$ y T_c-v_G del generador FV de 68 kWp (sin diodos de bloqueo), en PTC, teniendo un cortocircuito entre dos ramas (50 módulos FVs involucrados).

6.3.1.1.2. Importancia del número de módulos cortocircuitados

El número de módulos cortocircuitados ($N_{SC,mod}$) tiene una gran influencia sobre la modificación del punto de funcionamiento del generador FV y el estrés térmico sobre el/los PVM^{*}/s, es decir, la potencia disipada en éstos y su temperatura de operación en régimen permanente.

La Figura 6.30 muestra los resultados térmicos y de funcionamiento del generador FV en condiciones PTC para faltas de cortocircuito de severidad creciente (cuando aumenta $N_{SC,mod}$) en una rama del generador FV con y sin diodos de bloqueo. La variable $N_{SC,mod}$ varía desde 0 a 79. La variación de la tensión del generador FV después de la falta se muestra normalizada por el valor previo antes de la falta.

$$\Delta v_G = \frac{v_{G,F}}{v_{G,uF}} \quad (6.2)$$

donde:

$v_{G,F}$: Tensión del generador FV con falta

$v_{G,uF}$: Tensión del generador FV sin falta

Comparando los resultados térmicos, con y sin diodos de bloqueo, los PVM^{*}s se encuentran más estresados térmicamente cuando no hay diodos de bloqueo debido a una mayor potencia disipada ($p_c - \text{PVM}^*$); los diodos de bloqueo evitan la corriente inversa ($i_{F,string}$) y, por tanto, la potencia disipada.

Cuando el generador FV no dispone de diodos de bloqueo, a partir de 29 módulos cortocircuitados, se alcanzan temperaturas superiores a $T_{c,ST}$ en los PVM^{*}s para la condición de circuito abierto (peor condición de estrés térmico). En este punto, circula una corriente inversa ($i_{F,string}$) de -3,96 p.u. a través de los PVM^{*}s y disipan una potencia ($p_c - \text{PVM}^*$) de -6,50 p.u. A medida que aumenta la variable $N_{SC,mod}$, las variables anteriores tienden a los siguientes valores mínimos:

- a) $i_{F,string} \rightarrow (N_{pa} - 1) \text{ p.u.};$
- b) $p_c \rightarrow v_{OC,mod} \times (N_{pa} - 1) \text{ p.u.}$

Estos valores permanecen invariables para un valor de $N_{SC,mod}$ mayor que 60. En cambio, cuando el generador FV funciona en el MPP los PVM^{*}s nunca disipan potencia.

La presencia/ausencia de diodos de bloqueo influye fuertemente en la modificación del punto de funcionamiento de generador FV. Así, sin diodos de bloqueo, la tensión del generador FV, en condiciones de circuito abierto ($\Delta v_{G,OC}$) o MPP ($\Delta v_{G,MPP}$), disminuye hasta cero a medida que la variable $N_{SC,mod}$ aumenta. Por el contrario, con diodos de bloqueo, la tensión del generador FV en el MPP disminuye hasta un valor mínimo ($\Delta v_{G,MPP} = 90 \%$ para $N_{SC,mod} = 21$) recuperando su valor previo a la falta para valores mayores de $N_{SC,mod}$. La variación de la tensión del generador FV en circuito abierto ($\Delta v_{G,OC}$) presenta un comportamiento similar.

La variable RPL_G , sin diodos de bloqueo, aumenta linealmente a medida que la variable $N_{SC,mod}$ aumenta. Por el contrario, con diodos de bloqueo, más allá de un punto, ($N_{SC,mod} = 21$), se deshabilita la rama defectuosa, permaneciendo la variable RPL_G constante. Los picos múltiples de la característica $p_G - v_G$ originan este comportamiento debido a los múltiples escalones de la característica $i_G - v_G$. Así, el pico global de potencia salta desde una localización en la cual la rama defectuosa proporciona corriente a otra en la cual esta rama está deshabilitada.

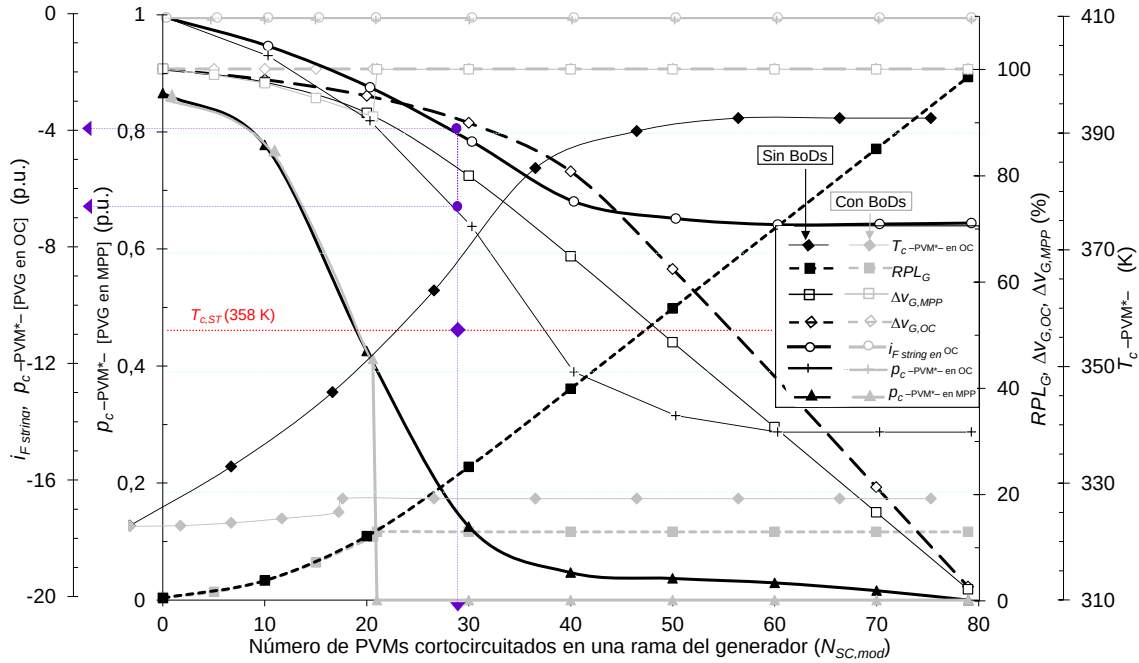


Figura 6.30. Estrés térmico en los PVM*s y variación del funcionamiento del generador fotovoltaico de 68 kWp en función de la variable $N_{SC,mod}$ en PTC (condiciones de circuito abierto y MPP)

El estrés térmico y la modificación del punto de funcionamiento del generador FV depende, además de la variable $N_{SC,mod}$, de las condiciones meteorológicas (G , T_a , v_f). Con el objetivo de estudiar la influencia de estas variables, las simulaciones de la Figura 6.30 se han extendido a varios niveles de irradiancia (200–1.200 W/m², con intervalos de 100 W/m²) y temperatura ambiente (-10–40 °C, con intervalos de 5 °C). La velocidad del viento (1 m/s) no se modifica con el objetivo de facilitar la interpretación de los resultados. A continuación sólo se presentan los resultados sin diodos de bloqueo al originar mayores variaciones térmicas y de funcionamiento.

6.3.1.1.2.1. Funcionamiento en circuito abierto sin diodos de bloqueo

La Figura 6.31 muestra la potencia disipada en los PVM*s ($p_c - PVM^*$) para un número de módulos cortocircuitados variable ($N_{SC,mod}$). Para un valor menor que 21, las variables G y T_a no tienen prácticamente ninguna influencia sobre la potencia disipada. Sin embargo, para un valor superior a 21, la irradiancia es una variable que afecta de forma significativa a la potencia disipada.

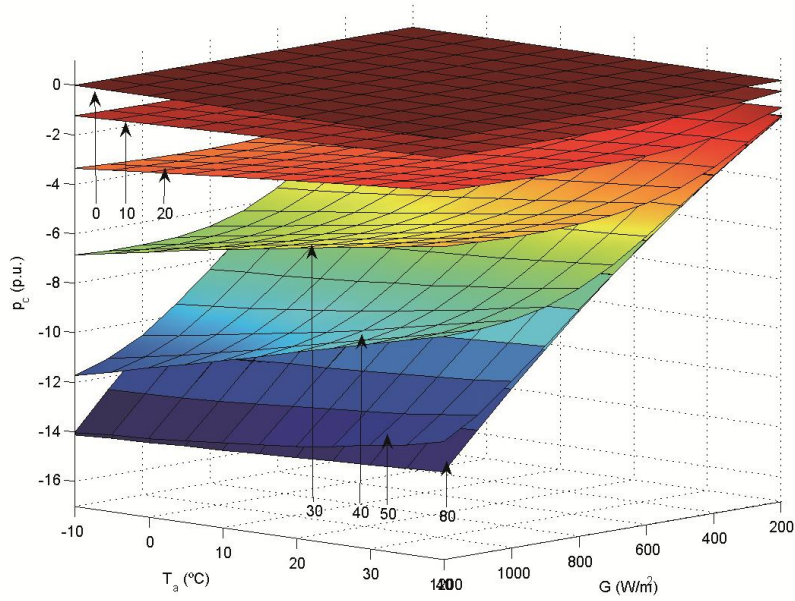


Figura 6.31. Potencia disipada en los PVM*s cuando el generador FV de 68 kWp está en circuito abierto (sin diodos de bloqueo y $v_f = 1$ m/s) para $N_{SC,mod}$ variable

La Figura 6.32 muestra la temperatura de célula en los PVM*s (T_c –PVM*–) para un número de módulos cortocircuitados variable ($N_{SC,mod}$). Esta temperatura presenta un comportamiento coherente con la potencia disipada en los PVM*s (Figura 6.31). Así, crece al aumentar la irradiancia y la temperatura ambiente. El intervalo de valores de G y T_a conducente a temperaturas inadmisibles ($>T_{c,ST}$) es creciente con el número de módulos cortocircuitados.

La Figura 6.33 muestra la variación de tensión del generador FV en circuito abierto ($\Delta v_{G,OC}$) para un número de módulos cortocircuitados variable ($N_{SC,mod}$). Esta tensión está ligeramente influenciada por la irradiancia (G), mientras que no se ve afectada sustancialmente por la temperatura ambiente (T_a).

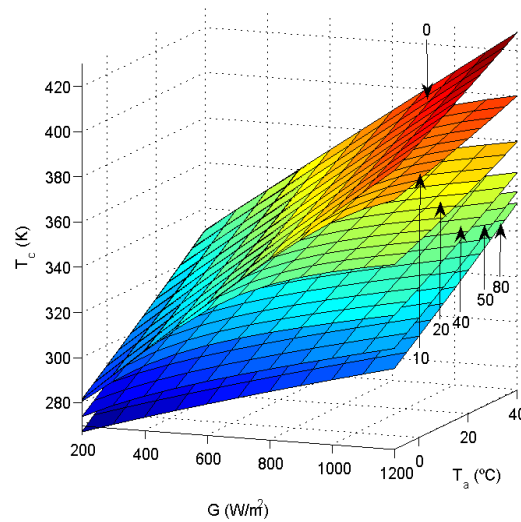


Figura 6.32. Temperatura de célula en los PVM* cuando el generador fotovoltaico de 68 kWp está en circuito abierto (sin diodos de bloqueo y $v_f = 1$ m/s) para $N_{SC,mod}$ variable

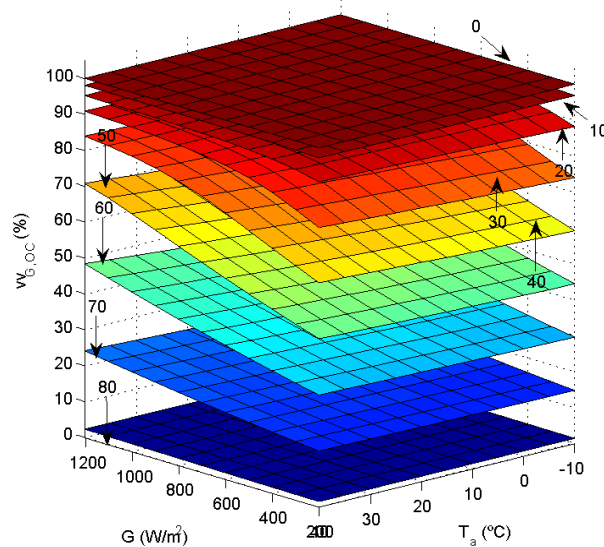


Figura 6.33. Variación de la tensión del generador FV de 68 kWp cuando está en circuito abierto (sin diodos de bloqueo y $v_f = 1$ m/s) para $N_{SC,mod}$ variable

6.3.1.1.2.2. Funcionamiento en el punto de máxima potencia sin diodos de bloqueo

La Figura 6.34 muestra la potencia disipada en los PVM* para un número de módulos cortocircuitados variable. La principal diferencia con relación a la Figura 6.31 radica en que en el MPP, frente al circuito abierto, existen configuraciones (si $N_{SC,mod} < 29$) para los cuales los PVM* no disipan potencia. Sin embargo, si la variable $N_{SC,mod}$ es mayor que 29, los PVM* disipan potencia. En ambos casos, la variable que más influye sobre la potencia generada/disipada es la irradiancia.

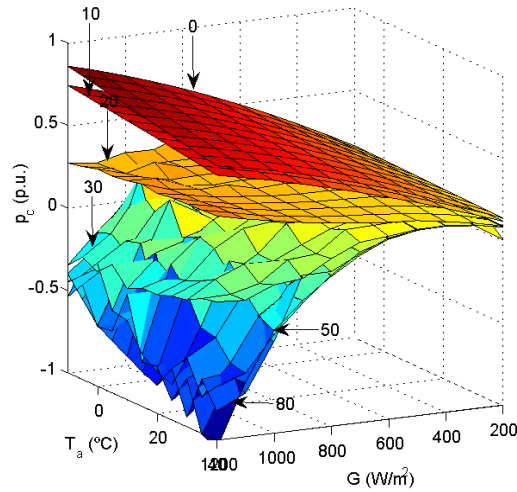


Figura 6.34. Potencia disipada en los PVM*s cuando el generador FV de 68 kWp está en el MPP (sin diodos de bloqueo y $v_f = 1$ m/s) para $N_{SC,mod}$ variable

La Figura 6.35 muestra la temperatura de célula en los PVM*s para un número de módulos cortocircuitados variable. Esta temperatura crece al aumentar la irradiancia y la temperatura ambiente. En el MPP, la temperatura de célula no alcanza su umbral de seguridad ($T_{c,ST}$). A partir de 29 módulos cortocircuitados se produce un aumento en la variable T_c debido a la disipación de potencia, pero este efecto es muy limitado y no se observa en la gráfica.

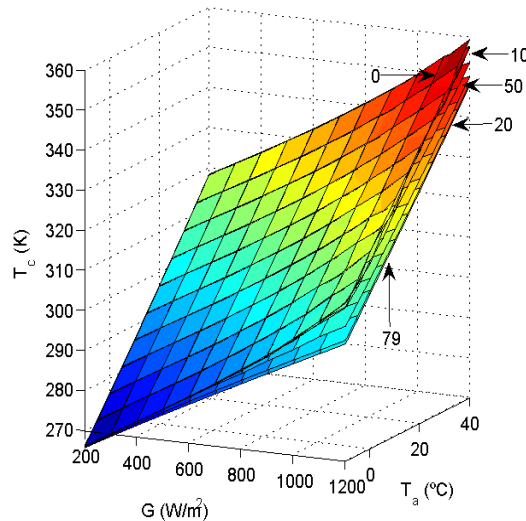


Figura 6.35. Temperatura de célula en los PVM*s cuando el generador FV de 68 kWp está en el MPP (sin diodos de bloqueo y $v_f = 1$ m/s) para $N_{SC,mod}$ variable

La Figura 6.36 muestra la variación de tensión del generador FV en el MPP para un número de módulos cortocircuitados ($N_{SC,mod}$) variable. Esta variación de tensión se ve afectada, de forma leve, por la irradiancia, mientras que la temperatura ambiente no afecta de forma significativa. Tiene un comportamiento similar a la variación de tensión

del generador para un número de módulos cortocircuitados ($N_{SC,mod}$) variable en condiciones de circuito abierto.

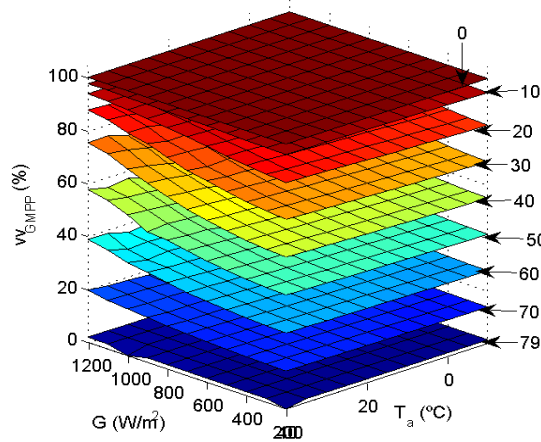


Figura 6.36. Variación de la tensión del generador FV de 68 kWp cuando está en el MPP (sin diodos de bloqueo y $v_f = 1$ m/s) para $N_{SC,mod}$ variable

6.3.1.1.3. Beneficios del serie/paralelo

Incrementar el grado de paralelismo en el generador FV tiene unos efectos obvios sobre el estrés térmico y la modificación de su punto de funcionamiento del generador. No obstante, a continuación (Figura 6.37) sólo se muestran el efecto sobre el estrés térmico de un número creciente de ramas conectadas en paralelo (N_{pa}) para el peor caso de estrés térmico en el generador FV analizado, esto es, generador FV en circuito abierto con 79 módulos FVs cortocircuitados. El generador FV no incorpora diodos de bloqueo. En las simulaciones, realizadas en PTC, la potencia de salida del generador FV permanece constante. Por lo tanto, a medida que el número de ramas conectadas en paralelo crece se produce una reducción proporcional del número de módulos FVs conectados en serie en las ramas.

La Figura 6.37 muestra que si el generador FV tiene más de 4 ramas conectadas en paralelo, la temperatura alcanzada en los PVM* ($T_c - PVM^*$) es mayor que su umbral de seguridad ($T_{c,ST}$). Por tanto, el número seguro de ramas en paralelo que puede disponer el generador es de 4 ($N_{s,pa} = 4$). Además, en PTC, el PVM* puede disipar una potencia ($p_c - PVM^*$) de -5,43 p.u de forma segura y su capacidad de transportar corriente inversa es de 3,02 p.u. Un aspecto que destaca en esta gráfica es observar como la corriente inversa a través del PVM* ($i_{F,string}$) crece linealmente con la variable N_{pa} . Sin embargo, el crecimiento de la potencia disipada ($p_c - PVM^*$) es mayor puesto que el PVM* opera a tensión creciente (más allá de su tensión de circuito abierto) a

medida que la variable N_{pa} crece. Como resultado, la variable t_{ST} asociada con el PVM* también decrece significativamente siguiendo una curva exponencial inversa.

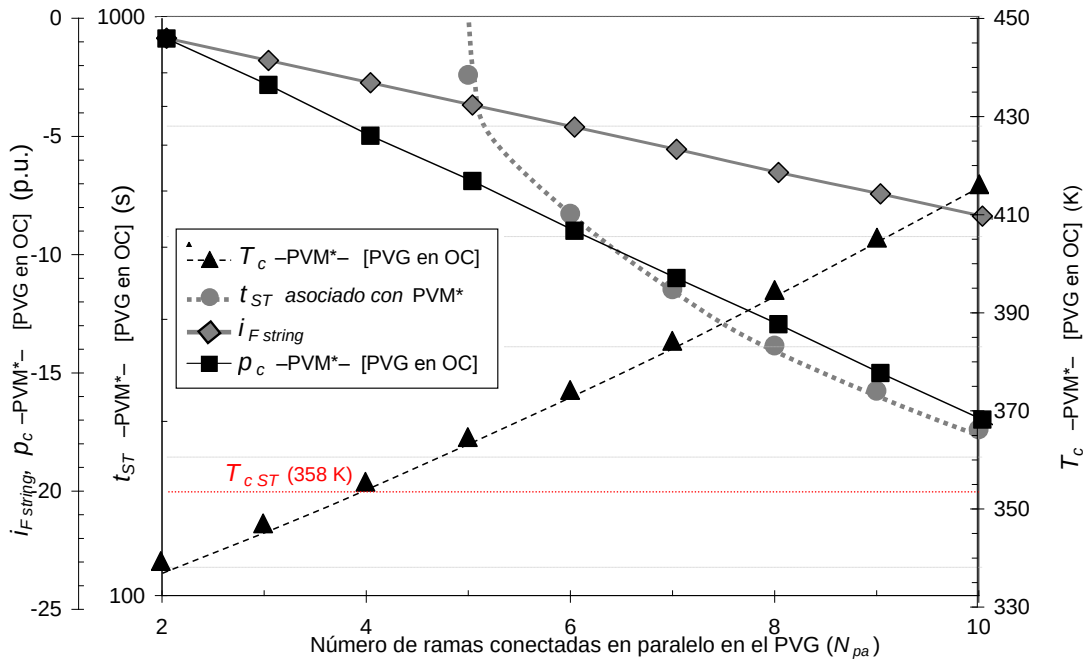


Figura 6.37. Estrés térmico en el PVM* del generador FV de 68 kWp en función de la variable N_{pa} (peor caso de estrés térmico en PTC)

Puesto que la temperatura alcanzada en el PVM*, además de la variable N_{pa} , depende de las condiciones meteorológicas (G , T_a , v_f), las simulaciones de la Figura 6.37, manteniendo 80 módulos serie por rama, se extienden para varios niveles de irradiancia y temperatura ambiente. Los resultados de estas simulaciones son extractados en la Figura 6.38. Así, se muestra la variable número seguro de ramas en paralelo ($N_{s,pa}$) y sus valores asociados seguros de corriente inversa ($i_{F,string}$) y potencia disipada en el PVM* (p_c -PVM*-).

Una irradiancia creciente origina que el PVM* absorba una potencia creciente disminuyendo, por tanto, su capacidad potencial para disipar potencia eléctrica (potencia procedente de ramas conectadas en paralelo) y su capacidad para transportar corriente inversa. Por el contrario, una irradiancia baja posibilita además valores elevados de la variable $N_{s,pa}$, puesto que, la corriente proporcionada por cada rama conectada en paralelo es baja. Por otro lado, una temperatura ambiente creciente origina un menor salto térmico potencial del PVM*, disminuyendo también las capacidades citadas previamente.

Es importante remarcar como la capacidad de transportar corriente inversa del PVM* o su capacidad para disipar potencia eléctrica de forma segura depende de las condiciones meteorológicas. Este resultado es importante para definir la protección de sobreintensidad del módulo FV. Así, puesto que estas capacidades deben ser examinadas de acuerdo a un test normativo [23,33,360], este test deberá estar realizado en condiciones meteorológicas adversas. El test de sobrecarga de corriente inversa actual [27] no tiene en cuenta este resultado.

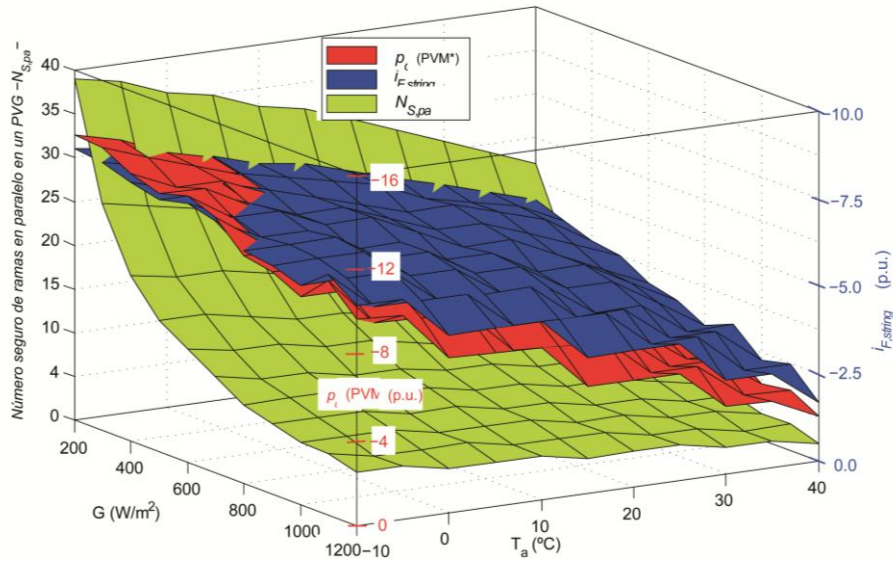


Figura 6.38. Variable $N_{S,pa}$ y su valores asociados seguros de corriente inversa y potencia disipada para el PVM* en función de las condiciones meteorológicas en el generador FV de 68 kWp (peor caso de estrés térmico, $v_f = 1$ m/s)

6.3.1.1.4. Influencia de la resistencia de falta

La falta eléctrica localizada en un punto evoluciona en el tiempo desde un valor de resistencia infinito hasta cero. La Figura 6.39 muestra la influencia del valor de esta resistencia de falta (R_{fault}) sobre diferentes variables del generador FV de 68 kWp en caso de un cortocircuito de 50 módulos de la misma rama.

En relación con la potencia disipada/generada en los PVM* (P_{mod} -PVM*) se observa como la potencia disipada aumenta con la disminución del aislamiento para la condición de circuito abierto. Sin embargo, en el MPP se produce un aumento de la potencia disipada solo hasta un valor mínimo ($R_{fault} \approx 3 \Omega$). Este punto de transición depende en cada caso del número de módulos en cortocircuito que se involucran.

En relación con la temperatura de célula en los PVM*s para la condición de circuito abierto (T_c –PVM*s– en OC) se observa como el comportamiento observado es coherente con la potencia disipada en estos módulos.

En relación con la variación de tensión del generador FV en circuito abierto ($\Delta V_{G,OC}$) y en el MPP ($\Delta V_{G,MPP}$). Se observa que presenta tendencias decrecientes similares a medida que decrece R_{fault} hasta un valor aproximado de 7Ω ; para valores menores de R_{fault} se producen mayores variaciones en el MPP.

En relación con las pérdidas relativas de potencia en el generador (RPL_G) se observa como aumenta a medida que disminuye R_{fault} .

Los valores presentados para la condición de $R_{fault} \leq 0,1 \Omega$ coinciden naturalmente con los mostrados en la Figura 6.30. Además, las mayores variaciones en las variables analizadas se producen en el intervalo de $R_{fault} \in [1-10] \Omega$.

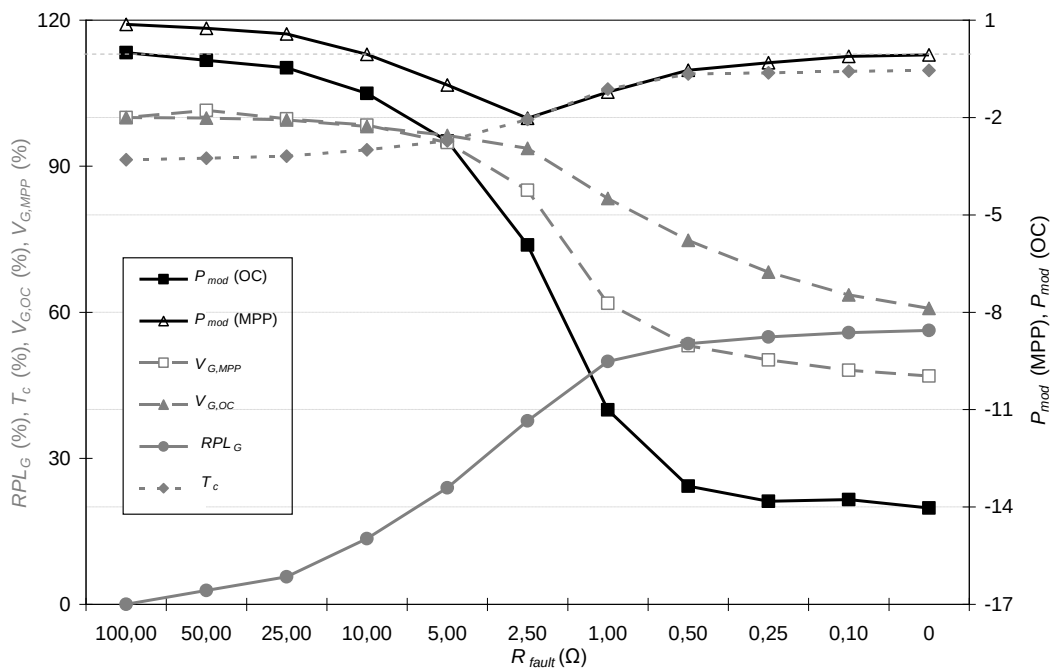


Figura 6.39. Influencia de la resistencia de falta (R_{fault}) sobre diferentes variables del generador FV de 68 kWp en caso de un cortocircuito de 50 módulos en una rama

6.3.1.2. Generador fotovoltaico operando bajo una falta de circuito abierto

6.3.1.2.1. Efecto sobre las características del generador fotovoltaico y las ramas de los módulos

Para el estudio de los efectos de la falta de circuito abierto en un generador FV se ha considerado una falta de este tipo en una de las ramas del generador. Se han simulado

diferentes grados de severidad (Figura 6.40) por medio de una resistencia serie variable en la rama defectuosa ($R_{s,string}$) que cambia desde $1\ \Omega$ hasta $10\ \text{k}\Omega$. La presencia/ausencia de diodos de bloqueo no modifica los resultados térmicos o de funcionamiento del generador FV.

La Figura 6.40 muestra las características $i-v_G$ de la rama defectuosa y del generador FV. Además, se muestran la característica p_G-v_G del generador y la temperatura en las células de los módulos FVs pertenecientes a la rama defectuosa (T_c-v_G).

La falta de circuito abierto cambia de forma considerable la característica $i-v_G$ de la rama defectuosa ($i_{F,string}$). Obviamente, la magnitud del cambio depende del valor de la resistencia serie, tendiendo a casi una línea recta para un valor elevado de esta resistencia. El factor de forma y la corriente de cortocircuito disminuyen con el aumento de la resistencia. La característica i_G-v_G también cambia, en menor medida, en función del número de ramas en paralelo del generador (N_{pa}). No obstante, la tensión del generador FV en condiciones MPP permanece prácticamente invariable.

La gráfica muestra que no se producen problemas de estrés térmico en los módulos FVs de la rama defectuosa debido a que éstos se deshabilitan a medida que la resistencia serie crece.

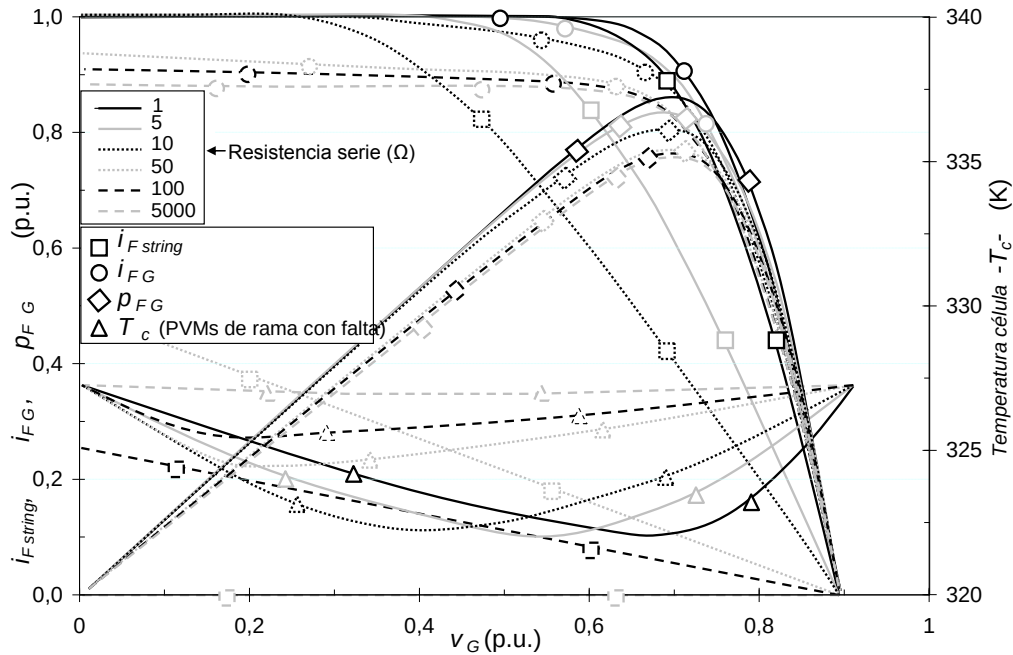


Figura 6.40. Resultados de simulación para diferentes características en el generador FV de 68 kWp, en PTC, teniendo una falta de circuito abierto en una rama del mismo

La Figura 6.41 muestra de forma localizada la influencia que tiene la resistencia serie en una rama del generador FV cuando éste trabaja en su MPP. Los cambios significativos en el comportamiento del generador se producen cuando la resistencia serie oscila entre los valores de 1 a 100 Ω . Así, para este último valor la variable RPL_G , la tensión del generador y la temperatura de célula en módulos de la rama defectuosa se sitúan en un valor del 99,6 %, 99,85 % y 99,6 % respectivamente del valor alcanzado para el circuito abierto en la rama.

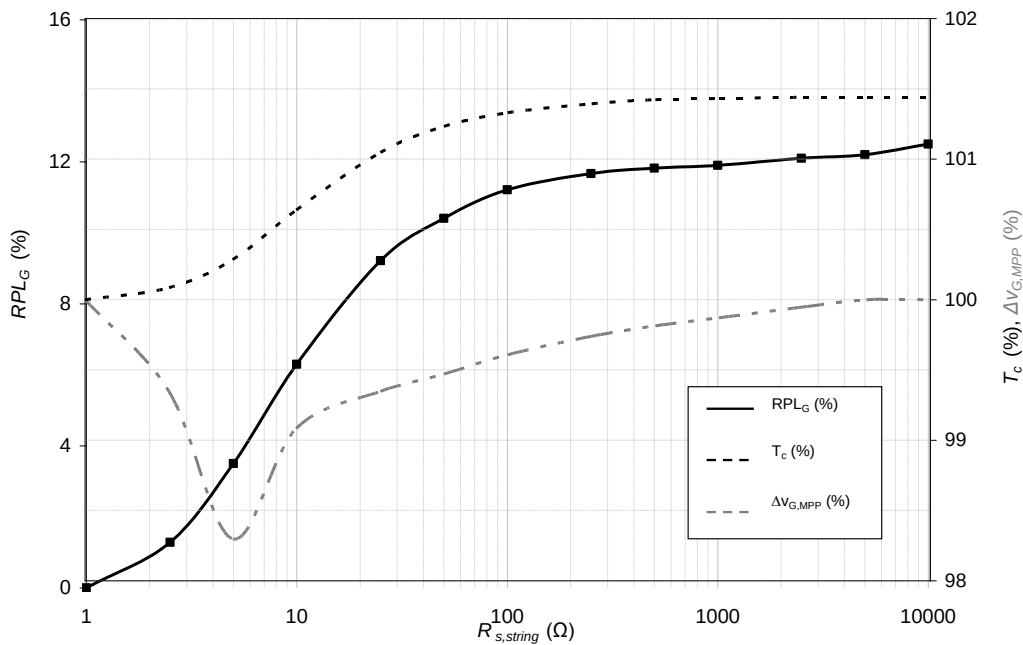


Figura 6.41. Influencia de la resistencia serie en una rama ($R_{s,string}$) –falta de circuito abierto– sobre diferentes variables del generador FV de 68 kWp operando en el MPP y PTC

6.3.1.3. Generador fotovoltaico operando bajo una falta a tierra distribuida

6.3.1.3.1. Efecto sobre las características del generador fotovoltaico y las ramas de los módulos

Este apartado analiza los efectos de una falta a tierra distribuida uniforme en el generador FV en dos situaciones extremas (Figura 6.42): a) Terminal negativo (positivo) unido a tierra; b) Terminal central unido a tierra.

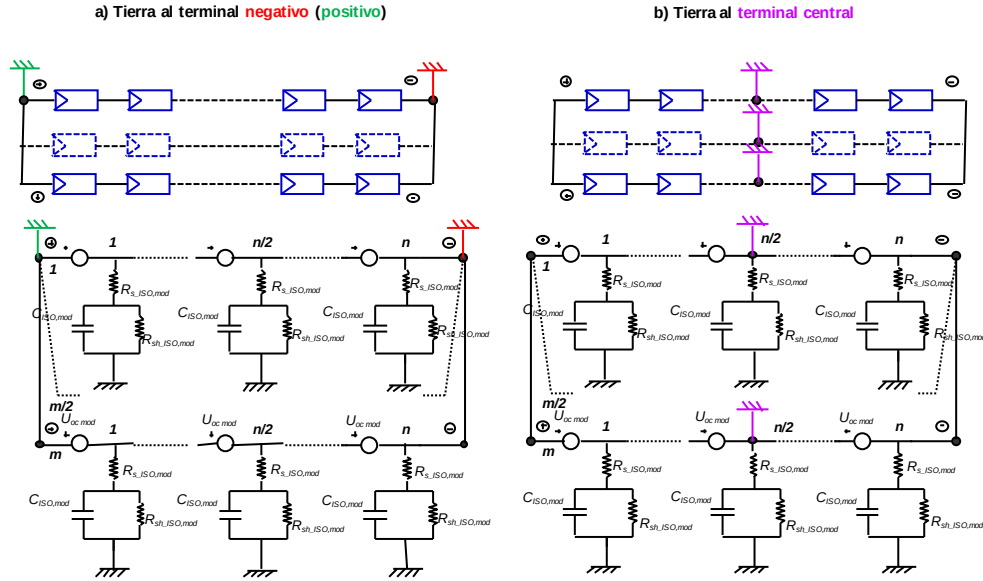


Figura 6.42. Esquemas de conexión de un generador FV

En ambas situaciones se consideran diferentes casos de severidad creciente, concretamente la resistencia aislamiento del generador FV ($R_{ISO,G}$) varía entre 1Ω y $1.000 \text{ k}\Omega$. Sin embargo, la capacidad de aislamiento del generador FV y el parámetro F ha sido fijada en $46 \mu\text{F}$ y 70 veces respectivamente [102]. Estos dos parámetros se consideran invariables puesto que no tienen influencia sobre el estado permanente; no obstante, si tienen influencia sobre el tiempo necesario para alcanzar este estado (tiempo del transitorio). La presencia/ausencia de diodos de bloqueo en este tipo de faltas es irrelevante puesto que no influye sobre los resultados térmicos o de funcionamiento del generador FV.

La Figura 6.43 muestra la influencia de la resistencia de aislamiento del generador FV sobre diferentes variables de éste cuando su terminal negativo está unido a tierra. Se observa como a medida que disminuye la resistencia aislamiento del generador se reduce la tensión de cada rama y la del generador. Todas las ramas permanecen trabajando en polarización directa y, por lo tanto, no se presenta corriente inversa. El factor de forma disminuye a medida que disminuye el aislamiento. Es importante resaltar como los cambios significativos en este generador ocurren cuando la resistencia de aislamiento es menor que 100Ω ; este valor es mucho menor que la resistencia aislamiento mínima necesaria para garantizar la protección de personas en este generador FV ($\approx 100 \text{ k}\Omega$ [102]).

En relación con la potencia disipada en la resistencia de aislamiento (característica $p_{D,ISO,c-v_G}$), se observa como el módulo FV más próximo al terminal positivo disipa

potencia, en forma de calor por su resistencia aislamiento ($p_{D,ISO,c} < 0$ p.u.); sin embargo, este módulo FV no trabaja en inversa ($p_{mod} > 0$ p.u.). Esta baja potencia disipada incrementa sólo ligeramente su temperatura de operación, pero siempre se mantiene por debajo de su umbral de seguridad ($T_{c,ST}$). La temperatura máxima se alcanza cuando el generador FV trabaja en circuito abierto. La potencia disipada y la temperatura en el módulo crecen con la caída del aislamiento del generador FV, siendo menor el crecimiento para los módulos FVs a medida que éstas se sitúan más próximas al terminal negativo.

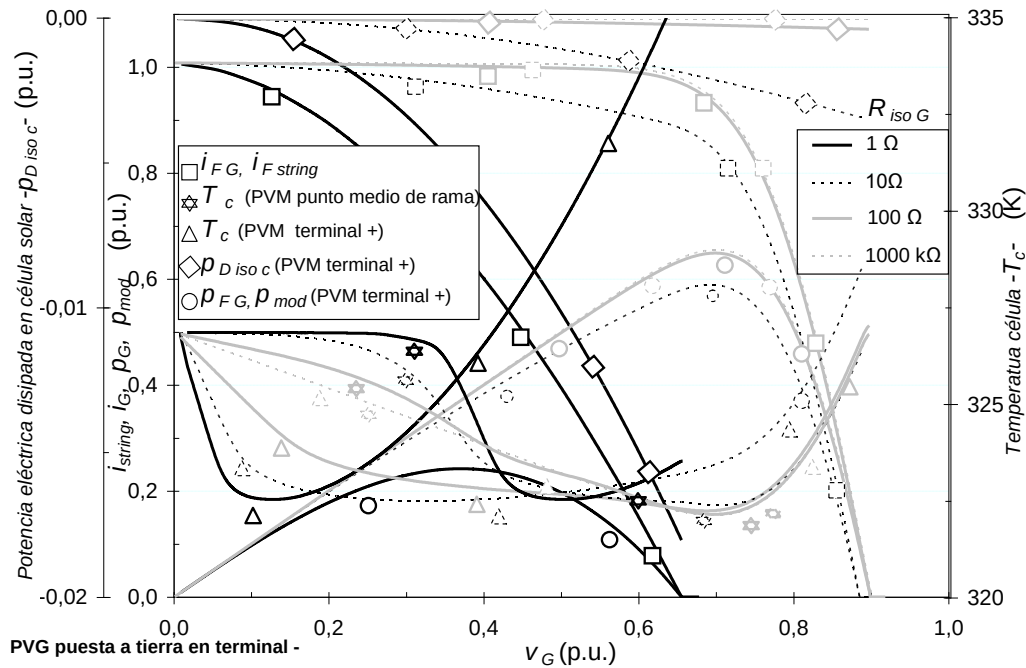


Figura 6.43. Resultados de simulación de la influencia de la resistencia de aislamiento sobre diferentes características en el generador fotovoltaico de 68 kWp en PTC (terminal negativo unido a tierra)

La Figura 6.44 muestra las mismas variables que la Figura 6.43, pero en este caso, cuando el generador FV tiene su terminal central está unido a tierra.

Comparando ambas gráficas puede observarse como el peor caso de estrés térmico o de variación de funcionamiento del generador FV se dan, cuando el terminal negativo está unido a tierra. Además es destacable como es necesario un orden de magnitud menor en la resistencia de aislamiento para la configuración flotante (terminal central unido a tierra) en relación con la configuración unida a tierra (terminal negativo) para obtener resultados equivalente.

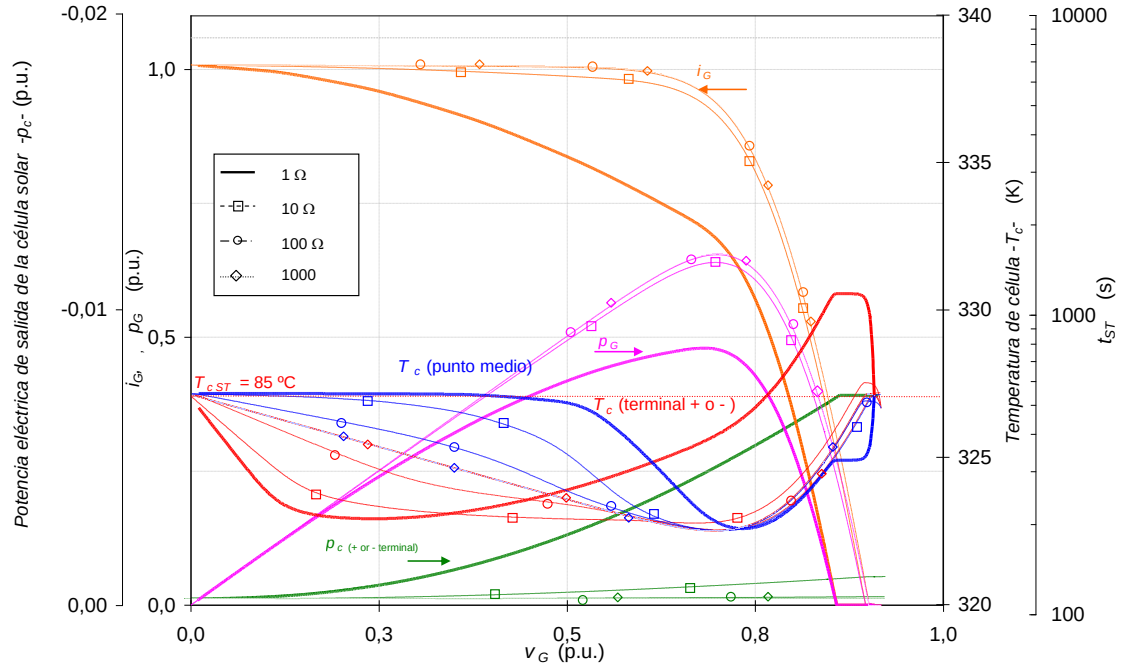


Figura 6.44. Resultados de simulación para diferentes características en el generador FV de 68 kWp (terminal central unido a tierra), en PTC, variando su resistencia de aislamiento

6.3.1.3.2. Beneficios del serie/paralelo

Puesto que la falta a tierra distribuida uniforme en el generador FV no origina problemas de estrés térmico, esta sección sólo se centra en la influencia del número de ramas conectadas en paralelo (N_{pa}) sobre el funcionamiento del generador FV en su caso más desfavorable (terminal negativo unido a tierra). La influencia añadida de las condiciones meteorológicas (G , T_a , v_f) y la resistencia aislamiento del generador FV ($R_{ISO,G}$) también se han tenido en cuenta. Para este propósito, se realizan simulaciones variando la variable N_{pa} (4–64), la resistencia de aislamiento del generador FV (0,1 Ω –1.000 k Ω), y la irradiancia (200–1.200 W/m²). La temperatura ambiente (20 °C) y la velocidad del viento (1 m/s) se mantienen constantes. La potencia del generador FV se mantiene constante adaptando el número de módulos serie en cada rama. Algunos de los resultados de simulación más significativos se muestran en la Figura 6.45 (variable $\Delta v_{G,MPP}$) y la Figura 6.46 (tensión línea-tierra para el módulo FV más próximo al terminal negativo).

La Figura 6.45 muestra como para un aislamiento bajo, a medida que la variable N_{pa} disminuye la variable $\Delta v_{G,MPP}$ se reduce debido a la influencia creciente de las corrientes de fuga sobre la característica i_G-v_G . Esta subida de las corrientes de fuga se origina por la tensión creciente línea-tierra en los módulos FVs (Figura 6.46). No obstante, valores

de irradiancia elevados provocan un descenso cuantitativo de las corrientes de fuga en relación con las corrientes de rama y, por tanto, un menor impacto sobre el punto de funcionamiento (MPP) originando un menor cambio de la característica i_G-v_G . La variación de tensión del generador en el MPP ($\Delta v_{G,MPP}$) es directamente proporcional a la irradiancia (G) para un número de ramas en paralelo (N_{pa}) menor que 16. La corriente de fuga depende sólo de la tensión y el aislamiento del generador FV [102].

Es importante remarcar como un diseño del generador FV con una valor bajo de ramas en paralelo (N_{pa}), si conlleva $V_{G,OC} > 1.000$ V, puede presentar efectos muy negativos sobre su funcionamiento cuando el aislamiento de éste sea medio-bajo.

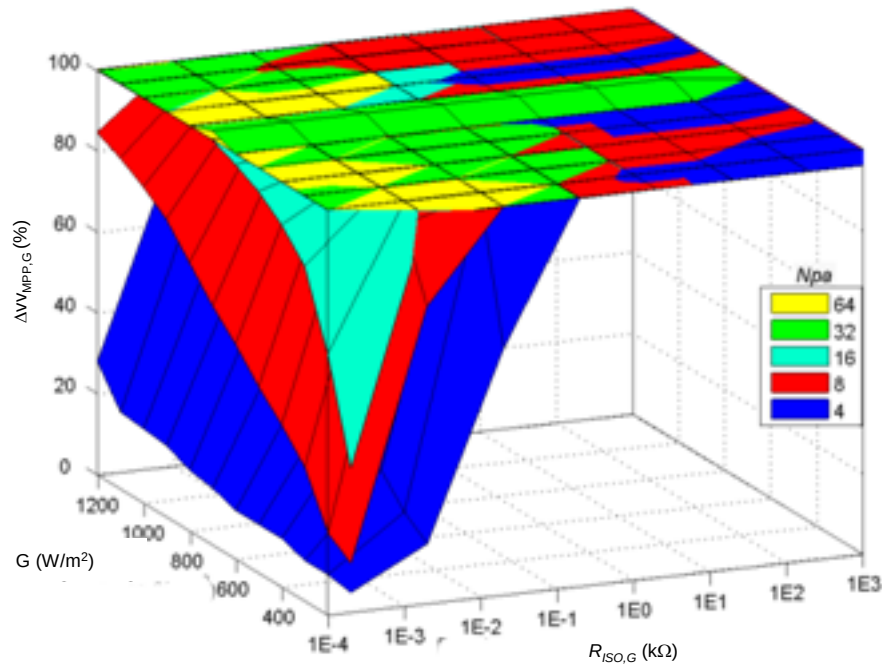


Figura 6.45. Variación de la tensión del generador FV de 68 kWp en el MPP (configuración flotante –terminal central unido a tierra–)

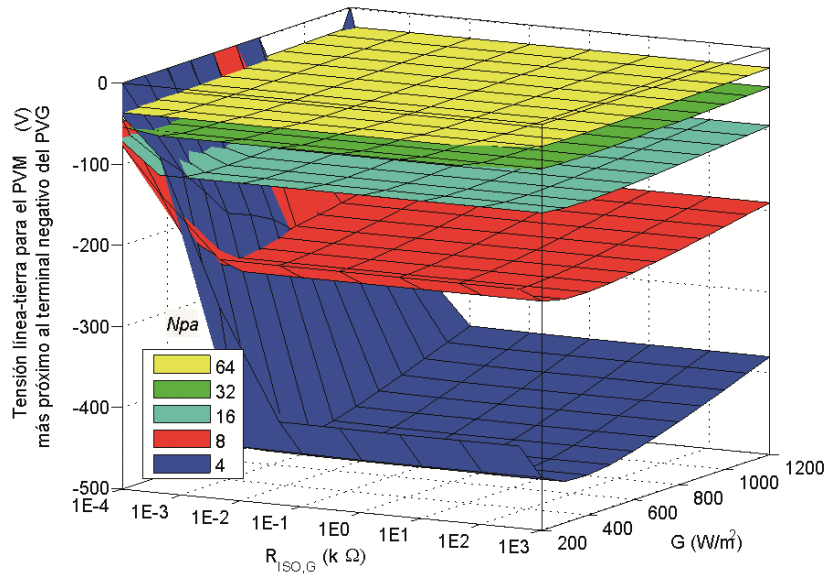


Figura 6.46. Tensión línea-tierra para el módulo FV más próximo al terminal negativo del generador FV de 68 kWp en el MPP (configuración flotante –terminal central unido a tierra–)

6.3.1.4. Resumen de las observaciones críticas de la operación del generador fotovoltaico bajo condiciones de falta eléctrica

La falta de cortocircuito conduce al desvío de corriente de una parte de rama/módulo por un camino alternativo de resistencia cero o extremadamente baja.

En caso de que existan diodos de bloqueo, hay una reducción de la tensión generada de la parte de rama respectiva con un comportamiento típico en forma de escalera para la característica i_G-v_G , mientras que la característica p_G-v_G tiene múltiples picos. El MPP, y por tanto, la variable RPL_G permanece casi constante teniendo una variación máxima de $(100/N_{pa}) \%$. No hay problemas de estrés térmico para los módulos FVs.

En caso de omitir los diodos de bloqueo, no aparece la curvatura previa en la característica i_G-v_G , pero la tensión generada se reduce para totalidad del generador FV al igual que para la rama defectuosa. El MPP puede caer significativamente. Además, se puede llegar a la destrucción de los módulos FVs debido al estrés térmico. La localización del MPP y el estrés térmico dependen de varios parámetros como la configuración del generador FV, el número de módulos FVs cortocircuitados en la rama ($N_{SC,mod}$) y las condiciones meteorológicas (G, T_a, v_f).

La falta de circuito abierto no provoca problemas de estrés térmico para los módulos FVs. La tensión del MPP permanece casi constante, mientras que la corriente del MPP y la variable RPL_G puede presentar una variación máxima de $(100/N_{pa}) \%$.

La falta a tierra distribuida tampoco origina problemas de estrés térmico para los módulos FVs. Sin embargo, la tensión generada se reduce de igual forma para cada rama y la totalidad del generador FV. Así, en el MPP puede decrecer de forma notable. Este decrecimiento depende de la configuración del generador FV, la resistencia aislamiento del generador FV ($R_{ISO,G}$), el tipo de sistema de puesta a tierra del generador FV (flotante o unido rígidamente a tierra) y las condiciones meteorológicas.

Los diodos de bloqueo no tienen influencia sobre los resultados de estrés térmico o de funcionamiento del generador FV para la falta a tierra distribuida y de circuito abierto.

6.3.2. Investigación experimental de faltas eléctricas en un generador fotovoltaico

La respuesta dinámica del modelo de simulación del dispositivo FV ha sido validada en un generador FV real de 68 kWp bajo condiciones meteorológicas casi estables con el objetivo de resaltar sólo los efectos de las faltas eléctricas. En la contrastación llevada a cabo se ha forzado al generador FV a trabajar desde condiciones de circuito abierto a condiciones de cortocircuito con diferentes faltas eléctricas simuladas mediante conexiones eléctricas internas. Así, el ensayo experimental incluyó las siguientes etapas (Figura 6.47):

- Un segmento de 20 módulos FVs de una de las ramas del generador FV es cortocircuitado cuando éste opera en condiciones del MPP.
- El segmento cortocircuitado se amplía a 40 módulos FVs.
- El generador FV se pone en circuito abierto y, posteriormente, se cortocircuita permaneciendo en ambas situaciones con la falta previa.

Todas las variables del generador FV (p. ej. corriente, tensión de la rama defectuosa/normal, etc.) así como las condiciones meteorológicas y la temperatura de célula de diferentes módulos FVs fueron monitorizadas durante el ensayo.

El cortocircuito de 20 módulos FVs en una rama (para $t = 200$ s) disminuyó la tensión del generador FV en el MPP desde 0,8 p.u. a 0,75 p.u. (v_G –ver Figura 6.30–). Este hecho originó que la potencia de salida del generador FV (p_G) se desplazó desde 0,61 p.u. a 0,56 p.u. Los PVM* no disiparon potencia puesto que el generador FV operó en el MPP. No obstante, su temperatura (T_c –PVM*–) creció ligeramente debido a que su potencia de salida disminuyó casi a la mitad (ver Figura 6.30).

El cortocircuito de 40 módulos FVs (para $t = 300$ s) disminuyó en mayor medida la potencia del generador FV en el MPP (desde 0,56 p.u. a 0,3 p.u. – ver Figura 6.30–). Sin embargo, el generador FV no fue capaz de alcanzar la tensión del MPP y se vió forzado a operar en 0,62 p.u, la tensión del MPP mínima del inversor FV. Bajo esta tensión, los PVM^{*}s disiparon potencia, aumentando fuertemente su temperatura hasta 340 K presentando una tendencia exponencial. La subida de la temperatura de la célula disminuyó la corriente del generador FV (i_G) hasta 0,46 p.u. puesto que su tensión no pudo variar.

Para $t = 700$ s, cuando el generador FV se puso en circuito abierto (el peor caso de estrés térmico) la temperatura de célula en los PVM^{*}s creció en mayor medida hasta su umbral de seguridad ($T_{c,ST}$) en un tiempo de 99 s. El generador FV fue cortocircuitado para $t = 799$ s para no dañar los PVM^{*}s. Mientras que el generador FV no produjo potencia (cortocircuito o circuito abierto), la temperatura de célula en los módulos FVs de las ramas sin defecto (T_c –PVMs en rama sin falta–) aumentó. Sin embargo, este crecimiento observado hasta 700 s fue debido sólo a las condiciones meteorológicas.

En general, los resultados simulados se aproximan bastante a los valores experimentales y, por tanto, validan el modelo de simulación. Las discrepancias observadas son debidas a factores no evitables, tales como efectos de dispersión, datos del módulo FV muy aproximados sobre la hoja de datos del fabricante.

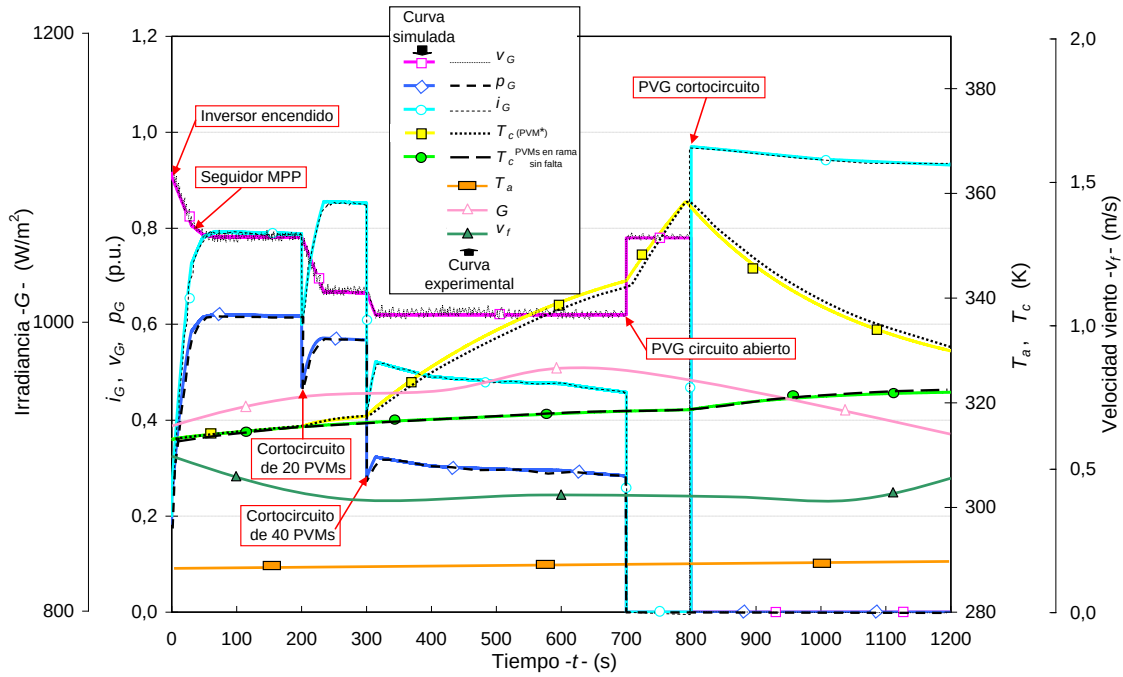


Figura 6.47. Resultados experimentales y de simulación en la configuración experimental: generador fotovoltaico de 68 kWp

6.4. Resultados de calidad de potencia

6.4.1. Caso de estudio: Características del generador fotovoltaico

Este apartado presenta la síntesis de resultados experimentales obtenidos de calidad de potencia durante una campaña de monitorización de varias semanas en un generador FV (inversor de 12,5 kW) con diferentes faltas eléctricas. De entre todos los datos obtenidos, se presentan solo a modo de ejemplo un periodo de análisis de aproximadamente 3 horas con diferentes faltas eléctricas y bajo condiciones meteorológicas bastante estables ($G = 720\text{--}850 \text{ W/m}^2$; $T_a = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ y $v_f = 1 \text{ m/s}$).

El generador FV monitorizado está incluido en un sistema FV mayor de 800 kWp [361]. Este sistema FV está conectada a la red de MT a través de un transformador de 1.000 kVA. Este generador tiene 3 ramas en paralelo de 18 módulos en serie (*Isofotón* ISF 250) conectadas a un inversor *Ingecon Sun Smart* 12.5. Los parámetros principales del módulo son: $V_{OC,mod} = 37,8 \text{ V}$; $I_{SC,mod} = 8,75 \text{ A}$; $V_{MPP,mod} = 30,6 \text{ V}$ y $I_{MPP,mod} = 8,17 \text{ A}$. Los parámetros principales del inversor son: $V_{MPP,INV} = 405\text{--}750 \text{ V}$, $V_{INV,MAX,DC} = 900 \text{ V}$ y $I_{INV,MAX,DC} = 32 \text{ A}$. En el Anexo B se detallan más características.

Para llevar a cabo la monitorización de calidad de potencia se ha usado un analizador de calidad de potencia marca *Fluke* 1760 conectado a la salida del inversor trifásico de 12,5 kW.

6.4.2. Descripción de faltas producidas sobre el generador fotovoltaico monitorizado

En la campaña de análisis se provocaron deliberadamente diferentes faltas eléctricas sobre el generador FV de 12,5 kW que se detallan a continuación, Figura 6.48:

- 1) En primer lugar, se provocó una falta eléctrica consistente en la conexión rígida entre el conductor negativo y la parte positiva del módulo 17 de la rama 1 (falta eléctrica 1).
- 2) Posteriormente, se provocó una falta eléctrica consistente en la conexión rígida entre la parte positiva de módulo 18 de la rama 2 y la parte positiva del módulo 1 de la rama 3 (falta eléctrica 2, manteniendo la falta eléctrica 1). A continuación, esta falta eléctrica se elimina, pasando el generador FV a trabajar en una condición análoga a la existente previamente a esta falta eléctrica.
- 3) Pasado un tiempo, se volvió a provocar la falta eléctrica 2 junto con la falta eléctrica 1, pero bajo condiciones meteorológicas diferentes.
- 4) Por último, se provocó una falta eléctrica consistente en la conexión rígida entre la parte positiva del módulo 17 de la rama 3 y el conductor negativo (falta eléctrica 3), manteniendo las dos anteriores.

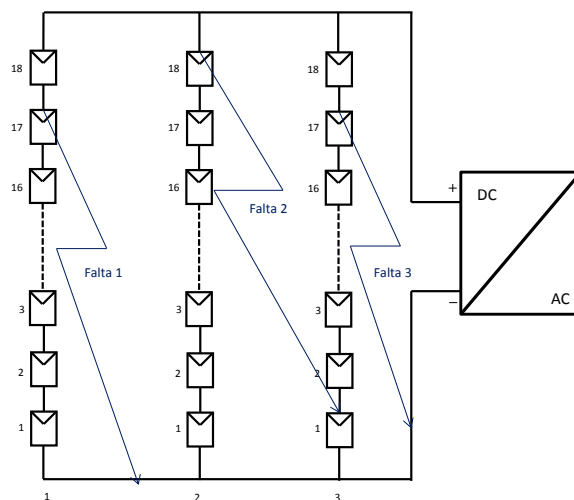


Figura 6.48. Esquema del generador FV monitorizado y faltas eléctricas provocadas deliberadamente

La Figura 6.49 muestra la variación temporal de potencia de salida del generador FV durante el periodo de análisis. La Figura 6.50 muestra la modificación de los puntos de operación del generador FV en las diferentes faltas eléctricas para las condiciones meteorológicas medias de cada periodo con falta eléctrica distinta. Es decir, esta figura muestra las características i_G-V_G y p_G-V_G . La Figura 6.51 muestra la variación de la

irradiancia en el periodo de análisis, revelando que este parámetro permaneció bastante estable.

Cuando se provocó la primera falta eléctrica (falta eléctrica 1), el generador FV pasó de aproximadamente 10,07 kW (80,56% de la potencia nominal FV) a 7,02 kW (56,16%), Figuras 6.49 y 6.50.

Cuando se provocó la segunda falta eléctrica (falta eléctrica 2), la potencia se redujo de 6,38 kW (51,04%) a 3,03 kW (24,24%) aproximadamente, Figuras 6.50 y 6.51. Tras ser despejada dicha falta, se volvió a provocar pero bajo condiciones meteorológicas diferentes. Así, la potencia se redujo de 8,2 kW (65,60%) a 3,76 kW (30,08%), Figuras 6.49 y 6.50.

Por último, se provocó la tercera falta eléctrica (falta eléctrica 3) y el generador pasó de 4,52 kW (38,26%) a 1,15 kW (9,28%), Figuras 6.49 y 6.50.

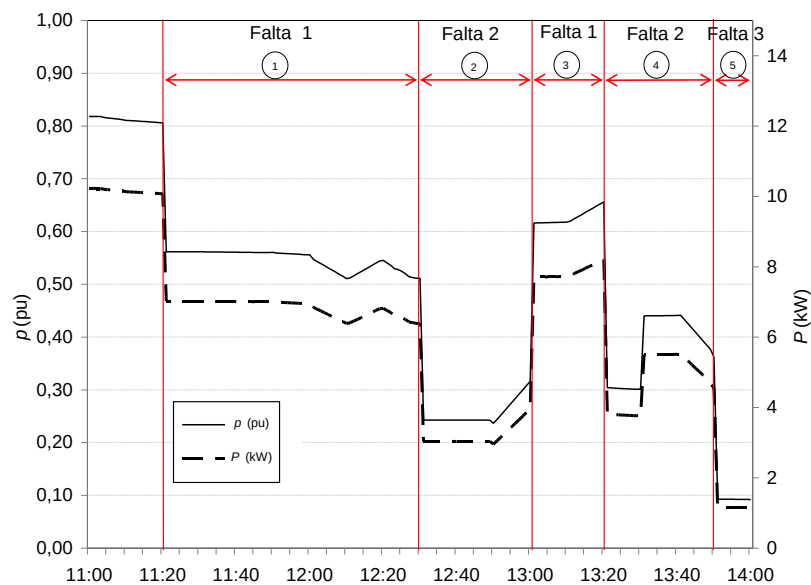


Figura 6.49. Curvas i_G - t y p_G - t del generador FV monitorizado con diferentes faltas eléctricas

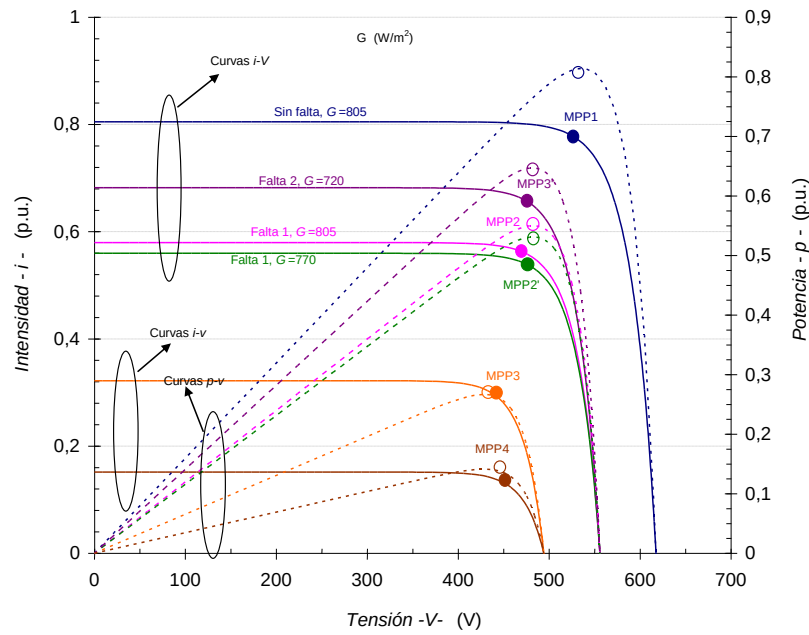


Figura 6.50. Características i_G-V_G y p_G-V_G del generador FV monitorizado con diferentes faltas eléctricas

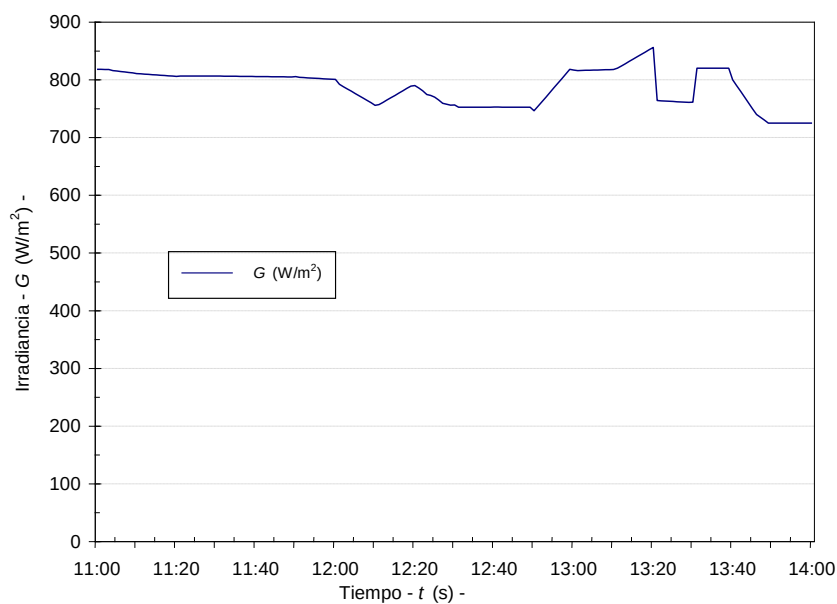


Figura 6.51. Curva $G-t$ del periodo de análisis con diferentes faltas eléctricas

6.4.3. Análisis temporal de la calidad de potencia

En este apartado se realiza un estudio de las principales variables de calidad de potencia descritas en el Capítulo 3. Así, en primer lugar se realiza un análisis de las corrientes armónicas que producen un generador FV bajo diferentes condiciones de faltas eléctricas. En segundo lugar, se analiza el efecto de las faltas eléctricas sobre el

flicker. Por último, el estudio se centra en el efecto de las faltas eléctricas sobre el desequilibrio de corriente fundamental.

6.4.3.1. Análisis de corrientes armónicas

La Figura 6.52 muestran los resultados obtenidos de corrientes armónicas ($I_{3,vs}$, $I_{5,vs}$, $I_{7,vs}$) y tasa de distorsión armónica total de corriente ($THD_{I,vs}$) para la campaña de análisis con diferentes faltas eléctricas en el generador FV monitorizado para medidas de tiempo muy corto (3 s). Por tanto, el estudio centra su interés en los armónicos de orden 3º, 5º y 7º al ser éstos los más destacados [361].

La Figura 6.53 muestra los objetivos de corriente armónica ($I_{3,vs}$, $I_{5,vs}$, $I_{7,vs}$) en el generador FV monitorizado de acuerdo a [362] en función del nivel de potencia de salida.

Cuando se provocó la falta eléctrica 1, periodo 1, el generador FV pasó de trabajar en el rango de potencia del 80–90 % (MPP1: 80,56 %) a un rango del 50–60 % (MPP2: 56,16 %), Figuras 6.49 y 6.50.

Esta falta eléctrica originó que el índice $THD_{I,vs,99ft}$ aumentara de 2,78 %, en el periodo anterior a la falta eléctrica, a un valor de 4,32 % (Tabla 6.1). Este nivel de emisión armónica no superó el objetivo de 25,69 % para el nivel de potencia del generador FV monitorizado de acuerdo a [362], Figura 6.53.

El índice $I_{3,vs,99ft}$ aumentó de 1,98 %, en el periodo anterior a la falta eléctrica, a un valor de 3,22 % (Tabla 6.1). Este nivel de emisión armónica es inferior al objetivo de 21,34% para el generador FV monitorizado, Figura 6.53. El índice $I_{5,vs,99ft}$ aumentó de 0,58 %, en el periodo anterior a la falta eléctrica, a un valor de 3,23 % (Tabla 6.1). El objetivo para el generador FV monitorizado de acuerdo a [362] en dicho nivel de potencia es de 18,27 %. El índice $I_{7,vs,99ft}$ aumentó de 1,41 %, en el periodo anterior a la falta eléctrica, a un valor de 2,85 % (Tabla 6.1). Este nivel de emisión armónica no superó el objetivo de 9,60 % para el nivel de potencia del generador FV monitorizado durante la falta, Figura 6.53.

En el rango de potencias FV de salida del 50–60 %, bajo la primera falta eléctrica, hubo un aumento en los índices armónicos, pero no se alcanzó en ningún caso el objetivo establecido en [362] para el generador FV monitorizado.

Cuando se provocó la falta eléctrica 2, periodo 2, el generador FV pasó de trabajar en un rango de potencia del 50–60 % (MPP2': 51,13 %) a un rango del 20–30 % (MPP3: 24,24 %), Figuras 6.49 y 6.50.

Durante esta falta eléctrica el índice $THD_{I,vs,99ft}$ aumentó de 4,32 %, en el periodo anterior a la falta eléctrica, a un valor de 64,83 % (Tabla 6.1). Este nivel de emisión armónica superó el objetivo de 34,1 % para el nivel de potencia alcanzado durante la falta, Figura 6.53.

El índice $I_{3,vs,99ft}$ aumentó de 3,23 %, en el periodo anterior a la falta eléctrica, a un valor de 103,57 % (Tabla 6.1). Este nivel de emisión armónica es superior al objetivo de 27,03 % para el generador FV monitorizado, Figura 6.53. El índice $I_{5,vs,99ft}$ aumentó de 3,23 %, en el periodo anterior a la falta eléctrica, a un valor de 62,76 % (Tabla 6.1). El objetivo establecido para el generador FV monitorizado de acuerdo a [362] en dicho nivel de potencia es de 23,15 %, Figura 6.53. El índice $I_{7,vs,99ft}$ aumentó de un valor de 2,85 %, en el periodo anterior a la falta eléctrica, a un valor de 36,77 % (Tabla 6.1). Este nivel de emisión armónica no superó el objetivo de 12,15 % para el generador FV monitorizado, Figura 6.53.

Por lo tanto, se observa como para el rango de potencias del 20–30 %, todos los índices armónicos presentaron superaron los objetivos impuestos para el generador FV monitorizado de acuerdo a [362].

El comportamiento de los índices armónicos $THD_{I,vs,99ft}$, $I_{3,vs,99ft}$, $I_{5,vs,99ft}$ y $I_{7,vs,99ft}$ durante el periodo 3 (falta eléctrica 1) es similar al presentado durante el periodo 1 (falta eléctrica 1), Tabla 6.1, Figura 6.52. Mientras tanto, el comportamiento en el periodo 4 (falta eléctrica 2), es similar al periodo 2 (falta eléctrica 2).

Cuando se provocó la falta eléctrica 3, periodo 5, el generador pasó de trabajar en un rango de potencia del 30–40 % (MPP3': 38,26 %) a un rango del 0–10 % (MPP4: 9,28 %), Figuras 6.49 y 6.50.

Esta falta eléctrica originó que el índice $THD_{I,vs,99ft}$ aumentara de 62,12 % en el periodo anterior a la falta a un valor de 72,63 % (Tabla 6.1). Este nivel de emisión armónica superó el objetivo de 48,38 % para el nivel de potencia alcanzado en el generador FV monitorizado durante la falta, Figura 6.53.

El índice $I_{3,vs,99ft}$ aumentó de 87,20 % en el periodo anterior a la falta a un valor de 93,03 % (Tabla 6.1). El objetivo impuesto para el generador FV monitorizado de acuerdo a [362] es de 35,44 % (Figura 6.53). El índice $I_{5,vs,99ft}$ aumentó de 50,24 %, en el periodo anterior a la falta, a un valor de 54,26 % (Tabla 6.1). El objetivo para dicho nivel de potencia de acuerdo a [362] es de 30,34 %. El índice $I_{7,vs,99ft}$ se redujo de 33,37 % en el periodo anterior a la falta eléctrica a un valor de 33,44 % (Tabla 6.1). El objetivo para dicho nivel de potencia de acuerdo a [362] es de 15,93 %.

Al igual que ocurre en el rango de potencias del 20–30 %, para el rango del 0–10 %, todos los índices analizados superan los objetivos establecidos para el generador FV monitorizado de acuerdo a [362].

La Figura 6.53 muestra como para potencias FVs de salida inferiores al 40 % los índices de emisión armónica obtenidos superaron los objetivos correspondientes para el generador FV monitorizado.

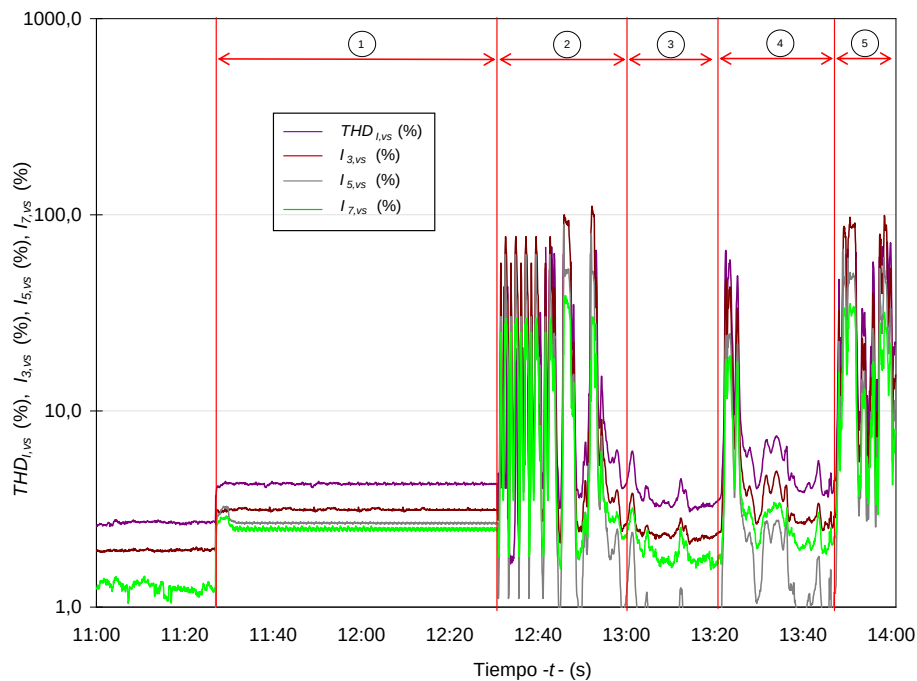


Figura 6.52. Evolución temporal de corrientes armónicas $I_{3,vs}$, $I_{5,vs}$, $I_{7,vs}$ y $THD_{i,vs}$ (%) del generador FV monitorizado con diferentes faltas eléctricas durante el periodo de análisis

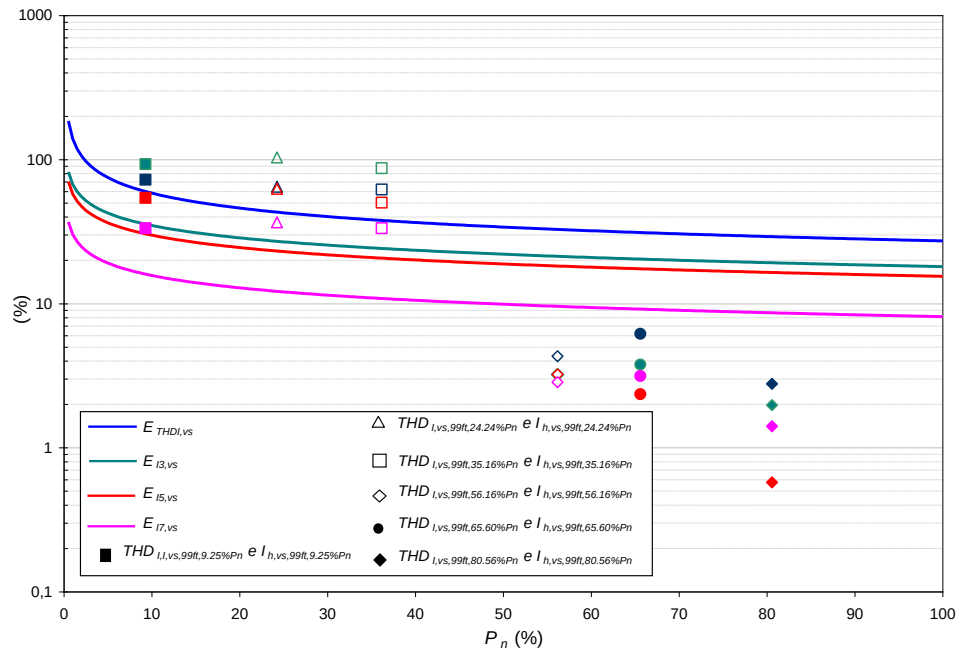


Figura 6.53. Índices de corrientes armónicas $THD_{I,vs,99ft}$, $I_{3,vs,99ft}$, $I_{5,vs,99ft}$ y $I_{7,vs,99ft}$ frente a objetivos correspondientes en el generador FV monitorizado para cada falta eléctrica provocada

Tabla 6.1. Índices de corrientes $I_{3,vs,99ft}$, $I_{5,vs,99ft}$, $I_{7,vs,99ft}$ y $THD_{I,vs,99ft}$ en el generador FV monitorizado para cada falta eléctrica provocada

	Potencia (%)	$THD_{I,vs,99ft}$ (%)	$I_{3,vs,99ft}$ (%)	$I_{5,vs,99ft}$ (%)	$I_{7,vs,99ft}$ (%)
Periodo 0 (sin falta)	80,56%	2,78	1,98	0,58	1,41
Periodo 1 (falta 1)	56,16%	4,32	3,22	3,23	2,85
Periodo 2 (falta 2)	24,24%	64,83	103,57	62,76	36,77
Periodo 3 (falta 1)	65,60%	6,18	3,78	2,35	3,15
Periodo 4 (falta 2)	38,26%	62,12	87,20	50,24	33,37
Periodo 5 (falta 3)	9,28%	72,63	93,03	54,26	33,44

6.4.3.2. Análisis de flicker

La Figura 6.54 muestra los resultados obtenidos de flicker (P_{st}) para la campaña de análisis con diferentes faltas eléctricas en el generador FV monitorizado.

En el caso del flicker, al ser el generador FV de potencia reducida (12,5 kW), los objetivo de emisión de flicker son independiente del nivel de potencia FV. Por lo tanto, de acuerdo a [362], se establece un objetivo mínimo de $P_{st,99ft}$ y $P_{st,95ft}$ igual a 0,35.

Cuando se provocó la falta eléctrica 1, periodo 1, el índice $P_{st,99ft}$ aumentó de 0,172 a 0,223 (Tabla 6.2) mientras que el índice $P_{st,95ft}$ pasó de 0,169 a 0,196 (Tabla 6.2).

Se puede concluir por tanto que ninguno de los índices relevantes superó el objetivo de 0,35 para generador FV monitorizado de acuerdo a [362].

Cuando se provocó la falta eléctrica 2, periodo 2, el índice $P_{st,99ft}$ aumentó de 0,223 a 0,251 (Tabla 6.2) mientras que el índice $P_{st,95ft}$ pasó de 0,196 a 0,227 (Tabla 6.2). En este periodo, los índices obtenidos tampoco superaron los objetivos correspondientes.

Durante el periodo 3 y periodo 4, los índices de flicker tampoco superaron el objetivo de 0,35 para el generador FV monitorizado (Tabla 6.2y Figura 6.54).

Cuando se provocó la falta eléctrica 5, periodo 5, el índice $P_{st,99ft}$ aumentó de 0,220 a 0,304 (Tabla 6.2) mientras que el índice $P_{st,95ft}$ creció desde 0,209 a 0,296 (Tabla 6.2). Al igual que en las faltas anteriores, los valores de los índices de flicker son inferiores al objetivo de 0,35 para el generador FV monitorizado de acuerdo a [362].

La Figura 6.54 muestra que en ningún momento del tiempo de análisis la emisión de flicker alcanzó el objetivo mínimo de 0,35 ($P_{st,99ft}$ y $P_{st,95ft}$) para generador FV monitorizado de acuerdo a [362]. Esto es debido a que el generador FV monitorizado tuvo un impacto insignificante, debido a su reducida potencia, sobre la red eléctrica a la que estaba conectado.

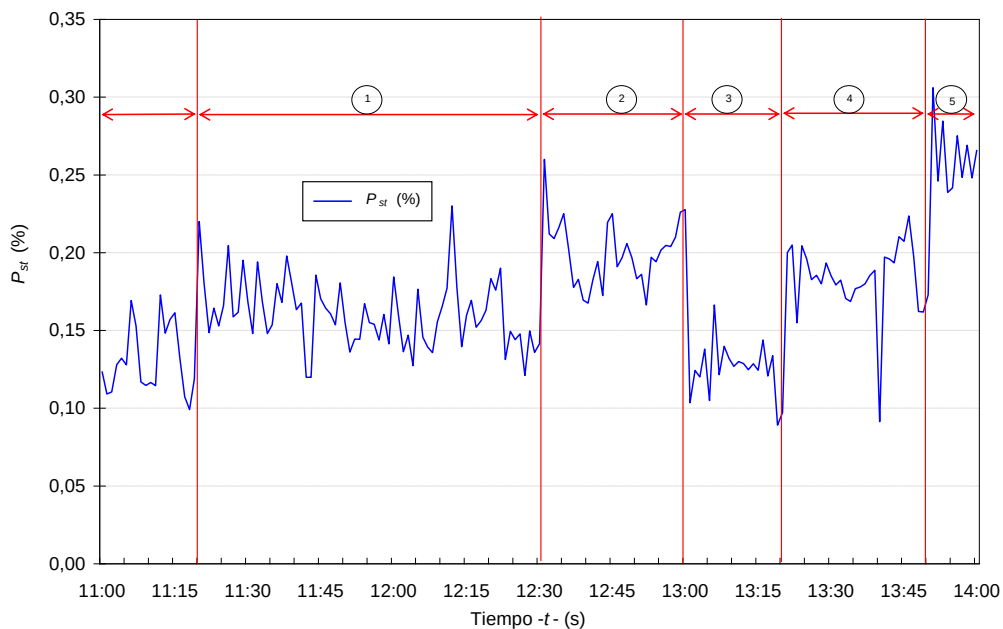


Figura 6.54. Evolución temporal de flicker en el punto de conexión del generador FV monitorizado con diferentes faltas eléctricas durante el periodo de análisis

Tabla 6.2. Índices de flicker ($P_{st,99ft}$ y $P_{st,95ft}$) en el generador FV monitorizado para cada falta eléctrica provocada

	$P_{st,99ft}$	$P_{st,95ft}$
Periodo 0 (sin falta)	0,172	0,169
Periodo 1 (falta 1)	0,223	0,196
Periodo 2 (falta 2)	0,251	0,227
Periodo 3 (falta 1)	0,162	0,145
Periodo 4 (falta 2)	0,220	0,209
Periodo 5 (falta 3)	0,304	0,296

6.4.3.3. Análisis de desequilibrios de corriente fundamental

La Figura 6.55 muestra los resultados obtenidos de desequilibrio de corriente para la componente fundamental ($\xi_{1,vs}^I$) en la campaña de análisis con diferentes faltas eléctricas en el generador FV monitorizado.

Cuando se provocó la falta eléctrica 1, el índice $\xi_{1,vs,95ft}^I$ aumentó de 1,512 % a 3,241 % (Tabla 6.3). Por tanto, para la potencia FV en el rango del 50-60 %, el índice $\xi_{1,vs,95ft}^I$ no superó el objetivo de 3,985 % para generador FV monitorizado de acuerdo a [362], Figura 6.56.

Cuando se provocó la falta eléctrica 2, el índice $\xi_{1,vs,95ft}^I$ aumentó de 3,241 % a 4,381 % (Tabla 6.3). Por tanto, para la potencia FV en el rango del 20-30 %, el índice $\xi_{1,vs,95ft}^I$ no superó el objetivo de 5,097 % para generador FV monitorizado de acuerdo a [362], Figura 6.56.

Cuando se provocó la falta eléctrica 3, el índice $\xi_{1,vs,95ft}^I$ aumentó de 4,178 % a 12,084 % (Tabla 6.3). Para la potencia FV en el rango del 0-10%, el índice $\xi_{1,vs,95ft}^I$ superó el objetivo de 7,696 % para generador FV monitorizado de acuerdo a [362], Figura 6.56.

Se puede observar en la Figura 6.56 que la emisión de desequilibrio de corriente fundamental ($\xi_{1,vs}^I$) cumple los objetivos correspondientes siempre que la potencia FV sea superior al 10 %.

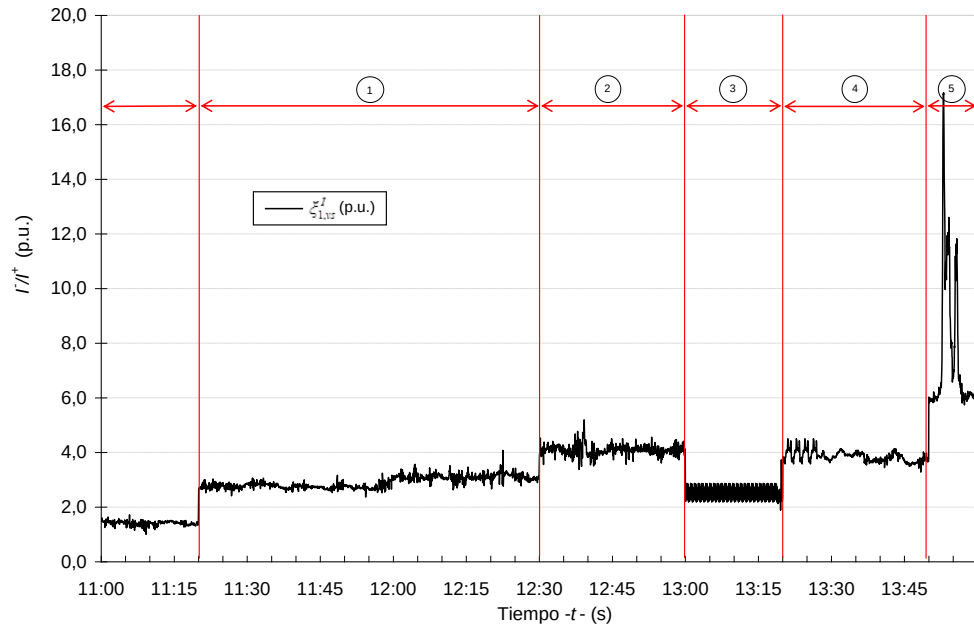


Figura 6.55. Evolución temporal de desequilibrio de corriente fundamental (ξ_1^I) del generador FV monitorizado con diferentes faltas eléctricas durante el periodo de análisis

Tabla 6.3. Índices de desequilibrio de corriente fundamental ($\xi_{1,vs,95ft}^I$) en el generador FV monitorizado para cada falta eléctrica provocada

	$\xi_{1,vs,95ft}^I$
Periodo 0 (sin falta)	1,512
Periodo 1 (falta 1)	3,241
Periodo 2 (falta 2)	4,381
Periodo 3 (falta 1)	2,867
Periodo 4 (falta 2)	4,178
Periodo 5 (falta 3)	12,084

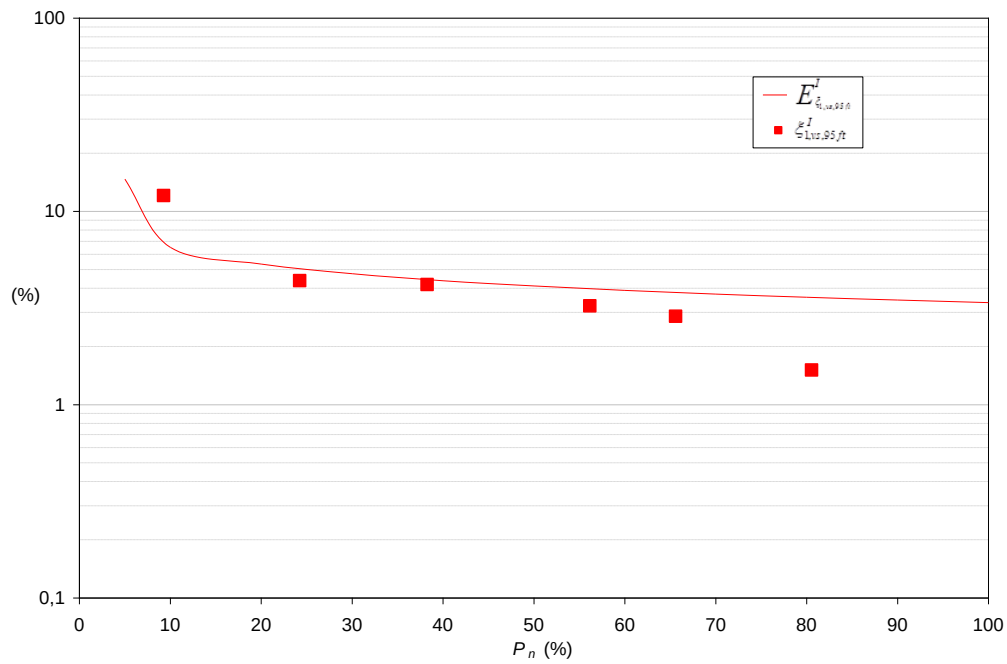


Figura 6.56. Índice de desequilibrio de corriente fundamental ($\zeta_{1,vs,95ft}^I$) frente a los objetivos correspondientes en el generador FV monitorizado para cada falta eléctrica provocada

CAPÍTULO 7

MEDIDAS ADAPTADAS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBREINTENSIDADES PARA UN GENERADOR FOTOVOLTAICO

7.1. Introducción

Las medidas de protección que se pueden utilizar en generadores FVs deben garantizar la seguridad de los equipos frente al riesgo producido por sobreintensidades. En la actualidad, las distintas normativas que existen para la protección de sobreintensidad resultan confusas y presentan deficiencias en lo relativo a instalaciones FVs. Este hecho dificulta enormemente las tareas de diseño y la determinación del grado de seguridad que se puede alcanzar al proyectar una instalación de este tipo. A continuación, se describen brevemente las diferentes normas destacando sus características fundamentales e indicando las lagunas encontradas:

- **ANSI/NFPA-70-690:** norma usada en Estados Unidos para el diseño e instalación de sistemas FVs. Incluye las reglas para el dimensionado y protección de circuitos, medios de desconexión, métodos de conexión, sistemas a tierra, etc. Esta norma especifica algunos de los requerimientos principales para la protección contra sobreintensidades: a) desconexión automática de la alimentación; b) protección frente a corrientes de sentido inverso procedentes del inversor.
- **IEC 60364-7-712:** apartado de la norma IEC 60364, regula las instalaciones eléctricas de BT (≤ 1.000 V en AC y ≤ 1.500 V en DC), que trata específicamente el diseño e instalación de generadores FVs.

En relación con las medidas generales de protección contra las sobreintensidades descritas en la norma IEC 60364-4-43, la parte 7-712 establece:

- **Medida de protección contra sobrecargas¹⁰:** se puede omitir dicha protección cuando la intensidad admisible por los conductores del generador es igual o mayor a $1,25 \cdot I_{SC,STC}$.
- **Medida de protección contra cortocircuitos¹¹:** no establece ninguna diferencia entre el DP instalado para evitar sobrecargas y para evitar cortocircuitos.
- **RD 1663/2000:** no especifica ninguna medida de protección frente a sobreintensidades en la parte DC del sistema FV. Únicamente resalta la obligatoriedad de instalar un interruptor general manual en el punto de conexión con la red eléctrica (parte AC).
- **TS 62257-7-71 (82/481/NP):** este informe de norma detalla las medidas de protección contra sobreintensidades. Determina el número de ramas máximo en paralelo para no instalar DP contra sobreintensidades así como la localización y diseño de los DPs en caso de disponer de un número de ramas en paralelo mayor que dos.
- **Otras:** Normas particulares de Sevillana-Endesa [363,364] e Iberdrola [365]; no recogen medidas de protección contra sobreintensidades en la parte DC del generador FV.

Por tanto, a falta de una normativa específica completa para la protección de sobreintensidades en la parte DC del sistema FV, se pueden aplicar a estos circuitos las medidas que de forma general se están empleando en instalaciones de BT y que se recogen en la norma internacional IEC 60364-4-43. La aplicación a estos circuitos de algunas de estas medidas de protección no es inmediata, y se presenta, por las características del generador FV, más difícil y compleja.

Los generadores FVs presentan un comportamiento eléctrico diferente del de los sistemas eléctricos AC de BT convencionales. Las principales diferencias radican en [20,24,31]:

¹⁰ Estas medidas de protección se limitan al cableado; para la protección de los módulos se debe consultar las instrucciones de los fabricantes.

¹¹ La norma no estudia la protección contra cortocircuitos en la parte DC del generador FV.

- El generador FV se comporta como fuente de intensidad (corriente de cortocircuito limitada a $1,25 \cdot I_N$) mientras que un generador AC convencional presenta un comportamiento como fuente de tensión.
- El generador FV es una instalación en corriente continua (DC). Por tanto, no pueden aplicarse algunas de las prácticas de protección usadas en sistemas AC convencionales (p. ej. la extinción del arco eléctrico).
- Los sistemas AC convencionales protegen sus circuitos mediante la apertura del mismo. En cambio, en un generador FV la apertura del circuito no elimina el riesgo eléctrico a personas o a la instalación, sino que lo aumenta.

La norma IEC 60364-4-43 plantea dos bloques de medidas, cada uno de los cuales persiguen unos objetivos distintos a la hora de establecer la protección:

- a) **Protección por limitación de corriente.** Esta medida será aplicada en un generador FV limitando la sobreintensidad máxima que pueda aparecer.
- b) **Protección por corte automático de la alimentación.** Esta medida será aplicada en un generador FV eliminando la tensión del generador mediante la instalación de un DP que actúe cuando se produzca un defecto.

El análisis detallado de la aplicación de estas medidas a un generador FV indica que algunas de ellas se pueden utilizar (sin distinción entre circuitos AC y DC), otras se deben modificar y adaptar a las peculiaridades del funcionamiento FV y, finalmente, otras no son aplicables.

A continuación se describen las medidas de protección contenidas en las partes 4-43 de la norma IEC 60364 y su posible adaptación a los circuitos DC del sistema FV (generador FV).

7.2. Limitación de sobreintensidad mediante las características de la alimentación

Esta medida obliga a limitar la sobreintensidad máxima que puede aparecer en el generador FV en caso de falta eléctrica, bien por sobrecarga o cortocircuito, a un valor seguro. Por tanto, la sobreintensidad suministrada desde el generador no debe superar la intensidad admisible por los conductores o la corriente inversa admisible de los equipos (módulos FVs). Además, se requiere que el inversor FV no sea capaz de inyectar corrientes en sentido inverso procedentes de la red en caso de falta eléctrica interna en el generador [35]. Tampoco se permiten los sistemas de almacenamiento de energía (baterías).

7.3. Protección mediante la desconexión automática de la alimentación

Esta medida protege los efectos negativos de las sobreintensidades sobre las partes activas del generador FV mediante la instalación de un DP que desconecta automáticamente la alimentación en caso de sobreintensidad. Para esta protección se requiere la coordinación del tipo de sistema de puesta a tierra del generador FV (generador flotante o unido a tierra [18]) y las características de disparo del DP.

7.3.1. Requerimientos de acuerdo a la naturaleza del circuito

La detección de sobreintensidad en un generador FV se puede realizar en un único punto del generador si no se consideran las faltas eléctricas entre sus partes activas [4]. La localización del punto de detección dependerá del sistema de puesta a tierra del generador [15]:

- **Generador unido a tierra**

La sobreintensidad debido a cualquier falta eléctrica en todo el generador puede ser detectada en el punto de puesta a tierra (Figura 7.1). No obstante, cuando se desea alcanzar una mayor selectividad para la protección de sobreintensidad (p. ej. a nivel de rama FV), la detección se debe llevar a cabo sobre uno de los conductores activos de cada subgenerador considerado (p. ej. conductor negativo) -Figura 7.1-.

Para un generador puesto a tierra en su punto central, la detección puede realizarse en uno de los conductores activos siempre que el conductor neutro (conductor de puesta a tierra del punto central) tenga la misma sección que los conductores activos. En caso contrario, será necesaria la detección sobre este conductor.

- **Generador flotante**

La detección de la falta eléctrica en todo el generador puede ser llevada a cabo preferentemente en el terminal negativo de este (Figura 7.2). No obstante, cuando se desea alcanzar una mayor selectividad para la detección de faltas (p. ej. a nivel de rama FV), la detección se realizará preferentemente en el terminal negativo de cada subgenerador considerado (Figura 7.2).

La detección global o local de la sobreintensidad debe conllevar la deshabilitación del generador/subgenerador involucrado.

7.3.2. Naturaleza de los dispositivos de protección

El DP de sobreintensidad (sobrecarga y cortocircuito) en un generador FV debe ser diferente de los dispositivos convencionales usados en un sistema de BT en AC debido a sus peculiaridades de funcionamiento. Por un lado, los dispositivos convencionales (fusibles e interruptores automáticos) pueden no abrir la falta en un generador FV puesto que la corriente de falta depende de las condiciones meteorológicas. Además, la intensidad de cortocircuito del módulo FV sólo es levemente superior a su intensidad nominal. Por otro lado, el procedimiento usado para la desconexión automática de la alimentación en un sistema de BT en AC (apertura del circuito protegido) no es válido en un generador FV si se quiere garantizar la seguridad de las personas (choque eléctrico) [4,34]. Por lo tanto, ha sido propuesto un procedimiento de deshabilitación alternativo en [4], que cortocircuita y une a tierra los conductores activos en la entrada DC del inversor, el cual es previamente aislado del generador FV.

La necesaria coordinación entre la protección del choque eléctrico y de sobreintensidad proporciona la posibilidad de seleccionar el mismo DP para ambas protecciones. Así, el DP frente al choque eléctrico propuesto en [18] incorpora las funciones necesarias de DP de sobreintensidad, esto es, detección de sobreintensidad/falta y deshabilitación del generador FV. Este DP tiene una unidad de detección/evaluación (dispositivo de monitorización), el cual, dispara otro dispositivo que deshabilita el generador (sistema de apagado). El dispositivo de monitorización para un generador FV unido a tierra es un dispositivo de corriente residual (RCM) [366]; para un generador flotante es un dispositivo de monitorización de aislamiento (IMD) [18]. Estos DPs, operando como protección de sobreintensidad, deshabilitan globalmente el generador FV, involucrando una baja selectividad en la protección de sobreintensidad. No obstante, la deshabilitación a un nivel inferior (p. ej. a nivel de rama/array FV) es posible; Sin embargo, esto requiere más hardware con mayor coste y tasa potencial de fallo. El uso de esta combinación de dispositivos aporta un nivel de protección similar al proporcionado por fusibles e interruptores automáticos [37].

El DP de sobreintensidad propuesto sólo detecta faltas eléctricas a tierra; las faltas entre partes activas no son detectadas. Por lo tanto, con el objetivo de minimizar la posibilidad de faltas línea-línea, el cableado del generador FV debe estar diseñado de forma tal que la probabilidad de aparición de una falta entre partes activas sea virtualmente reducida a cero. La norma IEC 60364-5-52 [367] presenta diferentes

requerimientos para alcanzar dicho objetivo mediante un cableado a prueba de cortocircuito. Entre estos requerimientos se contempla la instalación de los conductores activos (positivo y negativo) separados, bien usando cables simples en conductos de cables separados o cables con aislamiento doble o reforzado [11,23,24,33,37]. Este requerimiento especial deberá aplicarse a lo largo de todo el generador FV, incluyendo cajas de conexión y cuadros eléctricos. Adicionalmente, deben usarse preferiblemente módulos FVs clase II [18].

7.3.3. Protección frente a corrientes de sobrecarga

7.3.3.1. Posición de los dispositivos para la protección de sobrecarga

Cuando hay un único sistema de apagado para todo el generador FV, el DP de sobrecarga tiene sólo un único dispositivo de monitorización. La posición de este dispositivo de monitorización cambia en función del tipo de sistema de puesta a tierra del generador. Así, en un generador FV unido a tierra se instala el RCM sobre el conductor de tierra (Figura 7.1); en un generador FV flotante se instala el IMD entre un conductor activo (preferentemente negativo) y tierra (Figura 7.2) [18].

Cuando hay varios subsistemas de apagado para cada uno de los subgeneradores FVs, con el objetivo de alcanzar una mayor selectividad en la protección de sobrecarga, es necesario instalar distintos dispositivos de monitorización para cada uno de los subsistemas de apagado que sean capaces de detectar la sobrecarga local. La función de los distintos dispositivos de monitorización puede estar desempeñada por un único dispositivo de monitorización que reciba y emita señales desde y hacia cada uno de los subgeneradores. Así, en un generador FV unido a tierra el RCM recibe señales de cada uno de los conductores activos de los subgeneradores (preferentemente negativo) - Figura 7.1-. En un generador flotante el IMD recibe señales de cada uno de los conductores activos de los subgeneradores (Figura 7.2).

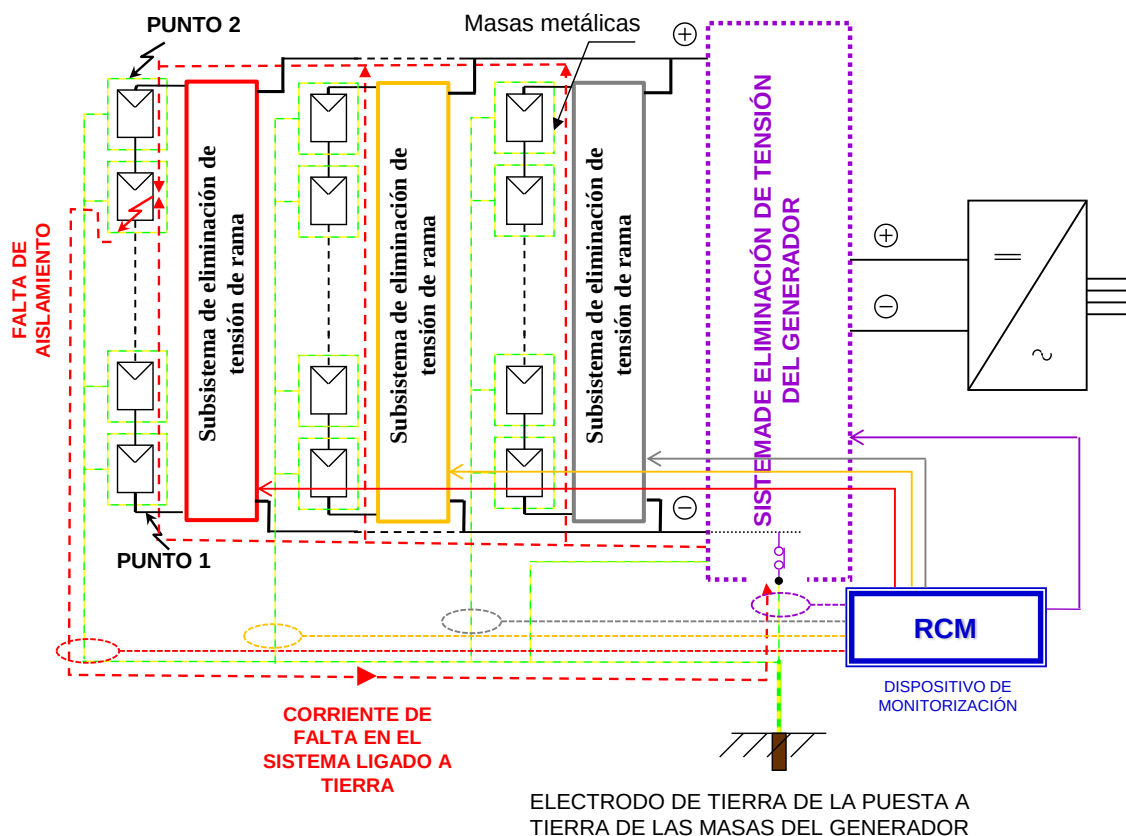


Figura 7.1. Posición del DP de sobreintensidad en un generador unido a tierra

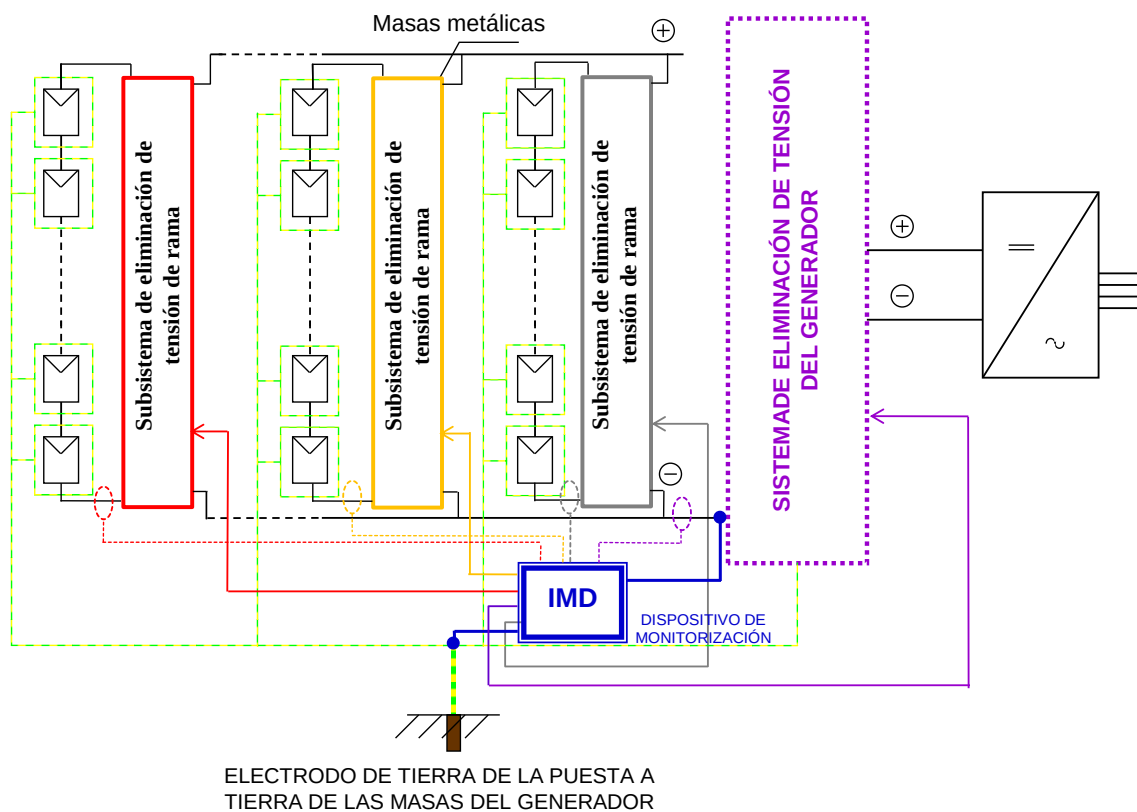


Figura 7.2. Posición del DP de sobreintensidad en un generador unido a tierra

7.3.3.2. Coordinación entre conductores/módulos y dispositivo de protección de sobrecarga

Las características de operación del DP de sobreintensidad que protege al cableado del generador FV y a los módulos FVs frente a sobrecarga deberán satisfacer diferentes requerimientos en función del sistema de puesta a tierra del generador FV.

En un generador FV unido a tierra, el punto de ajuste del dispositivo de monitorización $I_{\Delta N}$ (RCM) que dispara el sistema de apagado del generador debe cumplir:

$$0,5 \cdot I_{\Delta N} \geq I_{lek,G,max} \geq I_{z,i} \quad (7.1)$$

para todos los circuitos DC i -ésimos del generador FV

donde:

$I_{lek,G,max}$: Intensidad de fuga máxima del generador FV

$I_{z,i}$: Capacidad de transporte de corriente del conductor i

Este nivel de disparo también garantiza la protección de personas [18].

En un generador FV flotante, el punto de ajuste del dispositivo de monitorización R_{an} (IMD) que dispara el sistema de apagado del generador debe cumplir:

$$1,5 \cdot R_{an} \geq R_{ISO,G,min} \quad (7.2)$$

para todos los i -ésimos circuitos DC del generador FV

donde:

$R_{ISO,G,min}$: Resistencia de aislamiento mínima del generador FV

Este nivel de disparo también garantiza la protección de personas [18].

Además, para ambos sistemas de puesta a tierra se debe cumplir el siguiente requerimiento:

$$I_B = 1,56 \cdot I_{SC,i-STC} \leq I_{z,i} \quad (7.3)$$

para todos los circuitos DC i -ésimos del generador FV

donde:

I_B : Intensidad de diseño de los conductores

$I_{SC,i-STC}$: Intensidad de cortocircuito en STC para el circuito DC i -ésimo

7.3.4. Protección frente a corrientes de cortocircuito

7.3.4.1. Cálculo de la corriente de cortocircuito prevista

La corriente de cortocircuito presunta para todo el generador o subgenerador FV debe evaluarse bajo las condiciones meteorológicas más adversas (p. ej. $G = 1.000 \text{ W/m}^2$; $T_a = 20 \text{ °C}$; $v_f = 1 \text{ m/s}$).

7.3.4.2. Posición de los dispositivos de protección frente a cortocircuitos

La posición del DP de sobreintensidad para la protección de cortocircuito no cambia en relación con aquella descrita anteriormente para la protección de sobrecarga puesto que es el mismo DP. Así se evita el aumento de costes que incurriría el utilizar distintos DPs para la protección de sobrecarga y de cortocircuito.

7.3.4.3. Características de los dispositivos de protección de cortocircuito

La capacidad de apertura del DP de sobreintensidad no es una característica a tener en cuenta puesto que el sistema de apagado del generador FV difiere del correspondiente a sistemas de baja tensión en AC. Como el generador FV es una fuente de potencia limitada en corriente, se debe considerar para dimensionar el sistema de apagado una intensidad de diseño igual a la intensidad de cortocircuito máxima del generador/subgenerador FV, incrementada en 1,56 veces¹² [8]. Los ajustes definidos anteriormente en los dispositivos de monitorización, para la protección de sobrecarga, también garantizan la protección de cortocircuito.

Para la protección del cableado, el tiempo límite de deshabilitación el generador/subgenerador FV (t_{limit}), en caso de cortocircuito, no debe ser superior al tiempo en el que los conductores alcanzan su temperatura límite admisible. Este tiempo puede ser calculado a partir de

$$t_{limit} = \min \left(\frac{k_i \cdot S_i}{I_{SC,flow,i,max}} \right)^2 \quad (7.4)$$

¹² El valor de 1,56 está especificado en la norma NEC 690.8 apartados (A) y (B) en los que se indica que la corriente máxima se obtiene como suma de la intensidad de cortocircuito de los módulos ($I_{SC,mod}$) conectados en paralelo multiplicado por un factor de 1,25. Los DPs y los conductores deben estar diseñados para conducir no menos de 1,25 veces la intensidad máxima.

para todos los circuitos DC i -ésimos del generador FV

donde:

k_i :	Constante del circuito i
S_i :	Sección transversal del conductor del circuito i
$I_{SC,flow,i,max}$:	Intensidad de cortocircuito máxima en el conductor i al producirse un cortocircuito en el generador FV

Si la capacidad de transportar corriente de los conductores ($I_{z,i}$) es como máximo dos veces su corriente diseño ($I_{B,i}$) (7.5), el tiempo límite deducido a partir de la (7.4) garantiza igualmente la protección de los módulos FVs. Un módulo FV es capaz de soportar hasta dos veces su corriente inversa en las condiciones meteorológicas más adversas ($G = 1000 \text{ W/m}^2$, $T_a = 20 \text{ }^\circ\text{C}$, $v_f = 1 \text{ m/s}$)

$$I_{z,i} \leq 2 \cdot I_{B,i} \quad (7.5)$$

para todos los circuitos DC i -ésimos del generador FV

7.4. Aplicación de las medidas de protección de sobreintensidad en un generador fotovoltaico

Las medidas de protección de sobreintensidad para los generadores FVs, de acuerdo a [17], deberán ser aplicadas como sigue:

- 1) Protección por limitación de sobreintensidad mediante las características de la alimentación.
- 2) Protección mediante desconexión automática de la alimentación.

Puesto que la medida de protección 1) garantiza la protección de sobreintensidad basándose en el propio diseño del generador FV (medida preventiva), esta medida se denomina “pasiva”. Por el contrario, la medida 2) es una medida “activa” puesto que la protección depende del DP que opera cuando aparecen situaciones de riesgo por sobreintensidad. El riesgo es monitorizado por medio de la variable de control medida por los DPs.

La elección de la protección de sobreintensidad está condicionada por la configuración del generador (configuración serie-paralelo), la localización de la instalación (accesibilidad, materiales de construcción), el nivel de experiencia del

equipo de mantenimiento, el coste del hardware de protección, y la disponibilidad requerida para el generador. Estos aspectos, así como otros, también deben ser considerados en la definición de la protección del choque eléctrico [4] y la protección de sobretensiones y descargas atmosféricas [5] (otros aspectos importantes de seguridad). Consecuentemente, es necesario un punto de encuentro global para el diseño de seguridad (protección de persona y equipos).

Desde el punto de vista de protección de sobreintensidad, son posibles las siguientes opciones.

7.4.1. Protección por limitación de sobreintensidad mediante las características de la alimentación

Esta medida de protección es aconsejable para generadores FVs de relativamente poca potencia y un número bajo de ramas conectadas en paralelo, además de no incorporar sistema de almacenamiento de batería.

El número máximo de ramas conectadas en paralelo dependerá tanto de la capacidad de transportar intensidad de los conductores como de la capacidad de transportar corriente inversa de los módulos. La primera es una función del tipo de cable, sección y tipo de instalación [37]. La segunda depende de la irradiancia máxima y temperatura ambiente. De acuerdo con el apartado 6.2.2.1.2, por ejemplo, la capacidad de transportar corriente inversa de un módulo FV específico varía desde 1,42 p.u. a 7,52 p.u. Por lo tanto, se deduce que el número de ramas conectadas en paralelo estará comprendido entre 2 y 5 dependiendo de las condiciones meteorológicas.

7.4.2. Protección mediante la desconexión automática de la alimentación

Esta medida de protección es aconsejable para generadores FVs de elevada potencia con un número medio-alto de ramas conectadas en paralelo.

El generador flotante (opción más segura) ofrece claras ventajas para la protección frente al choque eléctrico y sobreintensidad. En esta configuración son necesarias dos faltas a tierra para que aparezca el riesgo frente a sólo una falta en generadores unidos a tierra. Por lo tanto, se recomienda la configuración flotante para emplazamientos transitados por personas o con fácil accesibilidad. Por el contrario, se aconseja la configuración unida a tierra para emplazamientos aislados y/o donde el personal de mantenimiento no sea especializado.

CAPÍTULO 8

CONCLUSIONES Y FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN

8.1. Conclusiones y aportaciones de la tesis

El trabajo desarrollado en la presente tesis doctoral, tanto a nivel teórico como experimental, analiza el comportamiento del generador FV con respecto a su seguridad en caso de sombra y, fundamentalmente, bajo faltas eléctricas. También, se presenta un estudio del impacto de las faltas eléctricas en el generador FV sobre la calidad de potencia inyectada en la red del sistema FV.

El análisis de la viabilidad de aplicación en generadores FVs de distintas medidas de protección frente a sobreintensidad, obtenidas a partir de la adaptación de las medidas aplicadas para los sistemas AC convencionales, ha sido uno de los objetivos fundamentales perseguidos en esta tesis doctoral.

Esta tesis doctoral presenta un modelo dinámico de simulación que describe el comportamiento térmico y eléctrico de los dispositivos FVs siendo implementado en *Matlab/Simulink*[®]. Su validez ha sido verificada, tanto en régimen permanente como transitorio, por medio de medidas experimentales realizadas en módulos FVs comerciales y en el generador FV real de 68 kWp del Proyecto *UNIVER* [72]. Por tanto, las simulaciones presentadas en esta tesis doctoral pueden ser consideradas como ensayos reales.

El modelo propuesto presenta las siguientes ventajas:

- Tiene en cuenta el efecto combinado de irradiancia efectiva (sombreado parcial), temperatura ambiente y velocidad del viento sobre la temperatura de célula.
- Tiene en consideración la capacidad térmica del módulo FV.
- El usuario puede implementar fácilmente desde una célula solar FV individual hasta un generador FV completo.

- Resulta sencillo implementar patrones de sombreado complejos -desde nivel de célula a generador FV-.
- Es sencillo implementar diferentes condiciones y tipos de faltas eléctricas, dentro del generador FV.
- Las variables de entrada y algunos parámetros del modelo pueden ser cambiadas durante la simulación posibilitando análisis de sensibilidad.
- Es adecuado para trabajar en simulaciones transitorias y de largo tiempo.
- Tiene una estructura generalizada de forma que puede ser unido con los modelos de los sistemas de potencia actuales haciendo posible simular el sistema FV completo y su interacción.

El modelo se usa de forma efectiva para investigar el comportamiento de los dispositivos FVs cuando operan bajo condiciones anormales, concretamente condiciones de sombreado parcial y, fundamentalmente, de falta eléctrica. Así, para el primer caso, la influencia en el comportamiento de diferentes factores tales como patrón de sombreado, tasa de sombreado, configuración del módulo FV y/o generador FV, parámetros del módulo FV, además de los comúnmente conocidos, a saber, condiciones meteorológicas (G , T_a , v_f) han sido analizadas. En el segundo caso, la influencia de patrones de falta, para diferentes tipos de falta, y el valor de la resistencia de falta, han sido otras variables alternativas de análisis además de las anteriores. La investigación del comportamiento ha incluido tanto los aspectos de funcionamiento como de seguridad.

En relación con el comportamiento FV en condiciones de sombra, la presente tesis doctoral pone de manifiesto que el peor caso de estrés térmico se produce con el sombreado parcial de una única célula dentro del módulo FV. La tasa y el patrón de sombreado afectan de manera significativa a la irradiancia efectiva recibida por el dispositivo FV y a la temperatura de célula del mismo, provocando así unas pérdidas de potencia en el mismo y una variación en su punto de funcionamiento. A su vez, se observa como las condiciones meteorológicas afectan de manera significativa al comportamiento térmico y eléctrico del dispositivo FV.

En relación con el comportamiento FV en condiciones de falta eléctrica, los resultados presentados en esta tesis doctoral permiten determinar que aunque hay tres tipos de faltas eléctricas con riesgo potencial debido a sobreintensidades, sólo la falta de

cortocircuito puede originar problemas de estrés térmico en los módulos y en el cableado. Por lo tanto, se necesita algún tipo de protección de sobreintensidad. Además, se muestra que la variación del funcionamiento del generador puede ser importante no sólo para la falta de cortocircuito sino también para la falta a tierra distribuida. La magnitud de esta variación o el estrés térmico sufrido por los módulos depende de la configuración del generador y el número de módulos cortocircuitados además de los factores comúnmente conocidos, como son las condiciones meteorológicas.

En relación con los requerimientos obligatorios para alcanzar la protección de sobreintensidad en generadores FVs, la investigación realizada para diseñar esta protección en el generador real de 68 kWp realmente clarifica la aplicación de la norma IEC 60364-4-43. Así, algunas de las medidas propuestas pueden ser aplicadas, otras necesitan ser específicamente adaptadas a las características de operación FV, y otras no son aplicables. Esta tesis recoge los resultados de la investigación realizada proporcionando un conjunto extenso de reglas de diseño adaptadas como guía básica y una ayuda para su aplicación.

Para el generador FV de estudio, con configuración flotante, se selecciona la protección de sobreintensidad mediante la desconexión automática de alimentación. Esta elección, que incluye la supresión de los diodos de bloqueo y fusibles en ramas, conduce a un generador más simple y fiable. La disponibilidad del generador crece como resultado de este diseño; cualquier falta eléctrica es detectada inmediatamente e informada al equipo de mantenimiento. El cableado a prueba de cortocircuito y el uso de módulos FVs clase II prácticamente excluye la aparición de faltas línea-línea. Por otro lado, el uso del mismo dispositivo de protección para la protección del choque eléctrico y de sobreintensidad elimina cualquier interferencia negativa entre ambas protecciones. La efectividad de este dispositivo de protección ya se aprobó en [18].

A su vez, en esta tesis también se presentan los conceptos teóricos y la adaptación de los requerimientos de la norma IEC 60364-4-43 [37] para alcanzar la protección de sobreintensidad en generadores FVs a partir de los resultados obtenidos con el modelo en condiciones de falta.

En relación con el impacto de las faltas eléctricas en el generador FV sobre la calidad de potencia inyectada en la red del sistema FV, los resultados presentados en esta tesis doctoral permiten extraer las siguientes conclusiones:

- En relación con las corrientes armónicas, siempre que las faltas eléctricas conduzca al generador FV a trabajar con potencias inferiores al 40%, las emisiones armónicas superan los objetivos en todos los órdenes armónicos. En cambio, aquellas faltas eléctricas que conduzca al generador FV a trabajar con potencias superiores al 40% no originarán incumplimiento de objetivos.
- En relación con el flicker se puede concluir que la aparición de faltas eléctricas en el generador FV no tiene un impacto significativo con respecto a este índice de calidad de potencia, puesto que en ningún caso durante la campaña de monitorización se alcanzaron los objetivos de emisión impuestos por la normativa.
- En relación con el desequilibrio de la componente fundamental de corriente, los objetivos de emisión de desequilibrio son exclusivamente superados en aquellas faltas eléctricas que conducen al generador FV a trabajar con potencias inferiores al 10%.

8.2. Futuras líneas de investigación

En esta tesis doctoral se ha realizado un análisis general de la protección frente a sobreintensidades en un generador FV, además de presentar el comportamiento térmico y/o eléctrico del generador FV en caso de sombras y faltas eléctricas. El impacto de estas faltas eléctricas sobre la calidad de potencia del sistema FV también ha sido analizado. Se proponen las siguientes líneas de investigación:

- En lo referente al modelado matemático del generador FV, adaptarlo a un *modelo eléctrico de célula con dos diodos*. El uso de este modelo permite realizar simulaciones con otro tipo de materiales (Si-a, CdTe, CIS, CGIS), ya que el modelo propuesto en esta tesis sólo es válido para módulos cuyo material sea Si-m y Si-p.
- En lo referente al fenómeno de sombreado, hay que seguir profundizando en el conocimiento de los efectos, tanto a nivel local como global, que produce este fenómeno en el funcionamiento del generador FV. Así, se debería estudiar:
 - *Efecto de la velocidad y dirección del viento sobre la temperatura de célula del módulo*. Los ensayos realizados en esta tesis se han realizado bajo condiciones de viento constante ($v_f = 1$ m/s) y sin tener en cuenta la dirección de procedencia del viento. Se aconseja realizar un estudio del

comportamiento térmico del generador para diferentes velocidades y direcciones del viento.

- *Estudiar la existencia de otros parámetros que afecten al funcionamiento del generador FV.* Además de la influencia de las condiciones meteorológicas (G , T_a , v_f), el generador FV puede verse influido por otras condiciones, como pueden ser humedad, concentración salina en el ambiente, nivel de contaminación atmosférica.
- En lo referente a la protección frente a sobreintensidades, es recomendable analizar la implantación de las medidas de protección especificadas en esta tesis ante su implementación a gran escala en generadores FVs.
- A su vez, es recomendable ampliar el estudio del funcionamiento del generador FV con el modelo desarrollado frente a choques eléctricos para mejorar la comprensión de la aplicación de las medidas de protección existentes en este campo.
- En lo referente al análisis de la calidad de potencia inyectada en la red del sistema FV con faltas eléctricas en el generador FV, es necesario evaluar el comportamiento transitorio de los diferentes índices presentados en el momento de producirse la falta eléctrica al poder presentar tales índices valores muy elevado que pueden originar problemas en las protecciones de la red.
- Se recomienda ampliar el estudio del impacto de las faltas eléctricas en el generador FV sobre la calidad de potencia inyectada en la red del sistema FV a otros índices como por ejemplo la variación de tensión.

ANEXO A

MODELO DEL SEGUIMIENTO DEL ALGORITMO DE MAXIMA POTENCIA

```
% Simple MPP "perturb and observe" tracking algorithm
% using Boost DC-DC input current Iref as the control variable
% Pold, Iref and Increment are initialized in InitializeMPPtrackIref.m
% Input: power P to be maximized
% Output: reference current

function y = MPPtrackVref(P)
    global Pold;
    global Vref;
    global Increment;
    VrefH = str2double(get_param('PVG/PV_Generator','Voc_max_')); % upper limit
    for the reference voltage
    VrefL = str2double(get_param('PVG/PV_Generator','Vmpp_mim_')); % lower limit
    for the reference voltage
    seek_step=str2double(get_param('PVG/PV_Generator','step_Vmpp_')); % step for
    MPP
    DeltaI=VrefH/seek_step %+++++
    %DIVIDO EN cuatro cientos PUNTOS.
    %DeltaI = str2double(get_param('PVG/MPP_tracking_controller','Vsample'))%
    reference voltage increment %0.02%
    if (P < Pold)
        Increment = -Increment; % change direction if P decreased
    end
    Vref=Vref+Increment*DeltaI; % increment voltage reference
```

```
% check for upper limit
if (Vref > VrefH)
    Vref = VrefH;
end
% check for lower limit
if (Vref < VrefL)
    Vref = VrefL;
end
% save power value
Pold = P;
% output current reference
y = Vref;
```

```
% Initialize MPPtrackVref
global Vref;
global Increment;
global Pold;
Pold = 0; % initial value for the sensed power
Vref = str2double(get_param('PVG/PV_Generator','Voc_max_')) % initial value for the
voltage reference
Increment = -1; % initial direction: decrease reference current
```

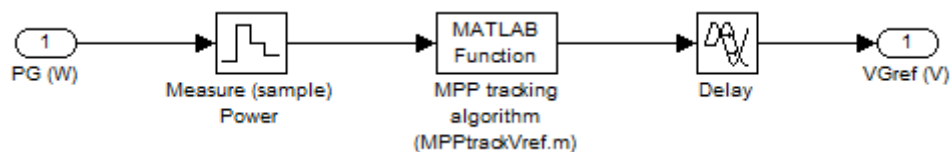


Figura A.1. Diagrama de bloques del algoritmo MPPT

ANEXO B

HOJAS DE CARACTERÍSTICAS



MÓDULO MONOCRISTALINO ISF-245/250 BLACK

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Comportamiento en STC: Irradiancia 1.000 W/m², temperatura de célula 25 °C, AM 1,5

	ISF - 245	ISF - 250
Potencia nominal (P _{max})	245 W	250 W
Tensión en circuito abierto (V _{oc})	37,6 V	37,8 V
Corriente de cortocircuito (I _{sc})	8,63 A	8,75 A
Tensión en el punto de máxima potencia (V _{max})	30,5 V	30,6 V
Corriente en el punto de máxima potencia (I _{max})	8,04 A	8,17 A
Eficiencia	14,8 %	15,1 %
Tolerancia de potencia (% P _{max})	0/+3 %	0/+3 %

Comportamiento a Irradiancia 800 W/m², TONC, temperatura ambiente 20 °C, AM 1,5; velocidad del viento 1 m/s

	ISF - 245	ISF - 250
Potencia máxima (P _{max})	178 W	181 W
Tensión en circuito abierto (V _{oc})	34,8 V	35,0 V
Corriente de cortocircuito (I _{sc})	6,96 A	7,06 A
Tensión en el punto de máxima potencia (V _{max})	27,4 V	27,5 V
Corriente en el punto de máxima potencia (I _{max})	6,49 A	6,59 A
Reducción de Eficiencia desde 1.000 W/m ² a 200 W/m ² según IEC 60904-1	5% (+/-3%)	

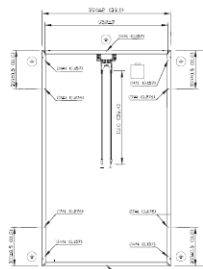
CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN

Tensión máxima del sistema	1000 V
Límite de corriente inversa	20 A
Temperatura nominal de operación de la célula (TONC)	47 +/- 2° C
Temperatura de operación	-40 to + 85° C
Coefficiente de temperatura de P _{max}	-0,44%/K
Coefficiente de temperatura de V _{oc}	-0,334%/K
Coefficiente de temperatura de I _{sc}	0,048%/K

CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS

Célula solar	Silicio Monocristalino - 156 mm x 156 mm (6 pulgadas)
Número de células	60 células (6x10)
Dimensiones	1667 x 994 x 43 mm
Peso	19 Kg
Vidrio	Alta transmisividad, texturado y templado de 3,2 mm (EN-12150)
Marco	Aluminio anodizado, toma de tierra
Máxima carga admisible	5400 Pa
Caja de conexión	IP 65 con 3 diodos de bypass
Cables y Conector	Cable solar de 1 m y sección 4 mm ² . Conector MC4 o compatible

DIMENSIONES



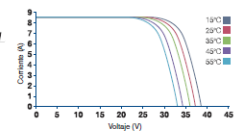
EMBALAJE

Módulos por palet
25

Tamaño del embalaje (palet + caja)

1720 x 1140 x 1155mm

Materiales reciclables



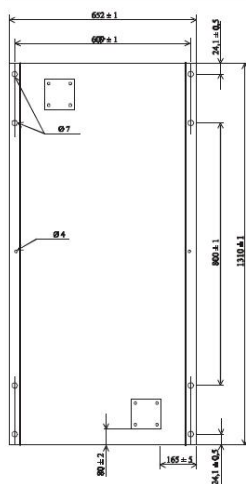


I-106

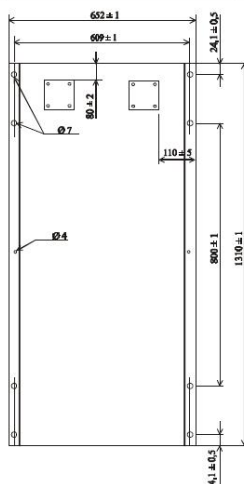
Módulo fotovoltaico

CARACTERÍSTICAS	I-106/12	I-106/24
FÍSICAS		
Longitud	1310 mm	
Anchura	652 mm	
Espesor	33,8 mm	
Peso	11 kg	
Número de células en serie	36	72
Número de células en paralelo	2	1
TONC (800 W/m ² , 20 °C, AM 1.5, 1m/s)	47 °C	
ELÉCTRICAS (1000 W/m², 25 °C célula, AM 1.5)		
Tensión nominal (V _n)	12 V	24 V
Potencia máxima (P _{max})	106 W _p ± 5 %	
Corriente de cortocircuito (I _{sc})	6,54 A	3,27 A
Tensión de circuito abierto (V _{oc})	21,6 V	43,2 V
Corriente de máxima potencia (I _{max})	6,1 A	3,05 A
Tensión de máxima potencia (V _{max})	17,4 V	34,8 V
CONSTRUCTIVAS		
Células	Si monocristalino, texturadas y con capa antirreflexiva	
Contactos	Contactos redundantes, múltiples, en cada célula	
Laminado	EVA (etilen-vinil acetato)	
Cara frontal	Vidrio templado de alta transmisividad	
Cara posterior	Protegida con Tedlar de varias capas	
Marco	Aluminio anodizado	
Cajas de conexión	2 x IP 65 con diodos de bypass	
Toma de tierra	Sí	
Especificaciones	IEC 61215 y Clase II mediante certificado TÜV	

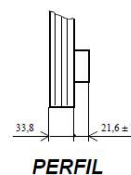
5^a Ed. 12/2000



VISTA POSTERIOR I-106/12



VISTA POSTERIOR I-106/24



PERFIL



INGECON

SUN

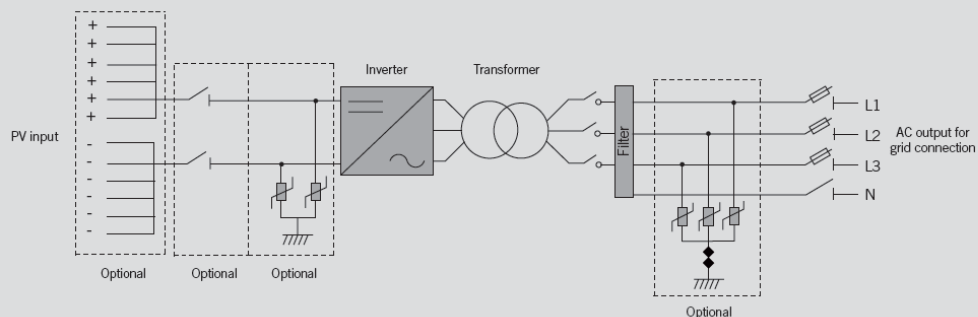
Smart with transformer

	10	12.5	15	20	25	30
Input (DC)						
Recommended PV array power range ⁽¹⁾	11 - 13 kWp	13 - 16 kWp	16 - 20 kWp	21 - 26 kWp	26 - 33 kWp	31 - 39 kWp
Voltage range MPP	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V
Maximum voltage DC ⁽²⁾	900 V	900 V	900 V	900 V	900 V	900 V
Maximum current DC	26 A	32 A	39 A	52 A	65 A	78 A
DC inputs	8	8	8	1	1	1
MPPT	1	1	1	1	1	1
Output (AC)						
Rated power AC HT ⁽³⁾	10 kW	12.5 kW	15 kW	20 kW	25 kW	30 kW
Rated power AC HP ⁽⁴⁾	11 kW	13 kW	16 kW	22 kW	27.5 kW	33 kW
Maximum current AC	19 A	22 A	23 A	37 A	50 A	50 A
Rated voltage AC	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V
Frequency AC	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz
Phi Cosine ⁽⁵⁾	1	1	1	1	1	1
Phi Cosine adjustable	±0.9 to Pnom	±0.9 to Pnom	±0.9 to Pnom	±0.9 to Pnom	±0.9 to Pnom	±0.9 to Pnom
THD ⁽⁶⁾	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%
Efficiency						
Maximum efficiency	94.9%	94.9%	94.9%	96.1%	96.1%	96.1%
Euroefficiency	93.3%	93.5%	93.8%	94.5%	94.9%	95.2%
General Information						
Air cooling	433 m³/h	433 m³/h	433 m³/h	674 m³/h	674 m³/h	674 m³/h
Stand-by consumption ⁽⁷⁾	30 W	30 W	30 W	30 W	30 W	30 W
Consumption at night	1 W	<5 W	1 W	1 W	1 W	1 W
Ambient temperature	-20°C to +65°C	-20°C to +65°C	-20°C to +65°C	-20°C to +65°C	-20°C to +65°C	-20°C to +65°C
Relative humidity	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%
Protection class	IP54	IP54	IP54	IP54	IP54	IP54

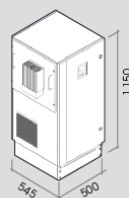
Notes: ⁽¹⁾ Depending on the type of installation and geographical location ⁽²⁾ Must not be exceeded under any circumstances. Consider the voltage increase of the 'Voc' at low temperatures ⁽³⁾ Up to 45°C ambient temperature, Pmax=110% Pnom for non permanent transients ⁽⁴⁾ Up to 40°C ambient temperature, Pmax=Pnom ⁽⁵⁾ For P_{out}>25% of the rated power. Possibility to modify the Phi Cosine ⁽⁶⁾ For P_{out}>25% of the rated power and voltage in accordance with IEC 61000-3-4 ⁽⁷⁾ Consumption from PV field.

Compliance with standards: CE, IEC61000-6-2, IEC61000-6-3, EN50178, RD1699/2011, P.O.12.3, VDE-AR-N-4105, VDE0126-1-1, CEI11-20, CEI0-21, Allegato 17 TERNA, Arrête 23-04-2008, MV Guideline BDEW.

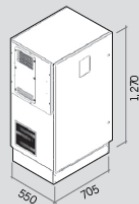
HT Mode (high temperature) Rated outputs at 45°C **HP Mode (high power)** Rated outputs at 40°C



Size and weight (mm)



10 / 12.5
192 kg.
15
242 kg.



20 / 25 / 30
323.5 kg.

Ingeteam

ANEXO C

TEMPERATURA MÁXIMA ADMISIBLE DE OPERACIÓN DE UN MÓDULO FOTOVOLTAICO

En la literatura [27,58,369-372] se presentan diferentes valores de temperatura límite para el funcionamiento seguro de un módulo FV. Así, Muñoz et al. [354] indica que la temperatura crítica de los encapsulados comerciales se sitúa en 175 °C. Para Herrmann et al. [355] la mayor temperatura que soportan el encapsulado comercial de los módulos es 150 °C. En cambio, Hotopp et al. [34], redujeron dicha temperatura máxima a 95 °C.

En esta tesis doctoral se ha optado por un valor más conservador. La temperatura máxima admisible en un dispositivo FV se fija en 85 °C. Los principales motivos que conducen a la fijación de este umbral son:

- Las normas IEC 61215 [368] y IEC 61646 [369] determina en su apartado 10.11 los ensayos que se deben realizar para medir la capacidad del módulo para soportar desequilibrios térmicos. En dichos ensayos, se limita el ciclo térmico entre -40 °C y 85 °C, según la Figura C.1:
- El valor de temperatura máxima de funcionamiento de célula solar más referenciado en la literatura es 85 °C [42,254,368].

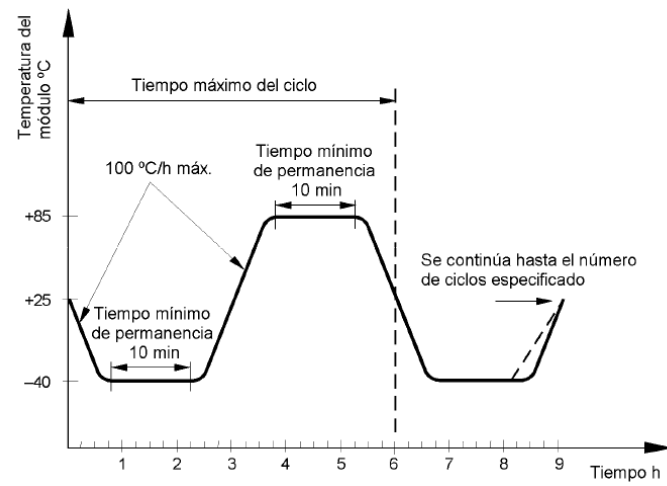


Figura C.1. Ensayo de ciclos térmicos [368,369]

ANEXO D

CONDICIONES

METEOROLÓGICAS QUE

ORIGINAN EL MÁXIMO ESTRÉS

TÉRMICO

La temperatura de operación de la célula solar (T_c) juega un papel crucial en el proceso de conversión FV. La eficiencia eléctrica y la potencia de salida de los módulos FVs dependen linealmente de la temperatura de operación, decreciendo con ella.

Con el objetivo de caracterizar los módulos FVs bajo unas condiciones de referencia, la normativa internacional ha propuesto condiciones de ensayo. Sin embargo, estas condiciones de ensayo no son uniformes, dependiendo de la normativa analizada. En general, las condiciones de ensayo dependen del tipo de aplicación: terrestre o espacial. Limitando el ámbito normativo a aplicaciones terrestres en plano fijo existe una amplia variedad de condiciones de ensayo como se muestra en la Tabla D.1.

En esta tesis se opta por realizar las simulaciones bajo condición PTC, al ser la condición más severa, desde el punto de vista de estrés térmico, en la cual se puede trabajar un módulo FV [180]. Esta condición, dentro de las normalizadas, es la que trabaja con el conjunto de variables G y T_a que conduce a una temperatura mayor de célula. Esta afirmación se puede comprobar en la Tabla D.1 en la que se han utilizado diferentes correlaciones para obtener la temperatura de célula.

Tabla D.1. Condiciones de ensayo

Condición de ensayo	STC <i>Standard Test Conditions</i> [193,204,370]	NOCT <i>Nominal Operating Cell Temperature</i> [204,215]	PTC <i>PVUSA Test Conditions</i> [373-375]	SRE <i>Standard Reference Environment</i> [368]
Irradiancia (G)	1.000 W/m ²	800 W/m ²	1.000 W/m ²	800 W/m ²
Temperatura ambiente (T_a)	-	-	20 °C	20 °C
Temperatura célula (T_c)	25 °C	45 - 47 °C	-	-
Velocidad viento (v_w)	-	1 m/s	1 m/s	1 m/s
Distribución espectral	AM1.5	AM1.5	-	-
Condiciones eléctricas	-	-	-	Circuito Abierto
$T_c = 3,12 + 0,0025 \cdot G + 0,899 \cdot T_a - 1,3 \cdot v_w$	25 °C		56,56 °C	50,92 °C
$T_c = T_a + 0,0138 \cdot G \cdot (1 + 0,031 \cdot T_a) \cdot (1 - 0,042 \cdot v_w)$	25 °C		41,42 °C	37,13 °C

PUBLICACIONES GENERADAS

- [1] García, O.G.; Hernández, J.C.; Jurado, F. "Guidelines for Protection against Overcurrent in Photovoltaic Generators," *Advances in Electrical and Computer Engineering*, 2012, vol. 12, no. 4, p. 63–70.
[Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.4316/AECE.2012.04010>
- [2] Ortega, M.J.; Hernández, J.C.; García, O.G. "Measurement and assessment of power quality characteristics for photovoltaic systems: harmonics, flicker, unbalance, and slow voltage variations," *Electric Power Systems Research*, 2013, vol. 96, p. 23–35.
[Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2012.11.003>,
- [3] Hernández, J.C.; Garcia, O.G.; Jurado, F. "Photovoltaic devices under partial shading conditions," *International Review on Modelling and Simulations*, 2012, vol. 5, no. 1, p. 414–425.
- [4] García, O.G.; Hernández, J.C.; Jurado, F. "Assessment of shading effects in photovoltaic modules," Proc. 2011: *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, 2011, p. 1–4.
[Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1109/APPEEC.2011.5747719>

CURRICULUM VITAE

Óscar García García nació en Madrid el 26 de Julio de 1984, comenzando los estudios universitarios de Ingeniería Técnica Industrial en el año 2003, en la especialidad de Electricidad, en la Escuela Politécnica Superior de Jaén (Universidad de Jaén). Estudios que concluiría en Enero de 2006. Tras la defensa del Proyecto Fin de Carrera prosigue los estudios correspondientes al segundo ciclo de Ingeniería Superior Industrial, en la misma Escuela Politécnica Superior de Jaén, defendiendo el proyecto Fin de Carrera en Julio de 2009. Durante esta etapa, compaginó sus estudios con una beca de colaboración con el Departamento de Ingeniería Electrónica y Automática y con la realización del Máster de Ingeniería de Sistemas Fotovoltaicos de la Universidad Internacional de Andalucía.

En 2009 comienza sus estudios de doctorado en la Universidad de Jaén en el Programa de Electricidad Fotovoltaica y Control, especialidad Ingeniería Eléctrica, obteniendo la suficiencia investigadora en Diciembre de 2010.

Durante este tiempo, ha compaginado sus estudios de doctorado con diferentes puestos de trabajo, todos ellos relacionados con el ámbito de las energías renovables y con su formación en Ingeniería Eléctrica. Así, realiza un Master en Proyecto, Construcción y Mantenimiento de Infraestructuras de Alta Tensión de la Universidad Pontificia de Comillas –ICAI– y un Master en Diseño de Instalaciones de Energías Renovables y Calidad del Suministro Eléctrico de la Universidad de Huelva.

En la actualidad trabaja en el área de alta tensión del departamento de servicios, para Gamesa Eólica.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] España. Ley 54/1997, de 27 de Noviembre, del Sector Eléctrico. *Boletín Oficial del Estado*, 28 Noviembre 1997. BOE núm. 285, p. 35097-35126.
- [2] España. Real Decreto 2818/1998, de 23 de Diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración, *Boletín Oficial del Estado*, 30 Diciembre 1998. BOE núm. 312, p. 44077-44089.
- [3] España. Real Decreto 1663/2000, de 29 de Septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, *Boletín Oficial del Estado*, 30 Septiembre 2000. BOE núm. 235, p. 33511-33515.
- [4] España. Real Decreto 436/2004, de 12 de Marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, *Boletín Oficial del Estado*, 27 Marzo 2004. BOE núm. 75, p. 13217-13238.
- [5] España. Real Decreto 661/2007, de 25 de Mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, *Boletín Oficial del Estado*, 26 Mayo 2007. BOE núm. 126, p. 22846-22886.
- [6] España. Real Decreto 1578/2008, de 26 de Septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, 25 de Mayo, para dicha tecnología, *Boletín Oficial del Estado*, 27 Septiembre 2008. BOE núm. 234, p. 39117-39125.
- [7] España. Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de Diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico, *Boletín Oficial del Estado*, 24 Diciembre 2010. BOE núm. 312, p. 106386-106394.
- [8] Real Decreto 1699/2011, de 18 de Noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, *Boletín Oficial del Estado*, 8 Diciembre 2011. BOE núm. 295, p. 130033-130064.
- [9] Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de Enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos, *Boletín Oficial del Estado*, 28 Enero 2012. BOE núm. 24, p. 8068-8072.
- [10] International Electrotechnical Commission. *Electrical Installations of Buildings - Part 7-712: Requirements for Special Installations or Locations - Solar Photovoltaic (PV) Power Supply Systems*. IEC 60364-7-712, 2002.

- [11] International Electrotechnical Commission. *Solar photovoltaic energy systems - Part 82/481/NP: Design requirements for photovoltaic (PV) arrays*. IEC/TS 62548, 2007.
- [12] National Fire Protection Association. *National Electrical Code (NEC) - Article 690 for Photovoltaic (PV) Power Systems installations*, ANSI/NFPA-70, 2008.
- [13] International Electrotechnical Commission. *Low-voltage electrical installations - Part 4-41: Protection for safety - Protection against electric shock*. IEC 60364-4-41, 2005.
- [14] Moechtar, M.; Syafray-Syarief, M.; Effendi, Y. "The function of a ground sensor for photovoltaic system reliability," *Renewable Energy*, 1991, vol. 1, no. 2, p. 177-182.
- [15] Stellbogen D. "Use of PV circuit simulation for fault detection in PV array fields". Proc. 1993: *23th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 1993, p.1302-1307.
- [16] Seguridad Eléctrica en Instalaciones Fotovoltaicas. Bender Ibérica. 2008.
- [17] Vidal, P.G. "Otros aspectos de la ingeniería de los sistemas fotovoltaicos. Seguridad y protecciones". En: *Universidad Internacional de Andalucía. Máster en Ingeniería de Sistemas Fotovoltaicos*. 2008
- [18] Hernández, J.C.; Vidal, P.G. "Guidelines for protection against electric shock in PV generators," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2009, vol. 24, no. 1, p. 274-282.
- [19] International Electrotechnical Commission. *International Electrotechnical Vocabulary - Part 826: Electrical installations*. IEC 60050-826, 2004.
- [20] Key, T.; Menicucci, D. "Practical application of the National Electrical Code to photovoltaic system design," Proc. 1988: *20th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*. 1988, p.1110-1115.
- [21] Bower, W.I.; Wiles, J.C. "Analysis of grounded and ungrounded PV systems," Proc. 1994: *1st World Conference Photovoltaic Energy Conversion*. 1994, vol. 1, p. 809-812.
- [22] Boumans, J.H.; Schoen, A.J.N.; Verhoeven, S.A.M. "Test facilities and safety regulations for rooftop mounted and grid-connected PV systems," Proc. 1994: *1st World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, 1994, p.1024-1027.
- [23] Laukamp, H.; Bopp, G. "Residential PV systems. Electrical safety issues and installation guidelines," *Progress in Photovoltaics: Res. Appl.*, 1996, vol. 4, p. 307-314.
- [24] Wiesner, W.; Vaaßen, W.; Vaaßen, F. "Safety aspects for installation and operation of grid connected photovoltaic plants". Proc. 1992: *11th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 1992, p. 1463-1067.
- [25] Vidal, P.G.; Almonacid, G.; Pérez, P. J.; Aguilera, J. "Measures used to protect people exposed to a PVG: 'Univer Project'," *Progress in Photovoltaics: Res. Appl.*, 2001, vol. 9, p. 57-67.
- [26] International Electrotechnical Commission. *Protection against electric shock – Common aspects for installation and equipment*. IEC 61140, 2004.

-
- [27] International Electrotechnical Commission. *Photovoltaic (PV) module safety qualification*. IEC 61730, 2004.
- [28] Underwriters Laboratories Inc. *UL Standard for Safety Flat-Plate Photovoltaic Modules and Panels*. UL Standard 1703. 2002.
- [29] Underwriters Laboratories Inc. *UL Standard for Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for Use With Distributed Energy Resources*. UL Standard 1741. 1999.
- [30] International Electrotechnical Commission. *Safety of power converters for use in photovoltaic power systems - Part 2: Particular requirements for inverters*. IEC 62109-2, 2011.
- [31] Collier, D.E.; Key, T.S. "Electrical fault protection for a large photovoltaic power plant inverter", Proc. 1988: *20th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 1988, p.1035-1042.
- [32] Durand, S.J.; Bowling, D.R.; Risser V.V. "Lessons learned from testing utility connected by PV systems," Proc. 1990: *21th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 1990, p.909-913.
- [33] Laukamp, H. "The basic German electric safety standard and its application to PV Systems", Proc. 1994: *12th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 1994, p. 1868-1872.
- [34] Hotopp, R.; Jaeger-Hezel, K. "On the possibilities to avoid series blocking diodes and bypass diodes", Proc. 1994: *12th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 1994, p. 1678-1681.
- [35] Wiles, J. "Photovoltaic power systems and the 2005 National Electrical Code: suggested practices", 2008.
- [36] IEEE. *Guide for Terrestrial Photovoltaic Power System Safety*, IEEE Standard 1374, 1998.
- [37] International Electrotechnical Commission. *Low-voltage electrical installations - Part 4-43: Protection for safety - Protection against overcurrent*. IEC 60364-4-43, 2008.
- [38] Laukamp, H.; Boop, G.; Niebers, L. "The hazard of electric arcs in residential PV systems assessment and installation guidelines," Proc. 1992: *11th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 1992, p. 1444-1447.
- [39] Hernandez, J.C.; Vidal, P.G.; Jurado, F. "Lightning and surge protection photovoltaic installations," *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2008, vol. 23, no. 4, p. 1961-1971.
- [40] Ahmad, G.E.; Mohamad, M.A.; Kandil, S.A.; Hanitsch, R. "Fault detection in PV generators using an improved electronic load," Proc. 1997: *14th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 1997, p. 199-202.
- [41] Wiles, J.C.; King, D.L. "Blocking diodes and fuses in low-voltage PV systems", Proc. 1997: *26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 1997, p. 1105-1108.
- [42] Nofuentes, G.; Hernandez, J.C.; Almonacid, G.; Abril, J.M. "Analysis of the possibilities to omit blocking and bypass diodes using a standard circuit simulator," Proc. 1997: *14th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 1997, p. 1094-1096.

- [43] Bendel, C.; Kunz, E.; Rudolph, U. "Monitoring and defect diagnosis of PV systems," Proc. 1998: *2nd World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion*, 1998, p. 2165-2168.
- [44] Hernandez, J.C.; Almonacid, G. "Development of a fault detection system in a PV installation", Proc. 1998: *2nd World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion*, 1998, p. 2131-2134.
- [45] Kuei-Hsiang, C.; Ching-Ju, L.; Sheng-Han, H. "Modeling and fault simulation of photovoltaic generation systems using circuit-based model," Proc. 2008: *IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologie*, 2008, p. 290-294.
- [46] Hernández, J.C.; Garcia, O.G.; Jurado, F. "Photovoltaic devices under partial shading conditions," *International Review on Modelling and Simulations*, 2012, vol. 5, no. 1, p. 414-425.
- [47] Rogers, C.B. "The protection of photovoltaic power systems from lightning", Proc. 1981: *15th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 1981, p. 761-766.
- [48] Carmichael, D.C.; Noel, G.T. "Development of low-cost modular designs for photovoltaic array fields," *IEEE Trans. Power Application Systems*, 1985, vol.PAS-104, no.5, p. 1005-1011.
- [49] Stern H.J.; Karner, H.C. "Lightning induced EMC phenomena in photovoltaic modules," Proc. 1993: *IEEE International Symposiums Electromagnetic Compatibility*, 1993, p. 442-446.
- [50] Häberlin H.; Minkner, R. "A simple method for lightning protection of PV-systems," Proc. 1994: *12th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 1994, p. 1885-1888.
- [51] Häberlin, H. "Interference voltages induced by magnetic fields of simulated lightning currents in PV modules and arrays," Proc. 2001: *17th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 2001, p. 2343-2346.
- [52] Becker, H. "Lightning and overvoltage protection in photovoltaic and solar thermal systems". *TÜV Rheinland*, 2000.
- [53] International Electrotechnical Commission. *Overvoltage Protection for PV Power Generating Systems-Guide*, IEC 61173, 1992.
- [54] International Electrotechnical Commission. *Protection against Lightning – Part 2: Risk Management*, IEC 62305-2, 2006.
- [55] International Electrotechnical Commission. *Protection against Lightning – Part 3: Physical Damage to Structures and Life Hazard*, IEC 62305-3, 2006.
- [56] International Electrotechnical Commission. *Protection against Lightning – Part 4: Electrical and Electronic Systems within Structures*, IEC 62305-4, 2006.
- [57] International Electrotechnical Commission. *Low-voltage surge protective devices - Part 12: Surge protective devices connected to low-voltage power distribution systems - Selection and application principles*, IEC 61643-12, 2002.

-
- [58] Alonso-García, M.C.; Herrmann, W.; Böhmer W.; Proisy, B. "Thermal and electrical effects caused by outdoor hot-spot testing in associations of photovoltaic cells," *Progress in Photovoltaics: Res. Appl.*, 2003, p. 293-307.
- [59] Deline, C. "Partially shaded operation of multi-string photovoltaic systems," Proc. 2010: *35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2010.
- [60] Bishop, J.W. "Computer simulation of the effects of electrical mismatches in photovoltaic cell interconnection circuits," *Solar Cells*, 1988, vol. 25, p. 73-89.
- [61] Abete, A.; Barbisio, E.; Cane, F.; Demartini, P. "Analysis of photovoltaic modules with protection diodes in presence of mismatching," Proc. 1990: *21st IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 1990.
- [62] Quaschnig, V.; Hanitsch, R. "Increased energy yield of 50% at flat roof and field installations with optimized module structures," Proc. 1998: *2nd World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion*, 1998, p. 1993-1996.
- [63] Kawamura, H.; Naka, K.; Yonekura, N.; Yamanaka, S.; Kawamura, H.; Ohno, H. "Simulation of I-V characteristics of a PV module with shaded PV cells," *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 2003, vol. 75.
- [64] Alonso-Garcia, M.C.; Ruiz, J.M.; Herrmann, W. "Computer simulation of shading effects in photovoltaic arrays". *Renewable Energy*, 2006, vol.31.
- [65] Wang, Y.J.; Hsu, P.C. "Analytical modelling of partial shading and different orientation of photovoltaic modules," *IET Renewable Power Generation*, 2010, vol. 4, no. 3.
- [66] Alonso-Garcia, M.C.; Ruiz, J.M.; Chenlo, F. "Experimental study of mismatch and shading effects in the I-V characteristic of a photovoltaic module," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 2006, vol. 90.
- [67] Gautam, N.K.; Kaushika, N.D. "Network analysis of fault-tolerant solar photovoltaic arrays," *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 2001, vol. 69, no. 1.
- [68] Gautam, N.K.; Kaushika, N.D. "Reliability evaluation of solar photovoltaic arrays," *Solar Energy*, 2002, vol. 72, no. 2.
- [69] Gautam, N.K.; Kaushika, N.D. "An efficient algorithm to simulate the electrical performance of solar photovoltaic arrays," *Energy*, 2002, vol. 27, no. 4.
- [70] Elsayed, M.M.; Al-Turki, A.M. "Calculation of shading factor for a collector field," *Solar Energy*, 1991, vol. 47, no. 6, p. 413-424.
- [71] Deline, C. "Partially shaded operation of a grid-tied PV system", Proc. 2009: *34th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2009, p. 1268-1273.
- [72] Drif, M.; Pérez, P.J.; Aguilera, J.; Almonacid, G.; Vidal, P.G.; de la Casa, J.; Aguilar, J.D. "Univer Project. A grid connected photovoltaic system of 200 kWp at Jaén University. Overview and performance analysis". *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 2007, vol. 91, p. 670-683.

- [73] Yezioro, A; Shaviv, E. "Shading: a design tool for analyzing mutual shading between buildings," *Solar Energy*, 1994, vol. 52, no. 1, p. 27-37.
- [74] Kovach, A; Schmid, J. "Determination of energy output losses due to shading of building-integrated photovoltaic arrays using a raytracing technique," *Solar Energy*, 1996, vol. 57, no. 2, p. 117-124.
- [75] Kajihara, A.; Harakawa, A.T. "Model of photovoltaic cell circuits under partial shading," Proc. 2005: *IEEE International Conference on Industrial Technology*, 2005, p. 866-870.
- [76] Kar, A.; Kar, A. "A new maximum power point tracking algorithm for PV modules under partial shading and rapidly varying illumination," Proc. 2009: *Annual IEEE India Conference*, 2009.
- [77] Wang, Y.J.; Hsu, P.C. "An investigation on partial shading of PV modules with different connection configurations of PV cells," *Energy*, 2011.
- [78] Van der Borg, N.J.C.M.; Jansen, M.J. "Energy loss due to shading in a BIPV application," Proc. 2003: *3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, 2003.
- [79] Masoum, A.S.; Padovan, F.; Masoum, M. "Impact of partial shading on voltage- and current-based maximum power point tracking of solar modules," Proc. 2010: *Power and Energy Society General Meeting*, 2010.
- [80] Gross, M.A.; Martin, S.O.; Pearsall, N.M. "Estimation of output enhancement of a partially shaded BIPV array by the use of AC modules," Proc. 1997: *26th Photovoltaic Specialists Conference*, 1997, p. 1381-1384.
- [81] Gao, L.; Dougal, R.A. "Parallel-connected solar PV system to address partial and rapidly fluctuating shadow conditions," Proc. 2009: *IEEE Transactions on industrial electronics*, 2009, vol. 56, no. 5.
- [82] Meyer, E.L.; Ernest van Dyk, E. "The effect of reduced shunt resistance and shading on photovoltaic module performance," Proc. 2005: *31st IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2005, p. 1331-1334.
- [83] Di Vincenzo, M.C.; Infield, D. "Artificial neural network for real time modelling of photovoltaic system under partial shading," Proc. 2010: *IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies*, 2010.
- [84] Niewianda, A.; Heidt, F.D. "Sombrero: a PC-tool to calculate shadows on arbitrarily oriented surfaces," *Solar Energy*, 1996, vol. 58, no. 4-6, p. 253-263.
- [85] Drif, M.; Perez, P.; Aguilera J.; Aguilar, J. "A new estimation method of irradiance on a partially shaded PV generator in grid-connected photovoltaic systems," *Renewable Energy*, 2008, vol. 33, p. 2048-2056.
- [86] Yezioro, A.; Shaviv, E. "Shading: a design tool for analyzing mutual shading between buildings," *Solar Energy*, 1994, vol. 52, no. 1, p. 27-37.
- [87] Hiller, M.D.; Beckman, W.A.; Mitchell, J.W. "TRNSHD – a program for shading and insolation calculations," *Buildings and Environment*, 2000, vol. 35, p. 633-644.

-
- [88] Utilización de la termografía en el mantenimiento de plantas fotovoltaicas. Fluke Ibérica. 2009.
- [89] Zhao, Y.; Lehman, B.; de Palma, J.; Mosesian, J.; Lyons, R. "Challenges to overcurrent protection devices under line-line faults in solar photovoltaic arrays," Proc. 2011: *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, 2011, p. 20-27.
- [90] Zhao, Y.; de Palma, J.-F.; Mosesian, J.; Lyons, R.; Lehman, B. "Line-line fault analysis and protection challenges in solar photovoltaic arrays," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2012, vol. 99.
- [91] Schirone, L.; Califano, F.P.; Moschella, U.; Rocca, U. "Fault finding in a 1 MW photovoltaic plant by reflectometry," Proc. 1994: *24th Photovoltaic Energy Conversion Conference*, 1994, vol. 1, p. 846-849.
- [92] Mon, G.R.; Wen, L.; Ross, R. "Encapsulant free-surfaces and interfaces: critical parameters in controlling cell corrosion," Proc. 1987: *19th IEEE PV Specialists Conference*, 1987, p. 1215-1221.
- [93] Mon, G.R.; Wen, L.C.; Sugimura, R.S.; Ross, R.G. "Reliability studies of photovoltaic module insulation systems," Proc. 1989: *19th Electrical Electronics Insulation Conference*, 1989, p. 3249.
- [94] Pellegrino, M.; Nardelli, G.; Sarno, A. "An indoor technique for assessing the degradation of PV modules," Proc. 1997: *14th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 1997, p.247-251.
- [95] Sály, V.; Ruzunský, M.; Redi, P. "Indoor study and ageing tests of solar cells and encapsulations of experimental modules," Proc. 2001: *24th International Spring Seminar on Electronics Technology*, 2001, p. 59-62.
- [96] Camani, M.; Cerenghetti, N.; Chianese, D.; Rezzonico, S. "Comparison and behaviour of PV modules," Proc. 1998: *2nd World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion*, 1998, p. 2346-2349.
- [97] Johnson, J.; Montoya, M.; McCalmont, S.; Katzir, G.; Fuks, F.; Earle, J.; Fresquez, A.; Gonzalez, S.; Granata, J. "Differentiating series and parallel photovoltaic arc-faults," Proc. 2012: *38th IEEE Photovoltaic Solar Conference*, 2012.
- [98] Institute of Electrical and Electronics Engineers. *Guide for Terrestrial Photovoltaic Power System Safety*. IEEE 1374. 1988.
- [99] Bower, W.; Wiles, J. "Investigation of ground-fault protection devices for photovoltaic power systems applications," Proc. 2000: *28th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2000, p. 1378-1383.
- [100] Wiles, J. "Photovoltaic safety equipment and the national electrical code," Proc.1991: *22nd IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 1991, vol. 1, p. 652-657.
- [101] International Electrotechnical Commission. *Effects of current on human beings and livestock. Part 1: General aspects*. IEC 479-1. 1994.
- [102] Hernández, J.C.; Vidal, P.G.; Medina, A. "Characterization of the insulation and leakage currents of PV generators: Relevance for human safety," *Renewable Energy*, 2010, vol. 35, no. 3, p. 593-601.

- [103] Roger Folch, J.; Riera Guasp, M.; Roldán Porta, C. *Tecnología eléctrica*. Madrid: Ed. Síntesis, 2010.
- [104] Mon, G.R.; Whitla, G.; Ross, R.; Neff, M. "The role of electrical insulation in electrochemical degradation of terrestrial photovoltaic modules," *IEEE Transactions on Electrical Insulation*, 1985, p. 989-996.
- [105] Mon, G.R.; Wen, L.; Meyer, J.; Ross, R.; Nelson, A. "Electrochemical and galvanic corrosion effects in thin-film photovoltaic modules," *Proc. 1988: 20th IEEE photovoltaic specialists conference*, 1988, vol. 1, p. 108-113.
- [106] Mon, G.R.; Wen, L.; Ross, R. "Water-Module Interaction Studies," *Proc. 1988: 20th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 1988.
- [107] Gross, R. G. *Proc. 1984: 17th IEEE Photovoltaic Specialist Conference*, 1984, p. 465.
- [108] Pern, F.J.; Glick, S.H. "Thermal processing of EVA encapsulants and effects of formulation additives [for solar cells]," *Proc. 1996: 25th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 1996, p. 1251-1254.
- [109] Berman, D.; Biryukov, S.; Faiman, D. "EVA laminate browning after 5 years in a grid-connected, mirror-assisted, photovoltaic system in the Negev desert: effect on module efficiency," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 1995, vol. 36, no. 4, p. 421-432.
- [110] Mon, G.R.; Orehotsky, J.; Ross, R.; Whitla, G. "Predicting electrochemical breakdown in terrestrial photovoltaic modules," *Proc. 1984: 17th IEEE photovoltaic specialists conference*, 1984, p. 682-692.
- [111] Del Cueto, J.A.; McMahon, T.J. "Analysis of leakage currents in photovoltaic modules under high-voltage bias in the field," *Progress in Photovoltaics: Res. Appl.*, 2002, vol. 10, no. 1, p. 15-28.
- [112] Del Cueto, J.A.; Sekulic, B.R. "An unlikely combination of experiments with a novel high-voltage CIGS photovoltaic array". *Proc. 2006: 4th IEEE world conference on photovoltaic energy conversion*, 2006, vol. 2, p. 2054-2057.
- [113] Lopez, O.; Teodorescu, R.; Freijedo, F.; Doval-Gandoy, J. "Eliminating ground current in a transformerless photovoltaic application," *Proc. 2007: IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2007, p. 1-5.
- [114] Marion, B.; Atmaram, G.; Lashway, C.; Strachan, J.W. "Design and operation of grid interactive thin-film silicon PV systems," *Proc. 1988: 20th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 1988, vol. 2, p. 1027-1034.
- [115] Whitaker, C.M.; Reyes, A.B.; Townsend, T.U. "The PVUSA field wet resistance test procedure," *Proc. 2000: 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 2000, p. 2293-2296.
- [116] Takashima, T.; Yamaguchi, J.; Ishida, M. "Disconnection detection using earth capacitance measurement in photovoltaic module string," *Progress in Photovoltaics: Res. Appl.* 2008, vol. 16, p. 669-677.

-
- [117] Hastings, J.; Zuercher, J.; Hetzmanseder, E. "Electrical arcing and material ignition levels". *SAE Technical Paper*, 2004, no. 2004-01-1565.
- [118] Cuaderno Técnico 154: "Las técnicas de corte de los interruptores automáticos en baja tensión". *Schneider Electric*. 2004.
- [119] Strobl, C.; Meckler, P. "Arc faults in photovoltaic systems," Proc. 2010: *56th IEEE Holm Conference on Electrical Contacts*, 2010, p.1-7.
- [120] Haeberlin, H. "Arc detector as an external accessory device for PV inverters for remote detection of dangerous arcs on the DC side of PV plants," Proc. 2010: *European Photovoltaic Solar Energy Conference*. 2010.
- [121] Bieniek, S.; Behrends, H.; Bettenwort, G.; Bülo, T.; Häring, A.; Hopf, M.; Kratochvil, M.; Merz, C.; Wegener, T. "Fire prevention in PV plants using inverter integrated AFCI," Proc. 2011: *26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 2011.
- [122] Häring, A.; Bieniek, S. "Prevention and detection of arc faults in PV systems," Proc. 2011: *Photon's 2nd PV Safety Conference*, 2011.
- [123] Johnson, J.; Bower, W. "Codes and standards for photovoltaic DC arc-fault protection," Proc. 2011: *Presentation for Solar American Board for Codes and Standards*, 2011.
- [124] International Electrotechnical Commission. *Wind turbines - Part 21: Measurement and Assessment of Power Quality Characteristics of Grid Connected Wind Turbines*, IEC Std. 61400-21, 2008.
- [125] Hernández, J.C.; De la Cruz, J.; Ogayar, B. "Electrical protection for the grid-interconnection of photovoltaic-distributed generation," *Electric Power System Research*, 2012, vol. 89, p. 85-89.
- [126] International Electrotechnical Commission. *Electromagnetic Compatibility – Part 3-2: Limits - Limits for Harmonic Current Emissions for Equipment Input Current ≤ 16 A per Phase*, IEC Std. 61000-3-2, 2009.
- [127] International Electrotechnical Commission. *Electromagnetic Compatibility – Part 3-3: Limits - Limitation of Voltage Changes, Voltage Fluctuations and Flicker in Public Low-Voltage Supply Systems, for Equipment with Rated Current ≤ 16 A per Phase and not Subject to Conditional Connection*, IEC Std. 61000-3-3, 2008.
- [128] International Electrotechnical Commission. *Electromagnetic Compatibility – Part 3-4: Limits - Limits for Harmonic Currents Produced by Equipment with Input Current > 16 A*, IEC/TS 61000-3-4, 1998.
- [129] International Electrotechnical Commission. *Electromagnetic Compatibility – Part 3-5: Limits - Limitation of Voltage Fluctuations and Flicker in Low Voltage Power Supply Systems for Equipment with Rated Current > 16 A*, IEC/TS 61000-3-5, 2009.
- [130] International Electrotechnical Commission. *Electromagnetic Compatibility – Part 3-11: Limits - Limitation of Voltage Changes, Voltage Fluctuations and Flicker in Public Low-Voltage Supply Systems - Equipment with Rated Current ≤ 75 A and Subject to Conditional Connection*, IEC/TRF 61000-3-11, 2008.
- [131] International Electrotechnical Commission. *Electromagnetic Compatibility – Part 3-12: Limits - Limits for Harmonic Currents Produced by Equipment Connected to Public Low-Voltage Systems with Input Current > 16 A and ≤ 75 A*. IEC Std. 61000-3-12, 2011.

- [132] International Electrotechnical Commission. *Electromagnetic Compatibility – Part 3-14: Assessment of Emission Limits for the Connection of Disturbing Installations to LV Power Systems*. IEC/TR 61000-3-14, 2011.
- [133] International Electrotechnical Commission. *Electromagnetic Compatibility – Part 3-6: Limits - Assessment of Emission Limits for the Connection of Distorting Installations to MV, HV and EHV Power Systems*. IEC/TR 61000-3-6, 2008.
- [134] International Electrotechnical Commission. *Electromagnetic Compatibility – Part 3-7: Limits - Assessment of Emission Limits for the Connection of Fluctuating Installations to MV, HV and EHV Power Systems*. IEC/TR 61000-3-7, 2008.
- [135] International Electrotechnical Commission. *Electromagnetic Compatibility – Part 3-13: Limits - Assessment of Emission Limits for the Connection of Unbalanced Installations to MV, HV and EHV Power Systems*. IEC/TR 61000-3-13, 2008.
- [136] Institute of Electrical and Electronics Engineers. *Guide for Applying Harmonic Limits on Power Systems*. IEEE Std. P519.1/D9a, 2004.
- [137] Institute of Electrical and Electronics Engineers. *Recommended Practice for Measurement and Limits of Voltage Fluctuations and Associated Light Flicker on AC Power Systems*. IEEE Std. 1453, 2004.
- [138] Institute of Electrical and Electronics Engineers. *Standard for Interconnecting Distributed Resources with Power Systems*, IEEE Std. 1547, 2003.
- [139] International Electrotechnical Commission. *Electromagnetic Compatibility – Part 3-15: Limits: Assessment of Low Frequency Electromagnetic Immunity and Emission Requirements for Dispersed Generation Systems in LV Network*. IEC/TR 61000-3-15, 2011.
- [140] Caramia, P.; Carpinelli, G.; Verde, P. “Power Quality Indices in Liberalized Markets”. *John Wiley & Sons*, 2009.
- [141] International Electrotechnical Commission. *Electromagnetic Compatibility – Part 4-30: Testing and Measurement Techniques – Power Quality Measurement Methods*. IEC Std. 61000-4-30, 2008.
- [142] Bletterie, B. “Impact of large photovoltaic penetration on the quality of supply a case study at a photovoltaic noise barrier in Austria,” *Proc. 2004: 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 2004, p. 3028-3033.
- [143] Favuzza, F.; Spertino, F. “Comparison of power quality impact of different photovoltaic inverters: the viewpoint of the grid,” *Proc. 2004: IEEE International Conference on Industrial Technology*, 2004, p. 542-547.
- [144] Sidrach-de-Cardona, M.; Carretero, J. “Analysis of the current total harmonic distortion for different single-phase inverters for grid-connected PV-systems,” *Proc. 2004: International Conference on Physics, Chemistry and Engineering of Solar Cells*, 2004, p. 529-540.

-
- [145] Schhabbach, J.; Gross, A. "Harmonic current emission of photovoltaic inverter," Proc. 2007: *19th International Conference on Electricity on Electricity Distribution*, 2007, p. 1.4.
- [146] Fekete, K.; Klaic, Z.; Majdandzic, L. "Expansion of the residential photovoltaic systems and its harmonic impact on the distribution grid," *Renewable Energy*, 2012, vol. 43, p. 140-148.
- [147] Chicco, G.; Schlabach, J.; Spertino, F. "Experimental assessment of the waveform distortion in grid-connected photovoltaic installations," *Solar Energy*, 2009, vol. 83, p.1026-1039.
- [148] Albarracin, R.; Amaris, H.E. "Power quality in distribution power networks with photovoltaic energy sources," Proc. 2009: *8th International Conference on Environment and Electrical Engineering*, 2009, p. 1-4.
- [149] Junbiao, H.; Khushalani-Solanki, S.; Solanki, J.; Schoene, J. "Study of unified control of STATCOM to resolve the Power quality issues of a grid connected three phase PV system," Proc. 2012: *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*, 2012, p. 1-7.
- [150] McDermott, T.E. "Voltage control and fluctuations in distributed resource interconnection projects," Proc. 2010: *IEEE PES Transmission and Distribution Conference*, 2010, p. 1-4.
- [151] DGFACTS WP D1, "Evaluation of the Quality of Supply Requirements Specified by Existing Standards, National Legislation and Relevant Technical Reports Inside and Outside EU," *Arsenal Research*, 2004.
- [152] Shahnia, F.; Majumder, R.; Ghosh, A.; Ledwich, G.; Zare, F. "Voltage imbalance analysis in residential LV distribution networks with rooftop PVs," *Electrical Power System Research*, 2011, vol. 81, no. 9, p. 1805-1814.
- [153] Hernández, J.C.; Ortega, M.J.; De la Cruz, J.; Vera, D. "Guidelines for the technical assessment of harmonic, flicker and unbalance emission limits for PV-distributed generation," *Electrical Power System Research*, 2011, vol.81, p. 1247-1257.
- [154] Favuzza, F.; Spertino, F. "Comparison of power quality impact of different photovoltaic inverters: the viewpoint of the grid," Proc. 2004: *IEEE International Conference on Industrial Technology*, 2004, p. 542-547.
- [155] Sidrach-de-Cardona, M.; Carretero, J. "Analysis of the current total harmonic distortion for different single-phase inverters for grid-connected PV-systems," Proc. 2004: *International Conference on Physics, Chemistry and Engineering of Solar Cells*, 2004, p. 529-540.
- [156] Schhabbach, J.; Gross, A. "Harmonic current emission of photovoltaic inverter," Proc. 2007: *19th International Conference on Electricity on Electricity Distribution*, 2007, p.1-4.
- [157] Fekete, K.; Klaic, Z.; Majdandzic, L. "Expansion of the residential photovoltaic systems and its harmonic impact on the distribution grid," *Renewable Energy*, 2012, vol. 43, p. 140-148.
- [158] Albarracin, R.; Amaris, H.E. "Power quality in distribution power networks with photovoltaic energy sources," Proc. 2009: *8th International Conference on Environment and Electrical Engineering*, 2009, p. 1-4.
- [159] Chicco, G.; Schlabach, J.; Spertino, F. "Experimental assessment of the waveform distortion in grid-connected photovoltaic installations," *Solar Energy*, 2009, vol. 83, p. 1026-1039.

- [160] Junbiao, H.; Khushalani-Solanki, S.; Solanki, J.; Schoene, J. "Study of unified control of STATCOM to resolve the power quality issues of a grid connected three phase PV system," Proc. 2012: *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*, 2012, p. 1-7.
- [161] McDermott, T.E. "Voltage control and fluctuations in distributed resource interconnection projects," Proc. 2010: *IEEE PES Transmission and Distribution Conference*, 2010, p. 1-4.
- [162] Caamaño-Martin, E.; Laukamp, H.; Jantsch, M.; Erge, T.; Thornycroft, J.; De Moor, H.; Cobben, S. "Interaction between photovoltaic distributed generation and electricity networks," *Progress in Photovoltaics: Res. Appl*, 2008, vol. 16, p. 629-643.
- [163] Canova, A.; Giaccone, L.; Spertino, F.; Tartaglia, M. "Electrical impact of photovoltaic plant in distributed network," Proc. 2007: 42nd IAS Annual Meeting IEEE Industry Applications Conference, 2007, p. 1450-1455.
- [164] Krampitz, I. "Getting on the grid: optimizing integration of PV and other renewable sources," *Renewable Energy*, 2006, p. 118-125.
- [165] Rutschmann, I. "Room for 30 GW". *Photon International*, 2008, p. 30-34.
- [166] Macedo, W.N.; Zilles, R. "Influence of the power contribution of a grid-connected photovoltaic system and its operational particularities," *Energy for Sustainable Development*, 2009, vol. 13, p. 202-211.
- [167] Katiraei, F.; Mauch, K.; Dignard-Bailey, L. "Integration of photovoltaic power systems in high-penetration clusters for distribution networks and mini-grids," *International Journal Distribution Energy Resources*, 2007, vol. 3, p. 207-223.
- [168] Bracale, A.; Caramia, P.; Carpinelli, G.; Russo, A.; Verde, P. "Site and system indices for power-quality characterization of distribution networks with distributed generation," *IEEE Transition on Power Delivery*, 2011, vol. 26, p. 1304-1316.
- [169] International Electrotechnical Commission. *Electromagnetic Compatibility – Part 4-7: Testing and Measurement Techniques – General Guide on Harmonics and Interharmonics Measurements and Instrumentation, for Power Supply Systems and Equipment Connected thereto*. IEC Std. 61000-4-7, 2009.
- [170] International Electrotechnical Commission. *Electromagnetic Compatibility – Part 4-15: Testing and Measurement Techniques – Power Quality Measurement Methods*, IEC Std. 61000-4-15, 2011.
- [171] Chicco, G.; Schlabbach, J.; Spertino, F. "Experimental assessment of the waveform distortion in grid-connected photovoltaic installations," *Solar Energy*, 2009, vol. 83, p. 1026-1039.
- [172] Heskes, P.J.M.; Enslin, J.H.R. "Power quality behavior of different photovoltaic inverter topologies," Proc. 2003: 24th Power Conversion & Intelligent Motion Conference, 2003, p. 1-10.
- [173] Papaioannou, I.T.; Bouhouras A.S.; Marinopoulos, A.G.; Alexiadis M.C.; Demoulias C.S.; Labridis D.P. "Harmonic impact of small photovoltaic systems connected to the LV distribution network". Proc. 2008: *5th International Conference on European Electricity Market*, 2008, p. 1-6.

- [174] Mayr, C.; Bründlinger, R.; Bletterie, B. "Photovoltaic-inverters as active filters to improve power quality in the grid. What can state-of-the-art equipment achieve?," Proc. 2007: *9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilization*, 2007. p. 1-5.
- [175] Chicco, G.; Postolache, P.; Toader, C. "Analysis of three-phase systems with neutral under distorted and unbalanced conditions in the symmetrical component-based framework," *IEEE Transition on Power Delivery*, 2007, vol. 22, no. 1, p. 674-683.
- [176] Hernández, J.C.; De La Cruz, J.; Vidal, P.G.; Ogayar, B. "Conflicts in the distribution network protection in the presence of large photovoltaic plants: the case of ENDESA," *European Transition Electrical Power*, 2012.
- [177] *UNE 50160: Características de la Tensión Suministrada por las Redes Generales de Distribución*. AENOR. 2011.
- [178] Singh, A.K.; Singh, G.K.; Mitra, R. "Some observations on definitions of voltage unbalance," Proc. 2007: *39th North American Power Symposium*, 2007, p. 473-479.
- [179] Pillay, P.; Manyage, M. "Definitions of voltage unbalance," *IEEE Power Engineering Review*, 2001, vol. 21, no. 5, p. 49-51.
- [180] Luque, A.; Hegedus, S. *Handbook of photovoltaic science and engineering*. Chichester: Wiley, 2005.
- [181] Gow, J.A.; Manning, C.D. "Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies," Proc. 1999: *IEEE Proceedings of Electric Power Applications*. 1999, vol. 146, no. 2, p. 193.
- [182] Stutenbaeumer, U.; Mesfin, B. "Equivalent model of monocrystalline, polycrystalline and amorphous silicon solar cells," *Renewable Energy*, 1999.
- [183] Celik, A.N.; Acikgoz, N. "Modelling and experimental verification of the operating current of mono-crystalline photovoltaic modules using four and five-parameter models," *Applied Energy*. 2007, vol. 84, p. 1-15.
- [184] Patel, H.; Agarwal, V. "MATLAB-Based modeling to study the effects of partial shading on PV array characteristics," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2008, vol. 23, no. 1, p. 302-310.
- [185] Patel, H.; Agarwal, V. "Maximum sower soint tracking scheme for PV systems operating under partially shaded conditions," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2008, vol. 55, no. 4, p. 1689-1698.
- [186] Carrero, C.; Amador, J.; Arnaltes, S. "A single procedure for helping PV designers to select silicon PV modules and evaluate the loss resistances," *Renewable Energy*, 2007, vol. 32, p. 2579-2589.
- [187] Altas, I.H.; Sharaf, A.M. "A Photovoltaic Array Simulation Model for Matlab-Simulink GUI Environment," Proc. 2007: *International Conference on Clean Electrical Power*, 2007, p. 341-345.

- [188] Faranda, R.; Leva, S.; Maugeri, V. "MPPT techniques for PV Systems: Energetic and cost comparison," Proc. 2008: *IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008, p. 1-6.
- [189] Castañer, L.; Aloy, R.; Carles D. "Photovoltaic system simulation using a standard electronic circuit simulator," *Progress in Photovoltaics: Res. Appl.*, 1995, vol. 3, no. 4, p. 239-252.
- [190] Sera D.; Kerekes T.; Teodorescu R. "Teaching Maximum Power Point Trackers Using a Photovoltaic Array Model with Graphical User Interface," Proc. 2006: *International Workshop on Teaching Photovoltaics*, 2006.
- [191] Castañer, L.; Silvestre, S. *Modelling photovoltaic systems using Pspice*, Chichester, Wiley, 2002.
- [192] Silvestre, S. "Effects of shadowing on photovoltaic module performance," *Progress in Photovoltaics: Res. Appl.*, 2008, vol. 16, no. 1, p. 141-149.
- [193] Lorenzo, E. *Electricidad solar fotovoltaica. Volumen II: Radiación solar y dispositivos fotovoltaicos*. Sevilla: Progensa, 2006.
- [194] Priyanka, S.; Mohan, L.; Singh, S.N. "A new method of determination of series and shunt resistances of silicon solar cells," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 2007, vol. 91, no. 2-3, p. 137-142.
- [195] Priyanka, S.; Singh, S.N.; Lal, M.; Husain, M. "Temperature dependence of $I-V$ characteristics and performance parameters of silicon solar cell," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 2008, vol. 92, no. 12, p. 1611-1616.
- [196] Gil-Arias, O.; Ortiz-Rivera, E.I. "A general purpose tool for simulating the behavior of PV solar cells, modules and arrays," Proc. 2008: *11th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics*, 2008, p. 1-5.
- [197] King, D.L.; Dudley, J.K.; Boyson, W.E. "PVSIM: a simulation program for photovoltaic cells, modules, and arrays". Proc. 1996: *25th IEEE photovoltaic specialists conference*, 1996, p. 1295-1297.
- [198] Liu, S.; Dougal, R. A. "Dynamic multi-physics model for solar array," *IEEE Power Engineering Review*, 2002, vol. 22, no. 5, p.66.
- [199] Hartman, R.A.; Prince, J.L.; Lathrop, J.W. "Second quadrant effect in silicon solar cell," Proc. 1980: *14th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 1980, p. 119-122.
- [200] Spirito, P.; Abergamo, V. "Reverse bias power dissipation of shadowed or faulty cells in different array configurations," Proc. 1982: *4th European Photovoltaics Solar Energy Conference*. 1982, p. 196-300.
- [201] Lopez Pineda, C.F. "Experimental evaluation of reverse bias stress induced on photovoltaic modules for different configurations," *Solar & Wind Technology*, 1986, vol. 3, no. 2, p. 85-88.
- [202] Del Cueto, J. A. "Method for analyzing series resistance and diode quality factors from field data Part II: Applications to crystalline silicon," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 1999, vol. 59, no. 4, p. 393-405.

- [203] Del Cueto, J.A. "Review of the field performance of one cadmium telluride module," *Progress in Photovoltaics: Res. Appl.*, 1998, vol. 6, p. 433-446.
- [204] Skoplaki, E.; Boudouvis, A.G.; Palyvos, J.A. "A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 2008, vol. 92, no. 11, p. 1393-1402.
- [205] Makrides, G.; Zinsser, B.; Georghiou, G.E.; Schubert, M.; Werner J.H. "Temperature behaviour of different photovoltaic systems installed in Cyprus and Germany," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 2009, vol. 93, no. 6-7, p. 1095-1099.
- [206] Gxasheka, A.R.; Van Dyk, E.E.; Meyer, E.L. "Evaluation of performance parameters of PV modules deployed outdoors," *Renewable Energy*, 2005, vol. 30, no. 4, p. 611-620.
- [207] De Soto, W.; Klein, S.A.; Beckman, W.A. "Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance," *Solar Energy*, 2006, vol. 80, no. 1, p.78-88.
- [208] King, D.L. "Photovoltaic module and array performance characterization methods for all system operating conditions," Proc. 1997: *NREL/SNL photovoltaic program review meeting*, 1997, p. 1-22.
- [209] Gupta, B.; Kapoor, A.; Mehra, R. M.; Soga, T.; Jimbo, T.; Umeno, M. "Light-induced changes in the solar cell parameters and temperature coefficient of n-C/p-Si heterojunction solar cell," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 2003, vol. 79, no. 3, p. 305-311.
- [210] Liu, K.; Jie, J.; Tin-tai, C.; Gang, P.; Hanfeng, H.; Aiguo, J.; Jichun, Y. "Performance study of a photovoltaic solar assisted heat pump with variable-frequency compressor – A case study in Tibet," *Renewable Energy*, 2009, vol. 34, no. 12, p. 2680-2687.
- [211] Alonso Abella, M. *Sistemas fotovoltaicos. Introducción al diseño y dimensionado de instalaciones de energía solar fotovoltaica*. 2005. Era Solar.
- [212] Green M. *Solar cells: operating principles, Technology and System Applications*. 1982. Prentice Hall.
- [213] German Solar Energy Society. *Planning and installing photovoltaic systems: A guide for installers, Architects and Engineers*. 2005. Earthscan Publications Ltd.
- [214] Skoplaki, E.; Palyvos, J.A. "On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations," *Solar Energy*, 2009, vol. 83, no. 5, p. 614-624.
- [215] Jones, A.D.; Underwood, C.P. "A thermal model for photovoltaic systems," *Solar Energy*, 2001, vol.70, p. 349–59.
- [216] Davis, M.W.; Dougherty, B.P.; Fanne, A.H. "Prediction of building integrated photovoltaic cell temperatures," *Transactions of the ASME – Journal of Solar Energy Engineering*, 2001, vol. 123, p. 200-210.
- [217] Eicker, U. *Solar technologies for buildings*. Chichester: Wiley, 2003.

- [218] Duffie, J.A.; Beckman, W.A. *Solar energy thermal processes*. Hoboken: Wiley, 2006.
- [219] Tiwari, A.; Sodha, M.S. "Performance evaluation of a solar PV/T system: an experimental validation," *Solar Energy*, 2006, vol. 80, p. 751-759.
- [220] Tiwari, G.N. *Solar energy – fundamentals, design, modelling and applications*. Pangbourne: Alpha Science, 2002.
- [221] Hove, T. "A method for predicting long-term average performance of photovoltaic systems," *Renewable Energy*, 2000, vol.21, p. 207-229.
- [222] Del Cueto, J.A. "Model for the thermal characteristics of flat-plate photovoltaic modules deployed at fixed tilt," Proc. 2000: *28th IEEE photovoltaic specialists conference*, 2000, p. 1441-1445.
- [223] American Section of the International Association for Testing Materials. *Method for determining the nominal operating cell temperature (NOCT) of an array or module*. ASTM, 1999, p. 544.
- [224] Schott, T. "Operation temperatures of PV modules," Proc. 1985: *6th E.C. photovoltaic solar energy conference*, 1985, p. 392-396.
- [225] Kou, Q.; Klein, S.A.; Beckman, W.A. "A method for estimating the long-term performance of direct-coupled PV pumping systems," *Solar Energy*, 1998, vol. 64, p. 33-40.
- [226] Tiwari, A.; Sodha, M.S. "Performance evaluation of a solar PV/T system: a parametric study," *Renewable Energy*, 2006, vol. 31, p. 2460-2474.
- [227] Risser, V.V.; Fuentes, M.K. "Linear regression analysis of flat-plate photovoltaic system performance data," Proc. 1983: *5th E.C. photovoltaic solar energy conference*, 1983, p. 623-627.
- [228] Chenni, R.; Makhlouf, M.; Kerbach, T.; Bouzid A. "A detailed modelling method for photovoltaic cells," *Energy*, 2007, vol. 32, p. 1724-1730.
- [229] King, D.L.; Kratochvil, J.A.; Boyson, W.E.; Bower, W. "Field experience with a new performance characterization procedure for photovoltaic arrays," Proc. 1998: *2nd world conference and exhibition on photovoltaic solar energy conversion*, 1998, p. 1947-1952.
- [230] Ross, R.G. "Interface design considerations for terrestrial solar cell modules," Proc. 1976: *12th IEEE photovoltaic specialists conference*, 1976, p. 801-806.
- [231] Markvart, T. *Solar electricity*. Chichester: Wiley. 2000.
- [232] Sandnes, B.; Rekstad, J. "A photovoltaic/thermal (PV/T) collector with polymer absorber plate. Experimental study and analytical model," *Solar Energy*, 2002, vol.72, p. 63-73.
- [233] Anis, W.A.; Mertens, R.P.; Van Overstraeten, R.J. "Calculation of solar cell operating temperature in a flat plate PV array," Proc. 1983: *5th E.C. photovoltaic solar energy conference*, 1983, p.520-524.
- [234] Ross, R.G.; Smokler, M.I. "Flat-plate solar array project final report – Volume VI:engineering sciences and reliability," *JPL Publication, NASA*, 1986.

-
- [235] Rabl, A. *Annual electricity production by photovoltaic cells. The handbook of photovoltaic applications*. Atlanta: Fairmont Press. 1986. p. 51.
- [236] Ingersoll, J.G. "Simplified calculation of solar cell temperatures in terrestrial photovoltaic arrays," *Transactions of the ASME – Journal of Solar Energy Engineering*, 1986, vol. 108, p. 95-101.
- [237] Irodionov, A.E.; Kurenkova, V.A.; Potapov, V.N.; Strebkov, D.S. "Choice of resistance for elements of photovoltaic system's external switching," *Geliotechnika*, 1989, vol. 25, p. 18-21.
- [238] Lasnier, F.; Ang, T.G. *Photovoltaic engineering handbook*. New York: Adam Hilger. 1990. p. 258.
- [239] Tselepis, S.; Tripanagnostopoulos, Y. "Economic analysis of hybrid photovoltaic/thermal solar systems and comparison with standard PV modules," *Proc. 2001: International conference on PV in Europe*, 2001, p. 2515-2518.
- [240] Mondol, J.D.; Yohanis, Y.G.; Smyth, M.; Norton, B. "Long-term validated simulation of a building integrated photovoltaic system," *Solar Energy*, 2005, vol. 78, p. 163-176.
- [241] Mondol, J.D.; Yohanis, Y.G.; Norton, B. "Comparison of measured and predicted long term performance of a grid connected photovoltaic system," *Energy Conversion and Management*, 2007, vol. 48, p. 1065-1080.
- [242] Mondol, J.D.; Yohanis, Y.G.; Norton, B. "The effect of low insolation conditions and inverter oversizing on the long-term performance of a grid-connected photovoltaic system," *Progress in Photovoltaics: Res. Appl.*, 2007, vol. 15, p. 353-368.
- [243] Franghiadakis, Y.; Tzanetakakis, P. "Explicit empirical relation for the monthly average celltemperature performance ratio of photovoltaic arrays," *Progress in Photovoltaics: Res. Appl.*, 2006, vol. 14, p. 541-551.
- [244] Mattei, M.; Notton, G.; Cristofari, C.; Muselli, M.; Poggi, P. "Calculation of the polycrystalline PV module temperature using a simple method of energy balance," *Renewable Energy*, 2006, vol. 31, p. 553-567.
- [245] King, D.L.; Boyson, W.E.; Kratochvil, J.A. "Photovoltaic array performance model," *Report SAND 2004-3535*, 2004.
- [246] Knaup, W. "Thermal description of photovoltaic modules," *Proc. 1992: 11th PV Solar Energy Conference*, 1992, p. 1344-1347.
- [247] Woyte, A.; Belmans, R.; Nijs, J. "Fluctuations in instantaneous clearness index: Analysis and statistics," *Solar Energy*, 2007, vol. 81, no. 2, p. 195-206.
- [248] Suehrcke, H.; McCormick, P.G. "The frequency distribution of instantaneous insolation values," *Solar Energy*, 1988, vol. 40, no. 5, p. 413-422.
- [249] Soubdhan, T.; Emilion, R.; Calif, R. "Classification of daily solar radiation distributions using a mixture of Dirichlet distributions," *Solar Energy*, 2009, vol. 83, no. 7, p. 1056-1063.
- [250] Catálogo de módulo monocristalino ISF-145/150. Disponible en: <http://www.isofoton.com>

- [251] Markvart, T.; Castañer, L. *Solar cells: material, manufacture and operation*. Elsevier. 2005.
- [252] Plessing, A.K.; Klebensberger, B.; Hofbauer, C.; Hinzer, A.; Wambach, K.; Erler, B.; Pertl, P. "Performance of encapsulating systems," Proc. 2004: *19th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 2004, p. 2153-2156.
- [253] Barber, G.D.; Jorgensen, G.J.; Terwilliger, K.; Glick, S.H.; Pern, J.; McMahon, T.J.; "New barrier coating materials for PV module backsheets," Proc. 2002: *29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2002, p. 1541-1544.
- [254] Jorgensen, G.J.; Terwilliger, K.M.; Kempe, M.D.; McMahon, T.J. "Testing of packaging materials for improved PV module reliability," Proc. 2005: *31st IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2005, p. 499-502.
- [255] Ferguson, T.P.; Jianmin Qu. "Moisture and temperature effects on the reliability of interfacial adhesion of a polymer/metal interface," Proc. 2004: *54th Electronic Components and Technology Conference*, 2004, vol. 2, p. 1752-1758.
- [256] Barber, G.D.; Jorgensen, G.J.; Terwilliger, K.; Glick, S.H.; Pern, J.; McMahon, T.J. "New barrier coating materials for PV module backsheets," Proc. 2002: *29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2002, p. 1541-1544.
- [257] Incropera, F.D. *Fundamentos de transferencia de calor*. 4ª Ed. PHH. 1997.
- [258] Guipe, P. *Energía eólica práctica*. Sevilla: Ed. Progensa. 2000.
- [259] Rodríguez Amenedo, J.L.; Arnalte Gómez, S.; Burgos Díaz, J.C; *Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica*. Madrid: Ed.Rueda. 2003.
- [260] Loveday, D.L.; Taki, A.H. "Convective heat transfer coefficients at a plane surface on a full-scale building façade," *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 1996, vol. 8, no. 39, p.1729-1742.
- [261] Sharples, S. "Full-scale measurements of convective energy losses from exterior building surfaces," *Building and Environment*, 1984, vol. 19, no. 1, p. 31-39.
- [262] Sugimura, R.S.; Mon, G.R.; Wen, L.; Ross, R.G. "Electrical isolation design and electrochemical corrosion in thin-film photovoltaic modules," Proc. 1988: *20th IEEE photovoltaic specialists conference*, 1988, vol. 2, p.1103-1109.
- [263] Ross, R.G.; Mon, G.R.; Wen, L.C.; Sugimura, R.S. "Measurement and characterization of voltage- and current-induced degradation of thin-film photovoltaic modules," *Solar Cells*, 1989, vol. 27, p. 289-298.
- [264] Osterwald, C.R.; McMahon, T.J.; Del Cueto, J.A. "Electrochemical corrosion of SnO₂:F transparent conducting layers in thin-film photovoltaic modules," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 2003, vol. 79, no. 1, p. 21-33.
- [265] Neelkanth, G.D.; Sachin, M.B.; Harshad, P.P. "High-voltage bias testing of thin-film PV modules," Proc. 2003: *3rd World conference on photovoltaic energy conversion*, 2003, p. 1923-1926.

-
- [266] McMahon, T.J.; Jorgensen, G.J. "Electrical currents and adhesion of edge-deleted regions of EVA-to-glass module packaging," *Proc. 2001: 2001 NCPV Program Review Meeting*, 2001, p. 137-138.
- [267] Sály, V.; Ruzunský, M.; Redi, P. "Indoor study and ageing tests of solar cells and encapsulations of experimental modules," *Proc. 2001: 24th International Spring Seminar on Electronics Technology*, 2001, p. 59-62.
- [268] Wennerberg, J.; Kessler, J.; Stolt, L. "Cu(In,Ga)Se₂-based thin-film photovoltaic modules optimized for long-term performance," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 2003, vol.75, no. 1-2, p. 47-55.
- [269] Mc Mahon, T.J. "Accelerated testing and failure of thin-film PV modules," *Progress in Photovoltaics: Res. Appl.*, 2004, vol.12, no. 2-3, p. 235-248.
- [270] Mon, G. R.; Whitla, G.; Ross, R.; Neff, M.; "The role of electrical insulation in electrochemical degradation of terrestrial photovoltaic modules," *IEEE Transactions on Electrical Insulation*, 1985, vol. EI-20, no. 6, p. 989-996.
- [271] Osterwald, C.R. "Standards, calibration and testing of PV modules and solar cells," *Solar Cells*, 2005, p.451-474.
- [272] International Electrotechnical Commission. *Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules. Design qualification and type approval*. IEC 61215. 2005.
- [273] International Electrotechnical Commission. *Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules. Design qualification and type approval*. IEC 61646. 2008.
- [274] Institute of Electrical and Electronics Engineers. *Recommended practice for qualification of photovoltaic (PV) modules*. IEEE Std. 1262. 1995.
- [275] International Electrotechnical Commission. *PV module safety qualification*. IEC 61730. 2004.
- [276] American Section of the International Association for Testing Materials. *Standard test methods for wet insulation integrity testing of photovoltaic modules*. ASTM Std. E1802. 2001.
- [277] International Electrotechnical Commission. *Recommendations for small renewable energy and hybrid systems for rural - Generators - Photovoltaic arrays*. IEC/TS Std. 62257-7-1. 2006.
- [278] International Electrotechnical Commission. *Low-voltage electrical installations – Verification*. IEC Std. 60364–6. 2006.
- [279] American Section of the International Association for Testing Materials. *Test method for wet insulation integrity testing of photovoltaic arrays*. ASTM Std. E2047. 1999.
- [280] International Electrotechnical Commission. *Electrical safety in low voltage distribution systems up to 1000 Va.c. and 1500 Vd.c. Equipment for testing, measuring or monitoring of protective measures - Insulation resistance*. IEC Std. 61557–2. 2007.
- [281] International Electrotechnical Commission. *Methods of test for the determination of the insulation resistance of solid insulating materials*. IEC Std. 60167. 1964.

- [282] Macedo, W.N.; Zilles, R. "Operational results of grid-connected photovoltaic system with different inverter's sizing factors (ISF)," *Progress in photovoltaics: Res. Appl.*, 2007, vol. 15, p. 337-352.
- [283] Haeberlin, H. "A new approach for semi-automated measurement of PV inverters, specifically MPP tracking efficiency," *Proc. 2004: 19th European photovoltaic solar energy conference*, 2004.
- [284] Haeberlin, H.; Borgna, L.; Kaempfer, M. "Total efficiency—a new quantity for better characterisation of grid-connected PV inverters," *Proc. 2005: 20th European photovoltaic solar energy conference*, 2005.
- [285] Abella, M.A.; Chenlo, F. "Choosing the right inverter for grid-connected PV systems," *Renewable Energy*, 2004.
- [286] VVAA. *Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica*. España: CIEMAT. 2006
- [287] Hart, D. *Electrónica de potencia*. Madrid: Pearson education. 2001
- [288] Rashid, M.H. *Electrónica de potencia: circuitos, dispositivos y aplicaciones*. México: Prentice Hall. 2005.
- [289] Salas, V.; Olías, E.; Lázaro, A.; Barrado, A. "Evaluation of a new maximum power point tracker (MPPT) applied to the photovoltaic stand-alone systems," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 2005, vol. 87, no. 1-4, p. 807-815.
- [290] Hua, C.; Lin, J.; Chen, C. "Implementation of a DSP-controlled photovoltaic system with peak power tracking," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 1998, vol. 45, no. 1, p. 99-107.
- [291] Fernia, N.; Petrone, G.; Spagnuolo, G.; Vitelli, M. "Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method," *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2005, vol. 20, no. 4, p. 963-973.
- [292] Martínez Bohórquez, M.A.; Enrique Gómez, J.M.; Andújar Márquez, J.M. "A new and inexpensive temperature-measuring system: Application to photovoltaic solar facilities," *Solar Energy*, 2009, vol. 83, no. 6, p. 883-890.
- [293] Hussein K.H.; Muta, I. "Maximum photovoltaic power tracking: An algorithm for rapidly changing atmospheric conditions," *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, 1995, vol. 142, no. 1, p. 59-64.
- [294] Yu, G.J.; Jung, Y.S.; Choi, J.Y.; Choy, I.; Song J.H.; Kim, G.S. "A novel two-mode MPPT control algorithm based on comparative study of existing algorithms," *Proc. 2002: Photovoltaic Specialists Conference*, 2002, p. 1531-1534.
- [295] Noguchi, T.; Togashi, S.; Nakamoto, R. "Short-current pulse-based maximum-power-point tracking method for multiple photovoltaic and converter module system," *IEEE Transactions on Industrial Electronic*, 2002, vol. 49, no. 1, p. 217-223.

- [296] Dorofte, C.; Borup, U.; Blaabjerg, F. "A combined two-method MPPT control scheme for grid-connected photovoltaic systems," *Proc. 2005: European Conference on 2005 Power Electronics and Applications*, 2005, p. 1-10.
- [297] Sun, X.; Wu, W.; Li, X.; Zhao, Q. "A research on photovoltaic energy controlling system with maximum power point tracking," *Proc. 2002: Power Conversion Conference*, 2002, p. 822-826.
- [298] Kottas, T.L.; Boutalis Y.S; Karlis, A.D. "New maximum power point tracker for PV arrays using fuzzy controller in close cooperation with fuzzy cognitive network," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2006, vol. 21, no. 3.
- [299] Godoy Simoes, M.; Franceschetti, N.N.; Adamowski, J.C.; "Drive system control and energy management of a solar powered electric vehicle," *Proc. 1998: 13th Annual Conference Proceedings Applied Power Electronics Conference and Exposition*, 1998, vol. 1, p. 49-55.
- [300] Godoy Simoes, M.; Furukawa, C.M.; Mafra, A.T.; Adamowski, J.C.; "A novel competitive learning neural network based acoustic transmission system for oil-well monitoring," *Proc. 1998: 33rd IAS Annual Meeting. The 1998 IEEE Industry Applications Conference*, 1998, vol. 3, p. 1690-1696.
- [301] Veerachary, M. "Power tracking for nonlinear PV sources with coupled inductor SEPIC converter," *IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems*, 2005, vol. 41, no. 3.
- [302] Guasch, D. "Modelado y análisis de sistemas fotovoltaicos". Tesis Doctoral, Universidad Politécnica de Barcelona, UPC. Barcelona, 2003
- [303] Turcotte, D.; Ross, M.; Sheriff, F. "Photovoltaic hybrid system sizing and simulation tools: status and needs," *Proc. 2001: PV Horizon: Workshop on Photovoltaic Hybrid Systems*, 2001, p. 1-10.
- [304] Hulstom, R. L. *Systems-Driven Approach: PV Models & Tools*. National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2002. Disponible en: http://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/solar_roland_hulstrom.pdf
- [305] *Photovoltaic power analysis. RETScreen Engineering & Cases Textbook*. Natural Resources Canada. Disponible en: <http://www.etscreen.net/ang/12.php>
- [306] Flyer SOLinvest pro plus. Disponible en: http://www.luxea.de/files/Flyer_SOLinvest_pro_plus_2013_Mai.pdf
- [307] Quaschnig, V.; Ortmanns, W.; Kistner, R.; Geyer, M. "Greenius – A new simulation environment for technical and economical analysis of renewable independent power projects", *Proc. 2001: Solar Forum Solar Energy: The Power to Choose*, 2001.
- [308] HOMER. Guía de inicio. Disponible en: http://homerenergy.com/pdf/HOMERGettingStartedGuide_Spanish.pdf
- [309] Kassam, A. HOMER Software. Training Guide for Renewable Energy Base Station Design. Disponible en: <http://www.gsma.com/mobilefordevelopment/wp-content/uploads/2012/06/HOMER-Software-Training-Guide-June-2011.pdf>

- [310] Schaffrin C.; Knoblic, I. "Solsim and hybrid designer – self optimizing software tools for simulation of solar hybrid applications," *EuroSun*, 1998, vol. 2.17.
- [311] HYBRID2- A hybrid system simulation model - Theory manual. Disponible en:
http://www.ceere.org/rerl/projects/software/hybrid2/Hy2_theory_manual.pdf
- [312] Mermoud, A. Note about the PHOTON simulation Software survey – 2011. Disponible en:
http://www.pvsyst.com/images/papers/photon_survey_corr_irrad_190611_en.pdf
- [313] MaxDesign 3.4.3. Disponible en:
<http://www.solarmax.com/en/products/software/maxdesign/?tab=downloads>
- [314] Solar calcTM. Photovoltaic installations software. Disponible en:
<http://www.trace-software.com/solutions/electrical-calculation/solar-calc-photovoltaics-installations-calculation/>
- [315] Assessing Power Output Specifications of PV Modules. Disponible en:
http://www.pvstatlab.rwth-aachen.de/tl_files/tiny_templates/APOS_UserManual_V14.pdf
- [316] PV cost simulation tool. Disponible en:
http://www.i-micronews.com/upload/Rapports/PV_cost_simulation_tool_flyer.pdf
- [317] Nsol. Disponible en: <http://nsol.software.informer.com/>
- [318] PVcad. Disponible en: <http://www.iset.uni-kassel.de/pvcad>
- [319] PVWatts. A performance calculator for grid-connected PV systems. Disponible en:
<http://rredc.nrel.gov/solar/calculators/pvwatts/version1/>
- [320] Jayanta, D.M.; Yigzaw, G.; Brian, Y.N. "Comparison of measured and predicted long term performance of grid a connected photovoltaic system," *Energy Conversion and Management*, 2007, vol. 48, p. 1065-1080.
- [321] Mermoud, A. "Use and validation of PVSYST, a user-friendly software for PVsystem design," Proc. 1995: *13th European photovoltaic solar energy conference*, 1995, p. 736-739.
- [322] Menicucci, D.F.; Fernandez, J.P. "User's manual for PVFORM: a photovoltaic system simulation program for stand-alone and grid interactive applications," *Sandia National Laboratories Report, Report N°. SAND85-0376*, 1988.
- [323] Klein, S.; Beckman, W.; Cooper, P.; Duffie, N.; Freeman, T.; Mitchell, J. "TRNSYS 15, A transient simulation program," *USA: Solar Energy Laboratory*, 2000.
- [324] Balcomb, J.D.; Hayter, S.J.; Weaver, N.L. "Hourly simulation of grid connected PV systems using realistic building loads," *National Renewable Energy Laboratory, Report No. NREL/CP-550-29638*, 2001.
- [325] Bakos, G.C.; Soursos, M.; Tsagas, N.F. "Technoeconomic assessment of a buildingintegrated PV system for electrical energy saving in residential sector," *Energy Build*, 2003, vol. 35, p. 757-762.

- [326] Woolf, J. "Renew: a renewable energy design tool for architects," *Renewable Energy*, 2003, vol. 28, p. 1555-1561.
- [327] Schmitt, W. "Modeling and simulation of photovoltaic hybrid energy systems optimization of sizing and control," Proc. 2002: *29th IEEE photovoltaic specialists conference*, 2002, p. 1656-1659.
- [328] A TRaNsient SYstems Simulation Program. Disponible en: <http://sel.me.wisc.edu/trnsys/>
- [329] Cordero, N.; Mulcahy, D.; Wrixon, G.; Mayer, D. "ASHLING 7.0: Software Tool for Promotion and Simulation of PV Energy," Proc. 1998: *2nd Photovoltaic Solar Energy Conversion Conference*, 1998, p. 188-190.
- [330] HYBRID2- A hybrid system simulation model - User manual. Disponible en: http://www.ceere.org/rerl/projects/software/hybrid2/Hy2_users_manual.pdf
- [331] INSEL Tutorial. Disponible en: <http://www.insel.eu/index.php?id=22&L=1>
- [332] Eicker, U.; Pietruschka, D.; Schumacher, J.; da Costa, J.; Feldman, T.; Bollin, E. "Improving the energy yield of PV power plants through Internet based simulation, monitoring and visualization," Proc. 2005: *20th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 2005, p. 2670-2673.
- [333] Quaschnig, V.; Hanitsch, R.; Zehner, M.; Becker, G. "PV simulation and calculation in the internet – the ILSE toolbook-," Proc. 2000: *16th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 2000, p. 2497-2500.
- [334] Pryor, T. L.; Wilmot, N. A. "The Effect of PV Array Size and Battery Size on the Economics of PV/Diesel/Battery Hybrid RAPS Systems," Proc. 2003: *Annual Meeting of the Australian Cooperative Research Centre for Renewable Energy*, 2003.
- [335] Schaffrin, C.; Knoblich, I. "SolSim- a software tool for simulation of solar hibrid Systems," Proc. 2000: *16th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 2000, p. 2440-2444.
- [336] PV-Design Pro. Disponible en: <http://www.mauisolarsoftware.com/MSESC/MSESCimages.htm>
- [337] Simulink Tutorials and Learning Resources. Disponible en: http://www.mathworks.es/academia/student_center/tutorials/simulink-launchpad.html
- [338] Silvestre, S.; Castañer L.; Guasch, D. "Herramientas de simulación para sistemas fotovoltaicos en ingeniería," *Formación Universitaria*, 2008, vol. 1, no. 1, p. 13-18.
- [339] OrCAD PSpice – User's Guide. Disponible en: <http://www.electronics-lab.com/downloads/schematic/013/tutorial/PSPICE.pdf>
- [340] Moreno, A.; Julve, J.; Silvestre, S.; Castañer, L. "Spice macromodeling of photovoltaic systems," *Progress in Photovoltaic: Res. Appl.*, 2000, vol. 8, no. 3, p. 293-306.
- [341] Kyritsis, A.Ch.; Tatakis, E.C.; Papanikolaou, N.P.; "Optimum design of the current-source flyback Inverter for decentralized grid-connected photovoltaic systems," Proc. 2008: *13th Power Electronics and Motion Control Conference*, 2008, p. 1287-1292.

- [342] LABVIEW™ – User Manual. Disponible en: <http://www.ni.com/pdf/manuals/320999e.pdf>
- [343] Fuentes, M.; Nofuentes, G.; Aguilera, J.; Talavera, D.L.; Castro, M. “Application and validation of algebraic methods to predict the behaviour of crystalline silicon PV modules in Mediterranean climates,” *Solar Energy*, 2007, p. 1396-1408.
- [344] Nofuentes, G.; Fuentes, M.; Aguilera, J.; Chinchilla, F.; Peinado, B.; Acuña, M.J. “Análisis de la degradación de módulos CIS en enclaves soleados,” Proc. 2008: *XIV Congreso: Congreso Ibérico y IX Iberoamericano de Energía Solar*, 2008, p. 739-744.
- [345] Muñoz, F.J.; Echbarhi, I.; Nofuentes, G.; Fuentes, M.; Aguilera, J. “Estimation of the potential array output charge in the performance analysis of stand-alone photovoltaic systems without MPPT (Case study: Mediterranean climate),” *Solar Energy*, 2009, vol. 83, no. 11, p. 1985-1997.
- [346] Maris, T.I.; Kourtesi, S.; Ekonomou, L.; Fotis, G.P. “Modeling of a single-phase photovoltaic inverter,” *Solar Energy Material & Solar Cells*, 2007, vol. 91, no. 18, p. 1713-1725.
- [347] Park, M.; Lee, D.H.; Yu, I.K. “PSCAD/EMTDC modeling and simulation of solar-powered hydrogen production system,” *Renewable Energy*, 2006, vol. 31, no. 14, p. 2342-2355.
- [348] Perera, N.; Rajapakse, A.D. “Fast isolation of faults in transmission systems using current transients,” *Electric Power Systems Research*, 2008, vol. 78, no. 9, p. 1568-1578.
- [349] Drofenik, U.; Kolar, J.W. “Thermal analysis of a multi-chip SI/SIC-power module for realization of a bridge leg of a 10 kW Vienna rectifier,” Proc. 2003: *25th International Telecommunications Energy Conference*, 2003, p. 826-833.
- [350] King, D.L.; Dudley, J.K.; Boyson, W.E. “PVSIMC: A simulation program for photovoltaic cells, modules, and arrays,” Proc. 1996: *25th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 1996, p. 1295-1297.
- [351] Shicheng, Z.; Wei, L. “Research and implementation of photovoltaic charging system with maximum power point tracking,” Proc. 2008: *3rd IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications*, 2008, p. 619-624.
- [352] SimPowerSystems™ - User's Guide. Disponible en: http://www.mathworks.com/help/pdf_doc/physmod/powersys/powersys.pdf
- [353] García, O.G.; Hernández, J.C.; Jurado, F. “Assessment of shading effects in photovoltaic modules,” Proc. 2011: *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*, 2011, p. 1-4.
- [354] Muñoz, J.; Lorenzo, E.; Martínez-Moreno, F.; Marroyo L.; García, M. “An investigation into hot-spots in two large grid-connected PV plants,” *Progress in Photovoltaics: Res. Appl.*, 2008, vol.16, no. 8, p. 693-701.
- [355] Herrmann, W.; Wiesner, W.; Vaanen, W. “Hot-spot investigations on PV modules – New concepts for a test standard and consequences for module design with respect to ByPass diodes,” Proc. 1997: *26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 1997, p.1129-1132.
- [356] Molenbroek, E.; Waddington, D.W.; Emery, K.A. “Hot-spot susceptibility and testing of PV modules,” Proc. 1991: *22nd IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 1991, vol. 1, p. 547-552.

-
- [357] Wohlgemuth, J.; Herrmann, W. "Hot-spot tests for crystalline silicon modules," Proc. 2005: *31st IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2005, p. 1062-1063.
- [358] Herrmann, W.; Adrian, M.; Wiesner, W. "Operational behaviour of commercial solar cells under reverse biased conditions," Proc. 1998: *2nd World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion*, 1998, p. 2357-2359.
- [359] Alonso, M.C. "El sistema de generación. La energía producida por el generador FV. Cap. 4. Interconexión de células y módulos, el campo FV," En: *Universidad Internacional de Andalucía. Máster en Ingeniería de Sistemas Fotovoltaicos*, 2008.
- [360] Knaupp, W.; Mundschau, E. "Solar electric energy supply at high altitude," *Aerospace Science and Technology*, 2004, vol. 8, no. 3, p. 245-254.
- [361] Ortega, M.J.; Hernández, J.C.; García O.G. "Measurement and assessment of power quality characteristics for photovoltaic systems: harmonics, flicker, unbalance, and slow voltage variations," *Electric Power Systems Research*, 2013, vol. 96, p. 23-35.
- [362] Hernández, J.C.; Ortega, M.J.; De la Cruz, J.; Vera, D. "Guidelines for the technical assessment of harmonic, flicker and unbalance emission limits for PV distributed generation," *Electric Power Systems Research*, 2011, vol. 81, p. 1247-1257.
- [363] Norma Particular de Sevillana de Electricidad: *Instalaciones Fotovoltaicas. Condiciones Técnicas de conexión a la red de Baja Tensión*.
- [364] Norma Particular de Endesa: *Norma Básica sobre Condiciones Técnicas de Conexión para los Productores en Régimen Especial*. 2000
- [365] Norma Particular de Iberdrola: *MT 3.53.01. Condiciones Técnicas de la Instalación de Autoproductores*. 2004
- [366] International Electrotechnical Commission. *Electrical accessories – Residual current monitors for household and similar uses (RCMs)*. IEC Standard 62020. 2003.
- [367] International Electrotechnical Commission. *Low-voltage electrical installations – Selection and erection of electrical equipment- Wiring systems*. IEC Standard 60364-5-52. 2009.
- [368] International Electrotechnical Commission. *Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval*. IEC 61215. 2005.
- [369] International Electrotechnical Commission. *Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval*. IEC 61646. 2009.
- [370] International Electrotechnical Commission. *Photovoltaic devices*. IEC 60904. 2006.
- [371] American Section of the International Association for Testing Materials. *Standard Test Methods for Electrical Performance of Nonconcentrator Terrestrial Photovoltaic Modules and Arrays Using Reference Cells*. ASTM E1036. 1998.
- [372] American Section of the International Association for Testing Materials. *Standard Tables for Terrestrial Solar Spectral Irradiance at Air Mass 1.5 for a 37° Tilted Surface*. ASTM G159. 1998.
- [373] PV-Watts. Changing System Parameters. Disponible en:
<http://rredc.nrel.gov/solar/calculators/pvwatts/version1/change.html>

- [374] NREL. *Final Technical Report National Solar Radiation Data Base (1961 -1990)*. NREL TP 463-5784. 1995.
- [375] Myers, D.R.; Kurtz, S.R.; Emery, K.; Whitaker, C.; Townsend, T. “Outdoor meteorological broadband and spectral conditions for evaluating photovoltaic modules,” Proc. 2000: *28th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2000, p. 1202.