



UNIVERSIDAD DE JAÉN

**ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE JAÉN
DEPARTAMENTO DE ELECTRÓNICA**

TESIS DOCTORAL

**ANÁLISIS Y DESARROLLO DE TÉCNICAS DE
PROTECCIÓN Y SEGURIDAD DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS**

**PRESENTADA POR:
JESÚS DE LA CASA HERNÁNDEZ**

**DIRIGIDA POR:
DR. D. PEDRO GÓMEZ VIDAL**

JAÉN, 15 DE DICIEMBRE DE 2003

ISBN 84-8439-280-5

Nombre y apellidos del autor

JESÚS DE LA CASA HERNÁNDEZ

Título de la Tesis Doctoral

ANÁLISIS Y DESARROLLO DE TÉCNICAS DE PROTECCIÓN Y SEGURIDAD DE SISTEMAS FOTVOLTAICOS

I.S.B.N.

84-8439-280-5

Fecha de Lectura

15 DE DICIEMBRE DE 2003

Centro y Departamento en que fue realizada la lectura

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE JAÉN
Departamento de Electrónica

Composición del Tribunal/Dirección de la Tesis

Dirección de la Tesis Dr. D. Pedro Gómez Vidal

Presidente/a del Tribunal Dr. D. Eduardo Lorenzo Pigueiras

Vocales Dr. D. Mariano Sidrach de Cardona

Dr. D. Jorge Aguilera Tejero

Dr. D. Ramón Eyrao Daguerre

Secretario/a Dr. D. Pedro Pérez Higuera

Calificación Obtenida

SOBRESALIENTE CUM LAUDE POR UNANIMIDAD



UNIVERSIDAD DE JAÉN

tesis doctoral

Resumen

Garantizar la seguridad de las personas en las futuras instalaciones fotovoltaicas es requisito clave para el desarrollo de este sector, sobre todo, teniendo en cuenta el progresivo incremento del riesgo eléctrico en dichas instalaciones por el crecimiento de sus potencias, y sus emplazamientos cada vez más próximos al ámbito doméstico.

Las medidas de protección de personas en sistemas eléctricos convencionales están detalladas en normas y reglamentos de obligado cumplimiento (tanto nacionales como internacionales) que 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 estas instalaciones, estas 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.

Los sistemas fotovoltaicos, en su reciente aparición, se encuentran en las primeras fases de este proceso, en las cuales se está iniciado el desarrollo de la normativa y el estudio de implantación de medidas eficaces de protección. Para este desarrollo, y como paso previo, es necesario el estudio en profundidad del comportamiento eléctrico del generador fotovoltaico y su respuesta en situaciones de defecto.

Dentro de este campo de la protección a personas se han desarrollado los trabajos de esta tesis doctoral, fundamentalmente en el estudio del aislamiento del generador y de la operatividad y viabilidad de distintas medidas de protección. Los trabajos se han estructurado en distintas fases: la primera en la que se proponen las distintas medidas de protección que se pueden emplear; la segunda donde se analiza el comportamiento del generador respecto a tierra y se propone un modelo de circuito equivalente; la tercera donde se estudia el aislamiento y las corrientes de fuga a tierra del generador; y por último en base a los resultados obtenidos en el estudio se analiza la viabilidad de las medidas de protección propuestas.

Abstract

Ensuring personal safety in future PV installations is a key issue for the progress of this market. This is especially crucial having in mind the increasing electrical risk of these installations as their size is becoming larger and given their proximity to residential areas.

Personal protection measures in conventional electric systems are gathered in both compulsory national and international regulations and standards. These ensure personal safety regardless the designer, installer or inspector who take part in the installation. Over a century of skills and experience, these regulations and standards have evolved according to technical developments and expertise, paving the way to efficient solutions to safety problems.

PV systems are accomplishing the initial stages of this process, in which the development of regulations together with efficient protection measures have been undertaken. A deep analysis of the electric behaviour of the PV generator and its response under faulty operation conditions is required as a previous step towards this direction.

The work presented in this Doctoral Thesis has been developed in the frame of personal protection. The analysis of the PV generator isolation and operativity, together with the feasibility of some protection measures has been emphasised. Firstly, some protection measures that can be used are proposed. Then, the behaviour of the PV generator with the ground is analysed and an equivalent circuit model is shown. Isolation and PV ground leakage currents of the PV generator has been also under consideration. Lastly, the feasibility of the proposed protection measures is analysed according to the results of this work.



UNIVERSIDAD DE JAÉN

ANÁLISIS Y DESARROLLO DE TÉCNICAS DE PROTECCIÓN Y SEGURIDAD DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

JESÚS DE LA CASA HERNÁNDEZ

tesis doctoral

A mis padres

Agradecimientos

Quiero expresar mi agradecimiento a todos mis compañeros del grupo de Investigación IDEA que han contribuido con su ayuda técnica y humana a la realización de esta Tesis y en especial a mi Director, Pedro Gómez, por su dedicación y estímulo permanente y a mi tutor Gabino Almonacid con el que inicie mis trabajos de doctorado.

Quiero mencionar también a mis compañeros del Departamento de Ingeniería Eléctrica, Luis Almonacid, Ángela Medina y Francisco J. Sánchez por su constante apoyo.

Índice

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN	12
1.1. Introducción.....	13

CAPÍTULO 2

MEDIDAS DE PROTECCIÓN DE PERSONAS CONTRA CHOQUES

ELÉCTRICOS. NORMATIVA Y APLICACIÓN.	16
2.1. Introducción.....	17
2.2. Protección contra contactos directos e indirectos. Protección por baja tensión de seguridad.....	20
2.3. Protección de contactos directos.	20
2.4. Protección de contactos indirectos.	21
2.4.1. Protección por corte automático de la alimentación.	21
2.4.1.1. Especificaciones para un generador fotovoltaico con esquema TT.	22
2.4.1.2. Especificaciones para un generador fotovoltaico con esquema TN.	22
2.4.1.3. Especificaciones para un generador fotovoltaico con esquema IT.	23
2.4.2. Protección por empleo de materiales clase II o mediante aislamiento equivalente.	24
2.5. Aplicación de medidas de protección.	24
2.6. Sistema de eliminación de la tensión de un generador fotovoltaico.	29
2.7. Análisis comparativo de la aplicación de los diferentes esquemas de conexión en un generador fotovoltaico.	30
2.8. Viabilidad de las medidas de protección en generadores fotovoltaicos.	31

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS DEL AISLAMIENTO ELÉCTRICO DE UN GENERADOR FOTOVOLTAICO.	33
3.1. Introducción.....	34
3.2. Normativa para medir el aislamiento eléctrico en módulos fotovoltaicos.	37
3.2.1. Módulo fotovoltaico individual.	37
3.2.2. Generador fotovoltaico.	37
3.2.3. Objetivos de los diferentes ensayos de aislamiento eléctrico prescritos en normas de módulos fotovoltaicos.	38
3.3. Circuito eléctrico equivalente entre las partes activas y marcos metálicos (masas) de un módulo y un generador fotovoltaico.	39
3.3.1. Descripción de las corrientes de fuga.	39
3.3.2. Técnicas de aislamiento empleadas en módulos fotovoltaicos.	42
3.3.3. Circuito eléctrico equivalente que modela el aislamiento de un módulo fotovoltaico.	43
3.3.4. Validación del modelo de circuito equivalente con medidas experimentales.	44
3.3.4.1. Módulo fotovoltaico.	44
3.3.4.2. Generador fotovoltaico.	49
3.4. Análisis del aislamiento en función de las condiciones medioambientales.	52
3.4.1. Introducción.	52
3.4.2. Variación de la resistencia y capacidad de aislamiento a lo largo del día.	54
3.4.3. Influencia de las distintas variables meteorológicas sobre el aislamiento.	57
3.4.3.1. Humedad relativa.	57
3.4.3.2. Temperatura ambiente.	59
3.4.3.3. Irradiancia global.	61
3.4.3.4. Presión atmosférica.	62
3.4.3.5. Conclusiones.	63
3.5. Influencia de las condiciones medioambientales sobre los parámetros del circuito eléctrico equivalente.	65
3.5.1. Introducción.	65

3.5.2. Variación de la resistencia serie, paralelo y constante de tiempo del circuito eléctrico equivalente a lo largo del día.	65
3.6. Influencia de la tensión de ensayo sobre el aislamiento.	69
3.7. Medida del aislamiento en un generador fotovoltaico en circuito abierto.	73
3.7.1. Introducción	73
3.7.2. Relación teórica entre la medida de resistencia de aislamiento en circuito abierto y en cortocircuito.	74
3.7.3. Validación con medidas experimentales de la relación teórica entre las medidas de resistencia de aislamiento en circuito abierto y cortocircuito.	78
CAPÍTULO 4	
CORRIENTES DE FUGA A TIERRA EN UN GENERADOR FOTOVOLTAICO	83
4.1. Introducción.....	84
4.2. Cálculo teórico de las corrientes de fuga.	85
4.2.1. Corriente de fuga permanente en generadores fotovoltaicos conectados a tierra.	85
4.2.2. Contactos directos en generadores flotantes. Cálculo de la corriente a través de la persona.	88
4.2.3. Establecimiento de umbrales para la protección de contactos directos en generadores flotantes.	94
4.2.3.1. Régimen permanente.	95
4.2.3.2. Régimen transitorio.	96
4.3. Variación de la corriente de fuga a tierra en función de las condiciones medioambientales.	97
4.3.1. Introducción.	97
4.3.2. Variación a lo largo del día de la corriente de fuga; resistencias de fuga frente a resistencia de aislamiento.	99
4.3.3. Influencia de las distintas variables meteorológicas sobre la corriente de fuga.	102
4.3.3.1. Humedad relativa.	102
4.3.3.2. Temperatura ambiente.	103
4.3.3.3. Irradiancia global.	104
4.3.3.4. Conclusiones.	105

4.4. Medida del choque eléctrico por contacto directo en generadores flotantes en función de las condiciones medioambientales.	106
4.4.1. Introducción.	106
4.4.2. Validación de la corriente de choque teórica (ecuación 4.18). ...	107
4.4.3. Influencia de las condiciones medioambientales sobre los parámetros t (constante de tiempo) y F (R_s/R_p).	108

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS DE LAS MEDIDAS DE PROTECCIÓN UTILIZADAS EN EL PROYECTO 'UNIVER'	111
5.1. Introducción.....	112
5.2. Generador flotante.	113
5.2.1. Ajuste del dispositivo de protección.	113
5.2.1.1. Umbral superior de ajuste para evitar disparos sin defectos de aislamiento.	113
5.2.1.2. Umbral necesario de ajuste para garantizar la protección.	114
5.2.1.3. Compatibilidad entre ambos niveles.	116
5.2.2. Tiempo de respuesta del sistema de eliminación de la tensión del generador.	116
5.2.3. Error en la medida de la resistencia de aislamiento de CPI comerciales. Influencia en la seguridad y rendimiento eléctrico.	118
5.2.3.1. Error en la medida.	119
5.2.3.2. Influencia del error en la seguridad y rendimiento eléctrico del generador.	120
5.2.3.3. Conclusiones.	121
5.3. Generador conectado a tierra (esquema TN).	122
5.3.1. Disponibilidad de dispositivos comerciales para la protección de choques eléctricos.	122
5.3.2. Ajuste del dispositivo de protección.	124
5.3.2.1. Umbral inferior de ajuste para evitar disparos sin defectos de aislamiento.	124
5.3.2.2. Umbral necesario de ajuste para garantizar la protección.	125
5.3.3. Tiempo de respuesta del sistema de eliminación de la tensión del generador y tiempo para la protección de choques eléctricos.	125

5.3.3.1. Análisis del tiempo real de eliminación de la tensión en un generador conectado a tierra.....	125
5.3.3.2. Compatibilidad del tiempo de eliminación de la tensión del generador con la protección.	126
5.3.4. Operatividad del sistema de protección activo.	127
CAPÍTULO 6	
CONCLUSIONES	129
6.1. Conclusiones.	130
6.2. Líneas futuras de investigación.	132
REFERENCIAS	133
PUBLICACIONES GENERADAS POR ESTA TESIS	139
ANEXO.....	142
ANEXO A	
DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO DEL PROYECTO 'UNIVER'	143
A.1. Diseño, instalación y fuentes de financiación.	143
A.2. Características generales de los generadores fotovoltaicos G1 y G2. .	143
ANEXO B	
MEDIDAS DE AISLAMIENTO EN EL GENERADOR FOTOVOLTAICO DE 68 kWp DEL PROYECTO 'UNIVER'.....	145
B.1. Características del medidor del aislamiento.	145
B.2. Procedimiento operativo para la realización de medidas.	145
B.3. Periodo de medidas y variables monitorizadas.	148
ANEXO C	
MEDIDAS DE CORRIENTES DE FUGA EN EL GENERADOR FOTOVOLTAICO DE 68 kWp DEL PROYECTO 'UNIVER'	149
C.1. Procedimiento operativo para la realización de medidas.	149
C.2. Periodo de medidas y variables monitorizadas.	151

ANEXO D

SISTEMAS DE MONITORIZACIÓN	153
D.1. Introducción.	153
D.2. Sistema de adquisición de datos A.	153
D.3. Sistema de adquisición de datos B.	155
D.4. Sistema de adquisición de datos C.	155
D.5. Sistema de adquisición de datos D.	156

ANEXO E

CONTROLADOR PERMANENTE DE AISLAMIENTO	157
E.1. Características generales del controlador permanente de aislamiento.	157

ANEXO F

ENSAYOS DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO PRESCRIPTOS EN LAS NORMAS DE MÓDULOS Y GENERADORES FOTOVOLTAICOS	158
F.1. Normas CEI 61.215 y CEI 61.646.	158
F.1.1. Introducción.	158
F.1.2. Condiciones meteorológicas del ensayo.	159
F.1.3. Procedimiento de ejecución.	159
F.2. Norma UL 1.073.	160
F.3. Norma IEEE 1.262.	160
F.4. Norma ASTM E 2.047.	161
F.4.1. Ámbito de aplicación.	161
F.4.2. Procedimiento de ejecución.	161
F.4.3. Condiciones meteorológicas de ensayo.	163
F.4.4. Umbrales de paso para el aislamiento establecidos en la norma.	163

ANEXO G

MEDIDAS PARA VERIFICAR LA OPERATIVIDAD DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN ACTIVA DE CHOQUES ELÉCTRICOS EN GENERADORES CONECTADOS A TIERRA (ESQUEMA TN)	164
G.1. Comprobación de la operatividad del sistema de protección frente a contactos directos.	164
G.1.1. Circuito de ensayo.	164

G.1.2. Medida.	165
G.1.3. Condiciones del ensayo.	166
G.1.4. Resultados.	166
G.1.5. Equipos utilizados durante el ensayo.	166
G.2. Comprobación de la operatividad del sistema de protección frente a contactos indirectos.	167
G.2.1. Circuito de ensayo.	167
G.2.2. Medida.	167
G.2.3. Condiciones de ensayo.	168
G.2.4. Resultados.	168
G.2.5. Equipos utilizados durante el ensayo.	169

CAPÍTULO I. Introducción

1.1. INTRODUCCIÓN.

La energía solar fotovoltaica está llamada a ser en el futuro una de las fuentes de generación de energía eléctrica más importantes y tendrá que soportar junto con otras nuevas energías el agotamiento de las reservas de energías tradicionales. En los últimos años las administraciones europeas y de nuestro país, a través de su política energética, están impulsando decididamente, a través de programas de apoyo, la producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables en general, y en particular de energía solar fotovoltaica.

En España, el Plan de Fomento de las Energías Renovables 2.000-2.010 articula una serie de estrategias para que el crecimiento de cada una de las áreas de energías renovables pueda cubrir, en su conjunto, cuando menos el 12% del consumo de energía primaria para el año 2.010. Para la energía solar fotovoltaica sitúa como objetivo para dicho año una potencia instalada de 144 MW, lo que significa aproximadamente multiplicar por 15 la potencia actual instalada. Para conseguir este objetivo se ha propiciado un marco legal favorable a la instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a red^[I,II, III]

Dentro de los posibles campos de aplicación de la energía fotovoltaica, los generadores conectados a red e integrados en edificios será uno de los de mayor crecimiento y desarrollo. Esto va a suponer el acercamiento de las instalaciones generadoras fotovoltaicas al ámbito doméstico con el consiguiente incremento del riesgo eléctrico a las personas. La protección contra estos riesgos va a ser, por tanto, un tema clave para el desarrollo de este sector fotovoltaico, que se debe reflejar en la utilización de unas medidas de protección eficaces y compatibles con un buen funcionamiento de la instalación.

^I Ley 54/1.997, de 27 de noviembre, *del sector eléctrico*. B.O.E. de 28/11/1.997.

^{II} Real Decreto 2.818/1.998 *sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración*. B.O.E. de 30/12/1.998.

^{III} Real Decreto 1.663/2.000, de 29 de septiembre, *sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión*. B.O.E. de 30/12/1.998.

Las medidas de protección de personas en sistemas eléctricos convencionales están detalladas en normas y reglamentos de obligado cumplimiento (tanto nacionales como internacionales) que 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 estas instalaciones, estas 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.

Los sistemas fotovoltaicos, en su reciente aparición, se encuentran en las primeras fases de este proceso, en las cuales se está iniciado el desarrollo de la normativa y el estudio de implantación de medidas eficaces de protección. Sirvan como ejemplos algunas normas: CEI 364-7-712^[IV], IEEE 1.374^[V], ANSI/NFPA-70-690^[VI], Real Decreto 1.663/2.000^[VII], normas particulares de Sevillana de Electricidad^[VIII] y Unión Fenosa^[IX]; normas entre las cuales se detectan contradicciones y que no desarrollan de una manera clara cuáles deben ser los criterios a la hora de definir la protección.

Dentro de este campo de la protección a personas en generadores fotovoltaicos se han desarrollado los trabajos de esta tesis doctoral, fundamentalmente en el estudio del aislamiento del generador y de la operatividad y viabilidad de distintas medidas de protección. Los trabajos se han estructurado en distintas fases: la primera en la que se proponen las distintas medidas de protección que se pueden emplear; la segunda donde se analiza el comportamiento del generador respecto a tierra y se propone un modelo de circuito equivalente; la tercera donde se estudia el aislamiento y las corrientes de fuga a tierra del generador; y por último en base a los resultados obtenidos en el estudio se analiza la viabilidad de las medidas de protección propuestas.

^{IV} CEI 364-7-712, *Instalaciones eléctricas en edificios. Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sistemas fotovoltaicos solares*. Comisión Electrotécnica Internacional, Ginebra, 2.002.

^V IEEE 1.374, *Guide for Terrestrial Photovoltaic Power System Safety*. 1.988.

^{VI} ANSI/NFPA-70-690: *National Eletrical Code, Solar Photovoltaic System*. National Fire Protection Association, Quincy, MA, 2.002

^{VII} Real Decreto 1.663/2.000 de 29 de septiembre, *sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión*. B.O.E. de 30/09/2.000.

^{VIII} Norma particular de Sevillana de Electricidad: *Instalaciones fotovoltaicas. Condiciones técnicas de conexión a la red de baja tensión*.

^{IX} Norma particular de Unión Fenosa: *Instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión*. 21/01/2.003.

Los trabajos de las distintas fases del estudio se presenta articulados en torno a cuatro capítulos terminando con un último capítulo de conclusiones.

En el capítulo 2 de esta tesis se desarrolla y profundiza en el avance propuesto^[X] de una normativa específica para la protección de choques eléctricos en generadores fotovoltaicos obtenido por adaptación de la normativa general vigente ^{[XI], [XII]}. Así, se analizan aspectos de la protección en función del esquema de conexión tales como: tipo de dispositivo de protección, emplazamiento del mismo; variable eléctrica a medir que sea sensible a las situaciones de riesgo; y valor de ajuste para que solo considere situaciones de verdadero riesgo.

En el capítulo 3 se hace un estudio en profundidad del aislamiento eléctrico del generador. Se parte de un modelo de circuito eléctrico equivalente del generador fotovoltaico y se procede a su validación a partir de medidas experimentales. El capítulo continua con un estudio detallado de la influencia que tiene sobre el aislamiento las distintas variables meteorológicas. Se definen y analizan parámetros que pueden ser de gran utilidad para caracterizar este aislamiento y que también pueden servir para analizar la operatividad de algunas medidas de protección.

En el capítulo 4 se hace un estudio teórico de las corrientes de fuga del generador, empleando el modelo de circuito eléctrico equivalente propuesto para el aislamiento. Se contrastan estas corrientes con las obtenidas a partir de medidas experimentales.

En el capítulo 5 se hace un análisis detallado de la viabilidad de implantación en generadores fotovoltaicos de las medidas de protección a personas descritas en el capítulo 2. Este análisis se lleva a cabo en el generador de 68 kWp del proyecto 'Univer', estudiando los distintos factores que intervienen en la protección: disponibilidad y operatividad de dispositivos, compatibilidad de las variables que sirven para la actuación del dispositivo (valor de ajuste, valor en condiciones normales), tiempos de respuesta ...

Por último, en el capítulo 6 se presenta las conclusiones de esta Tesis Doctoral y se proponen nuevas líneas de investigación que se abren fruto de este trabajo.

^X Tesis doctoral. *Contribución al desarrollo tecnológico de la seguridad y protección a personas en aplicaciones fotovoltaicas conectadas a red*. Pedro Gómez Vidal, Jaén 2.000.

^{XI} CEI 364-4-41, *Instalaciones eléctricas en edificios. Protección contra choques eléctricos*. CEI, Ginebra, 1.998.

^{XII} CEI 364-4-47, *Instalaciones eléctricas en edificios. Protección para garantizar la seguridad. Aplicación de medidas de protección para garantizar la seguridad*. Comisión Electrotécnica Internacional, Ginebra, 1.996.

CAPÍTULO II.
Medidas de protección de personas
contra choques eléctricos.
Normativa y aplicación

2.1. INTRODUCCIÓN.

En este capítulo se van a analizar las medidas de protección que se pueden utilizar en los generadores fotovoltaicos y que permitan garantizar la seguridad de los usuarios, es decir, reducir al mínimo el riesgo de choque eléctrico. En la actualidad, las distintas normativas que existen para la protección de personas, tanto de ámbito general como específico para las instalaciones fotovoltaicas, se presentan confusas y con grandes deficiencias cuando se intenta aplicarlas a estas instalaciones. Esto dificulta enormemente las tareas de diseño y la determinación del grado de seguridad que se puede alcanzar al proyectar una instalación. A continuación se describe brevemente esta normativa indicando las lagunas encontradas:

- ANSI/NFPA-70-690^[1]: norma para el diseño e instalación de sistemas fotovoltaicos. Es la más ampliamente utilizada en EE.UU. y adoptada también por otros países. Incluye las reglas para el dimensionado y protección de circuitos, medios de desconexión, métodos de conexionado, sistemas de tierra... Sin embargo, no detalla específicamente cuáles deben ser las medidas de protección de choques eléctricos.
- CEI 364-7-712^[2]: es un apartado de la norma CEI 364^[1] que regula las instalaciones eléctricas en los edificios (hasta 1.000 V en corriente alterna y 1.500 V en corriente continua) y que trata específicamente el diseño e instalación de generadores fotovoltaicos. Esta parte tiene por objetivo complementar, modificar o reemplazar algunas de las reglas generales descritas en las partes 1 a 6 de la CEI 364 para adaptarlas a las peculiaridades del funcionamiento de un generador fotovoltaico.

En relación con las medidas generales de protección de choques eléctricos descritas en la parte 4-41^[3] de la norma CEI 364, la parte 7-712 establece:

- **Medidas de protección de contactos directos:** no hay ningún cambio en relación con lo establecido en las medidas generales.

¹ CEI 364, *Instalaciones eléctricas en edificios*. Comisión Electrotécnica Internacional.

- **Medidas de protección de contactos directos e indirectos:** únicamente se establece que la tensión del generador debe considerarse en condiciones estándar (STC).
- **Medidas de protección de contactos indirectos:**
 - *Por corte automático de alimentación:* No establece como debe realizarse la protección por estar en estudio. Sin embargo:
 - Recomienda utilizar un esquema flotante para evitar la corrosión de los módulos.
 - Obliga a implantar una única instalación de puesta a tierra para masas (tanto del lado ac y dc).
 - No obliga a un aislamiento galvánico entre lado ac y dc.
 - *Por empleo de otras medidas que no involucren el corte automático de la alimentación:* No aporta nada en relación con lo establecido en las medidas generales solo:
 - Recomienda la protección empleando materiales clase II.
 - No permite la protección mediante el empleo de locales no conductores y mediante enlaces equipotenciales en locales no conectados a tierra.
- R.D. 1.663/2.000^[4]: Reglamentación de obligado cumplimiento en España para instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión. Esta reglamentación crea confusión en la protección de choques eléctricos al complementar las medidas generales establecidas en CEI 364 con los siguientes requerimientos:
 - Implantar un interruptor diferencial (de características no definidas) para la protección de personas (contactos indirectos) en la parte dc sin establecer el esquema de conexión a utilizar.
 - Obliga a un aislamiento galvánico entre lado ac y dc.
- Otras: Normas particulares de Sevillana de Electricidad y Unión Fenosa^[5] y norma americana IEEE 1.374^[6]; estos documentos no recogen medidas de protección de choques eléctricos.

Por tanto, a falta de una normativa específica completa para la protección de choques eléctricos en los circuitos de dc de un generador fotovoltaico, se pueden aplicar a éstos las medidas que de forma general se están empleando en instalaciones en edificios y que están contenidas en la norma internacional CEI 364. La aplicación a estos circuitos de algunas de estas medidas de protección no es inmediata, y se presenta, por las características del generador fotovoltaico, más difícil y compleja. Así, en puntos muy importantes de la protección, la citada norma tiene, para el caso de circuitos de corriente continua, algunas de sus prescripciones aún en estudio.

Esta norma plantea tres bloques de medidas, cada uno de los cuales persiguen unos objetivos distintos a la hora de establecer la protección:

- a) Protección por baja tensión. Obligando a que la tensión de generación máxima sea inferior a la tensión límite convencional.
- b) Protección por aislamiento. Por un lado evitando que las partes activas sean accesibles a las personas y por otro reforzando el aislamiento para impedir los contactos indirectos.
- c) Protección por corte automático de la alimentación o eliminación de la tensión de generación, con la instalación de dispositivos que actúen cuando se produce un defecto.

En los bloques a) y b) la seguridad de las personas se confía al diseño de la propia instalación, las medidas adoptadas se podrían denominar como medidas pasivas de protección. En el bloque c) la seguridad se confía a dispositivos de vigilancia que actúan por modificación de variables de referencia, las medidas adoptadas se pueden denominar como medidas activas de protección.

Un análisis detallado de la aplicación de estas medidas a un generador fotovoltaico indica que algunas de ellas se pueden utilizar (no ha distinción entre circuitos ac y dc), otras se deben modificar y adaptar a las peculiaridades del funcionamiento fotovoltaico y, finalmente otras no son aplicables.

A continuación se describen las medidas de protección contenidas en las partes 4-41^[3] y 4-47^[7] de la norma CEI 364 y su posible adaptación a los circuitos de corriente continua del generador fotovoltaico. En lo que sigue de capítulo se describirá con letras subrayadas lo que aún no está prescrito y sólo es una adaptación.

2.2. PROTECCIÓN CONTRA CONTACTOS DIRECTOS E INDIRECTOS. PROTECCIÓN POR BAJA TENSIÓN DE SEGURIDAD.

Puede utilizarse como medida exclusiva de protección de choques eléctricos y se basa en limitar la tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico en condiciones STC a 120 V dc. Dependiendo de los requisitos estrictos exigidos a la instalación de circuitos se tiene MBTS (muy baja tensión de seguridad) y MBTP (muy baja tensión de protección). El inversor debe ser una fuente de seguridad en los términos apuntados en ^[II] y equivalente a un transformador de seguridad.

2.3. PROTECCIÓN DE CONTACTOS DIRECTOS.

Las medidas de esta protección impiden el contacto de las personas con las partes activas de la instalación en servicio normal. La protección puede ser por interposición de obstáculos, por alejamiento, por aislamiento de las partes activas y por empleo de barreras. Las dos primeras medidas podrán utilizarse en generadores instalados en emplazamientos de acceso restringido (solo impiden los contactos fortuitos), las dos últimas en todos los casos.

Como protección auxiliar, caso de fallo de las anteriores o imprudencia del usuario, se pueden utilizar dispositivos de corriente diferencial residual, ajustados a una corriente inferior o igual a 100 mA. Estos dispositivos deben ser tipo B de acuerdo a CEI 60.755^[8]. Teniendo en cuenta ^[III, IV, V] y ^[VI] serán de alta sensibilidad preferentemente 40 mA, 50 mA ó 100 mA con un tiempo máximo de eliminación de la tensión del generador de acuerdo a las curvas instantánea (G) o selectiva (S).

Aunque en la norma de referencia esta protección complementaria no es obligatoria, la valoración que en los últimos años se ha hecho de los efectos beneficios de esta

^{II} CEI 364-4-41, *Instalaciones eléctricas en edificios. Protección contra choques eléctricos*. Comisión Electrotécnica Internacional, Ginebra, 1.998.

^{III} UNE EN 61.008, *Interruptores automáticos para actuar por corriente diferencial residual, sin dispositivo de protección contra sobrecorrientes, para usos domésticos y análogos*. AENOR, Madrid, 1.999.

^{IV} UNE EN 61.009, *Interruptores automáticos para actuar por corriente diferencial residual, con dispositivo de protección contra sobrecorrientes incorporado, para usos domésticos y análogos*. AENOR, Madrid, 2.000.

^V UNE EN 60.947-2 Anexo B, *Aparatos de baja tensión. Interruptores automáticos con protección incorporada por intensidad diferencial residual*. AENOR, Madrid, 1.988.

^{VI} CEI 479-1, *Efectos de la corriente sobre el hombre y los animales domésticos. Aspectos generales*. Comisión Electrotécnica Internacional, Ginebra, 1.994.

medida de protección de personas, está haciendo que se exija ya en reglamentaciones nacionales ^[9].

2.4. PROTECCIÓN DE CONTACTOS INDIRECTOS.

Las características de la protección dependerán del esquema de conexión elegido para la puesta a tierra del generador fotovoltaico. Se pueden presentar, en función de la forma de poner a tierra las partes activas del generador y las masas de la instalación, tres esquemas de conexión^[10]: IT (generador aislado, masas a tierra); TN (generador y masas puestos a tierra en el mismo electrodo); TT (generador y masas puestos a tierra en distintos electrodos).

2.4.1. Protección por corte automático de la alimentación.

Esta medida constituye la protección general a emplear para los contactos indirectos de acuerdo con ^[11]. Esta medida de protección impide, por medio de la desconexión, la presencia de una tensión de contacto peligrosa en la instalación después de un defecto de aislamiento.

En general se debe cumplir:

- Las masas se conectan a tierra de acuerdo a cada esquema de conexión. Las que sean accesibles simultáneamente deben conectarse a la misma toma de tierra.
- Un dispositivo de protección, tras un defecto entre un conductor activo y masa, debe impedir el mantenimiento de una tensión de contacto durante un tiempo que origine riesgo a las personas.

Es necesario realizar adaptaciones de las prescripciones que establece la norma para sistemas ac convencionales cuando se aplica esta protección a la red dc del generador fotovoltaico.

¹¹ CEI 364-4-41, *Instalaciones eléctricas en edificios. Protección contra choques eléctricos*. Comisión Electrotécnica Internacional, Ginebra, 1.998.

2.4.1.1. Especificaciones para un generador fotovoltaico con esquema TT.

- Todas las masas protegidas por el dispositivo de protección deben ser conectadas a los conductores de protección y unidas a una sola toma de tierra.
- El conductor activo negativo, o bien una toma intermedia entre el positivo y negativo, debe ser puesto a tierra en un electrodo independiente.

Teniendo en cuenta ANSI/NFPA-70-690^[1], CEI 479-1^[11] y IEEE 1374^[6] preferentemente debe conectarse a tierra el conductor activo negativo en un punto próximo al campo fotovoltaico.

- Se debe satisfacer que:

$$R_{EEP} * I_a \leq U_L \quad (2.1)$$

donde:

I_a : Corriente que asegura la actuación del dispositivo de protección;

R_{EEP} : Resistencia eléctrica de la toma de tierra de las masas (electrodo de protección);

U_L : Tensión límite convencional de seguridad. 120 ó 60 V según el emplazamiento.

- Cuando se empleen dispositivos de corriente diferencial residual el tiempo máximo de eliminación de la tensión del generador debe ser de 1 s.

2.4.1.2. Especificaciones para un generador fotovoltaico con esquema TN.

- Todas las masas de la instalación deben conectarse al punto de puesta a tierra del generador mediante conductores de protección.
- El conductor activo negativo, o bien una toma intermedia entre el positivo y negativo, debe ser puesto a tierra. Este conductor no debe servir de conductor de protección.

Todas las prescripciones apuntadas en ^[11] para circuitos de ac no son de aplicación a los generadores fotovoltaicos debido a la diferencia existente en las corrientes de cortocircuito de ambos sistemas.

En corriente alterna un fallo de aislamiento en un esquema TN corresponde a un cortocircuito franco que origina corrientes de cortocircuito muy elevadas, que al circular por los conductores de protección de masas producen en estos una caída de tensión, adquiriendo por tanto las masas potencial respecto a tierra que pueden superar la tensión límite de seguridad. La protección en general está basada en la actuación de los propios interruptores automáticos de línea, la única condición que impone la norma es que las corrientes de cortocircuito estén por encima de los valores de actuación de estos interruptores.

En caso de generadores fotovoltaicos al ser las caídas de tensión despreciables (corrientes de cortocircuitos similares a las nominales), no es necesario ninguna prescripción para el dispositivo de protección. La única posible para seguir la norma sería un tiempo máximo de eliminación de la tensión del generador inferior a 5 s.

2.4.1.3. Especificaciones para un generador fotovoltaico con esquema IT.

- La instalación debe aislarse de tierra o conectarse a tierra a través de una impedancia de valor elevado.
- En el caso de que exista un solo defecto a masa o a tierra, la corriente de defecto es baja y no es imperativo el corte si se cumple la expresión (2.2). Si embargo, se deben adoptar medidas para evitar cualquier peligro en el caso de la aparición de dos fallos simultáneos.
- Las masas deben ser conectadas a tierra y debe cumplirse la condición:

$$R_{EEP} * I_d \leq U_L \quad (2.2)$$

donde:

R_{EEP} : Resistencia eléctrica de la toma de tierra de las masas (electrodo de protección);

¹¹ CEI 364-4-41, *Instalaciones eléctricas en edificios. Protección contra choques eléctricos*. Comisión Electrotécnica Internacional, Ginebra, 1.998.

I_d : Corriente de defecto en caso de un primer defecto franco entre el conductor de fase y masa. Se tendrá en cuenta corrientes de fuga y la impedancia global de puesta a tierra de la instalación;

U_L : Tensión límite convencional de seguridad. 120 ó 60 V según el emplazamiento.

- Es obligatorio la instalación de un controlador permanente de aislamiento (en adelante CPI), que indique la aparición de un primer defecto. Este dispositivo debe eliminar la tensión del sistema o accionar una señal bien acústica bien visual.
- Después de la aparición de un primer defecto, las condiciones de protección para un segundo defecto son las definidas en el esquema TN para masas interconectadas y del esquema TT para masas con tomas de tierra distintas.

2.4.2. Protección por empleo de materiales clase II o mediante aislamiento equivalente.

Esta medida está destinada a que todas las partes del generador fotovoltaico (módulos, cajas de conexión, armarios eléctricos, conductores, inversor...) tengan un aislamiento doble o reforzado (clase II). En la actualidad es una medida de protección difícil de aplicar en la totalidad del generador y en general eleva bastante los costes de la instalación. Por ejemplo, para los módulos fotovoltaicos, existen en el mercado módulos clase II atendiendo a una norma alemana, sin embargo, la especificación para módulos clase II no están todavía internacionalmente estandarizada. En el caso de los cuadros eléctricos se tienen establecidas las especificaciones para clase II en la norma internacional CEI 439-1¹², sin embargo es difícil encontrarlos en el mercado. Así, se podría continuar enumerando dificultades para aplicar esta medida al resto de la aparamenta que forma parte de la instalación fotovoltaica.

2.5. APLICACIÓN DE MEDIDAS DE PROTECCIÓN.

La parte 4-47^[VII] de la norma CEI 364 establece que las medidas de protección a aplicar en instalaciones eléctricas en edificios son:

^{VII} CEI 364-4-47, *Instalaciones eléctricas en edificios. Protección para garantizar la seguridad. Aplicación de medidas de protección para garantizar la seguridad.* Comisión Electrotécnica Internacional, Ginebra, 1.996.

- Contactos directos:
 - P1: Protección por muy baja tensión de seguridad (apartado 2.2.);
 - P2: Protección por aislamiento (apartado 2.3.). Se podrá adoptar como medida complementaria la protección de corte por corriente diferencial residual.
- Contactos indirectos:
 - P3: Protección por muy baja tensión de seguridad (apartado 2.2.);
 - P4: Protección por corte automático de la alimentación; eliminación de la tensión de generación (apartado 2.4.1.);

Las medidas de protección P1(P3) y P2, basan la seguridad de las personas en el propio diseño de la instalación, son por tanto denominadas medidas pasivas de protección. La medida P4 confía esta seguridad a dispositivos de vigilancia que actúan por modificación de variables de referencia, es por tanto una medida activa de protección.

En el diseño de la seguridad de generadores fotovoltaicos se puede optar para la protección de choques eléctricos por las opciones:

- P1+P3; para generadores pequeños o intermedios con una tensión de generación máxima de 120 V (situados en emplazamientos inaccesibles) o 60 V (situados en emplazamientos accesibles).
- P2+P4; aplicable a cualquier generador fotovoltaico de tensión superior. Estas medidas se pueden realizar con la instalación de los siguientes dispositivos de protección:
 - a) Generador flotante: Controlador permanente de aislamiento (CPI) con aviso o eliminación de la tensión de generación (figura 1.1).

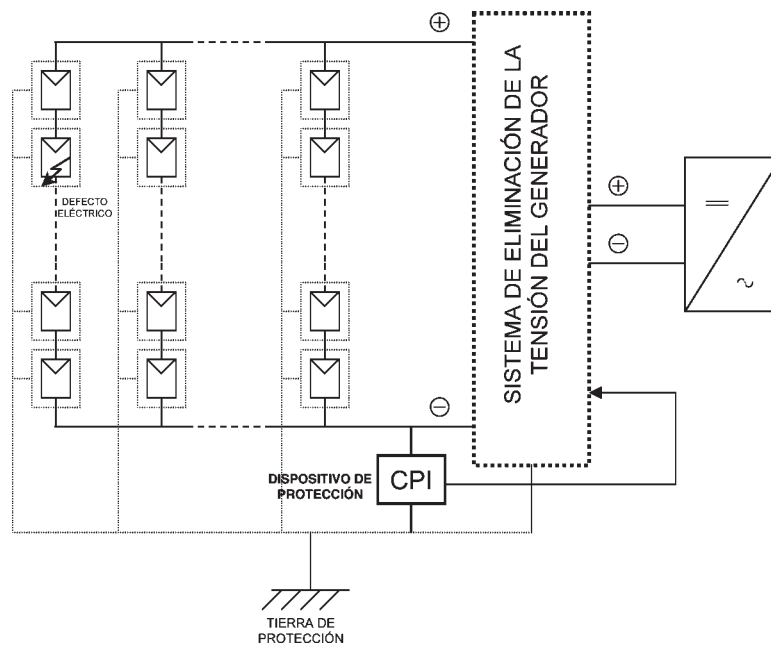


Figura 1.1. Dispositivo de protección en un generador flotante (CPI) y sistema de eliminación de la tensión del generador.

- Cumple la protección P4 de acuerdo con el apartado 2.4.1.3.

El valor de ajuste del dispositivo (Resistencia mínima de aislamiento de falta permitida $R_{ISO\Delta N}$) debe elegirse de modo que sea compatible con la mínima resistencia de aislamiento que se pueda presentar en el generador en condiciones normales de funcionamiento (R_{ISOmin}). Es necesario por tanto evaluar en primer lugar esta resistencia para asegurar la viabilidad en estas instalaciones de esta medida de protección. Como criterio general de diseño en instalaciones se puede elegir un ajuste tal que:

$$R_{ISO\Delta N} \leq 0.8 * R_{ISOmin} \quad (2.3)$$

- El alcance de esta medida puede llegar también a la protección frente a contactos directos si, en el primer fallo de aislamiento y con un ajuste más severo al impuesto por la ecuación (2.2), se elimina la tensión de la instalación. En este caso sirve como protección complementaria para la protección P2 (contactos directos).

- b) Generador ligado a tierra con esquema TN: Dispositivo de corriente diferencial residual que mide la corriente en el conductor de puesta a tierra del sistema.

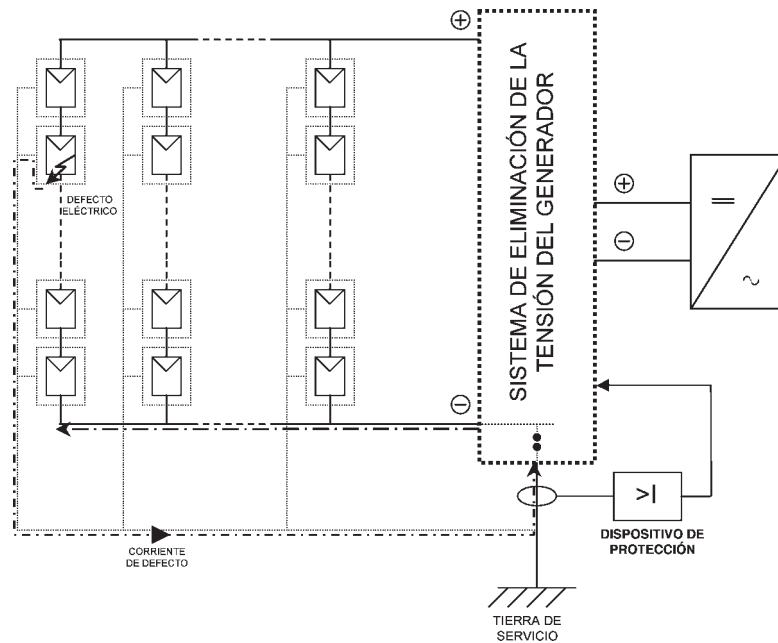


Figura 1.2. Dispositivo de protección en un generador conectado a tierra con esquema TN y sistema de eliminación de la tensión del generador.

- Cumple la protección P4 de acuerdo con el apartado 2.4.1.2. La intensidad de defecto variará desde cero, para faltas situadas en el terminar puesto a tierra, al valor de la corriente de cortocircuito del generador para faltas situadas en el terminar opuesto.

La corriente de ajuste del dispositivo de protección ($I_{\Delta N}$) deberá ser lo más pequeña posible para cubrir la máxima zona del generador. No obstante, para que la protección sea viable, este valor de ajuste debe ser superior al de las corrientes de fuga máximas ($I_{FUGASmax}$) que se puedan presentar en el generador en condiciones normales de funcionamiento, en ausencia de defectos de aislamiento. Es necesario por tanto evaluar en primer lugar estas corrientes de fuga para asegurar la viabilidad en estas instalaciones de esta medida de protección. Como criterio general de diseño en instalaciones para eliminar el disparo del dispositivo de protección en condiciones normales de funcionamiento la corriente diferencial de no funcionamiento ($I_{\Delta N}/2$) debe cumplir:

$$\frac{I_{\Delta N}}{2} \geq I_{FUGASmax} \quad (2.4)$$

- Si el ajuste se realiza por debajo de 100 mA^[VI], sirve como protección complementaria para contactos directos.
- c) Generador ligado a tierra con esquema TT: Dispositivo de corriente diferencial residual que mide la corriente en el conductor de puesta a tierra del generador.

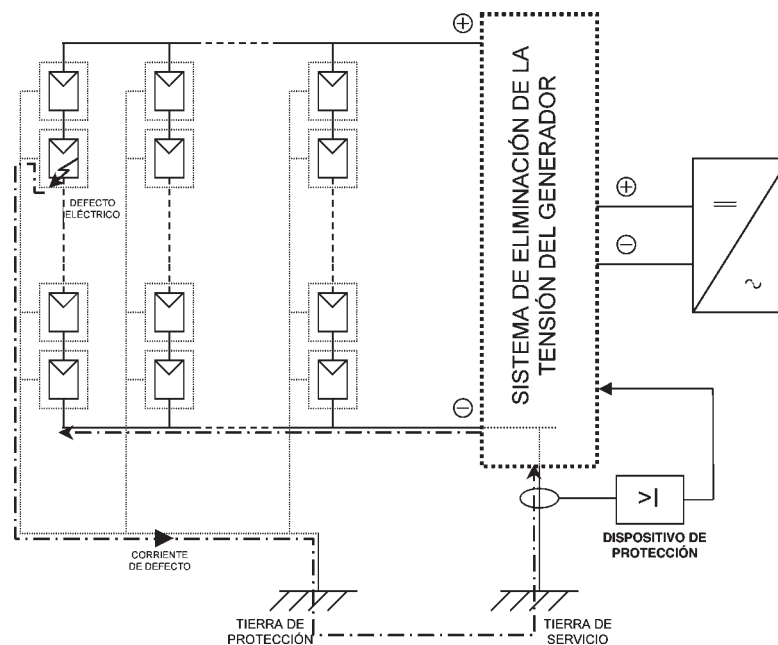


Figura 1.3. Dispositivo de protección en un generador conectado a tierra esquema TT y sistema de eliminación de la tensión del generador.

- Cumple la protección P3 de acuerdo con el apartado 2.4.1.1.

De nuevo, el valor de la corriente de ajuste ($I_{\Delta N}$) del dispositivo de protección debe elegirse de modo que sea mucho mayor que las corrientes de fuga que se puedan presentar en condiciones normales de funcionamiento en el generador, en ausencia de defectos de aislamiento. Como criterio general de diseño en instalaciones se puede elegir un ajuste dado por la expresión (2.4).

^{VI} CEI 479-1, *Efectos de la corriente sobre el hombre y los animales domésticos. Aspectos generales.* Comisión Electrotécnica Internacional, Ginebra, 1.994.

- Si el ajuste se realiza por debajo de 100 mA^[VI], sirve como protección complementaria para contactos directos.

2.6. SISTEMA DE ELIMINACIÓN DE LA TENSIÓN DE UN GENERADOR FOTOVOLTAICO.

La eliminación de la tensión de un generador fotovoltaico ante la aparición de un defecto eléctrico en el mismo, por procedimientos eléctricos únicamente puede realizarse con el cortocircuito del generador. Esta condición asegura la eliminación de la tensión de todo el campo de paneles con la única condición de que no existan ramas internamente abiertas, ramas que en este caso quedarían fuera de la protección.

La condición de cortocircuito no representa riesgo alguno para los materiales de la instalación, al ser las corrientes que se originan en estas condiciones muy próximas a las nominales. Las únicas consideraciones que si deben tenerse en cuenta son:

- a) Los contactores de cierre y apertura del cortocircuito deben estar diseñados para suprimir el arco eléctrico en corriente continua. Esto no representa un problema técnico ya que existen en el mercado contactores diseñados para tal fin.
- b) Realizar el cortocircuito a la salida del generador puede ocasionar daños importantes al inversor al quedar momentáneamente, y antes de que sus dispositivos de control realicen la desconexión, acoplado a la red de alterna con la parte de continua cortocircuitada. Para evitar esta situación, como paso previo al cortocircuito, el dispositivo de protección debe ordenar la separación del generador del inversor.

La figura 1.4 muestra la secuencia a seguir para la eliminación de la tensión de un generador fotovoltaico.

^{VI} CEI 479-1, *Efectos de la corriente sobre el hombre y los animales domésticos. Aspectos generales.* Comisión Electrotécnica Internacional, Ginebra, 1.994.

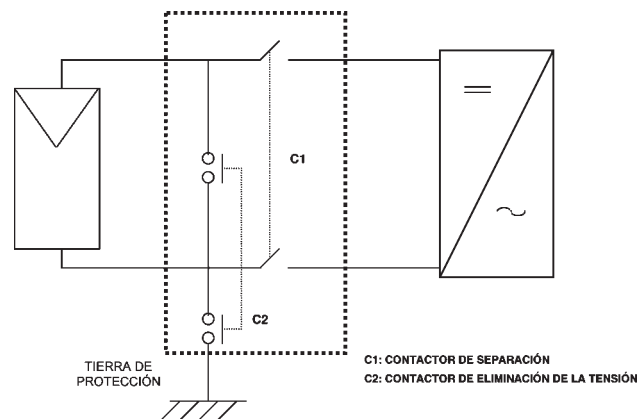


Figura 1.4. Sistema de eliminación de la tensión en un generador fotovoltaico.

En esta figura se observa como además de eliminar la tensión del sistema se obliga, con la puesta adicional con tierra, que todo el sistema tenga el potencial de tierra eliminando la posibilidad de riesgo eléctrico.

En el caso de generadores fotovoltaicos conectados a tierra, el cortocircuito del generador atendiendo a razones de protección de personas, contribuye además a limitar el riesgo de incendio que pueden originar corrientes de defecto importantes ante un primer defecto.

2.7. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA APLICACIÓN DE LOS DIFERENTES ESQUEMAS DE CONEXIÓN EN UN GENERADOR FOTOVOLTAICO.

En un generador fotovoltaico la configuración flotante, esquema IT, es la que ofrece un nivel mayor de seguridad frente a los choques eléctricos. Esta configuración, siempre que se mantenga un nivel de aislamiento en la instalación adecuado, protege frente a contactos directos e indirectos. Un descenso del aislamiento o un primer defecto eléctrico a masa o a tierra en la red hace que se tengan los mismos niveles de riesgo que en las configuraciones ligadas a tierra.

En el caso de un generador fotovoltaico conectado a tierra, utilizar un único electrodo tanto para la puesta a tierra del generador (electrodo de servicio) como para la puesta a tierra de las masas (tierra de protección), esquema de conexión TN, elimina el riesgo de contacto indirecto (ver apartado 2.4.1.2.). En este caso no hay que tener especial cuidado en conseguir una buena puesta a tierra, ya que la resistencia

del electrodo no influye en el riesgo. En caso contrario de utilizar dos electrodos de tierra, uno para las masas y otro para el generador, esquema de conexiones TT, para eliminar el riesgo por contacto indirecto, en general, se necesitan resistencias de puesta a tierra muy bajas, difíciles de conseguir en la mayoría de las instalaciones. Por tanto como conclusión, se puede establecer que en un generador fotovoltaico unido a tierra solo se recomienda utilizar el esquema de conexiones TN.

2.8. VIABILIDAD DE LAS MEDIDAS DE PROTECCIÓN EN GENERADORES FOTOVOLTAICOS.

La implantación de las medidas de protección activas (opción P2+P4), analizadas en los apartados anteriores, en instalaciones fotovoltaicas, requiere en primer lugar efectuar una comprobación de su viabilidad mediante el análisis detallado de los distintos factores que intervienen en la protección: disponibilidad y operatividad de dispositivos, compatibilidad de las variables que sirven para la actuación del dispositivo (valor de ajuste, valor en condiciones normales), tiempos de respuesta. Así, será necesario analizar dependiendo de la configuración del generador fotovoltaico:

- **Generadores flotantes:**

- Conocimiento de las variables que influyen sobre la **resistencia de aislamiento** de los generadores fotovoltaicos sin defectos eléctricos y su orden de magnitud. A partir de este punto se puede establecer el valor de ajuste del dispositivo de protección, compatible con las condiciones normales de funcionamiento, para proporcionar protección de contactos indirectos ó, con ajustes más severos, alcanzar adicionalmente la protección complementaria de contactos directos.
- **Tiempo de respuesta** del sistema de eliminación de la tensión del generador fotovoltaico.
- La **disponibilidad y operatividad de dispositivos** comerciales que presentan los requerimientos necesarios para aplicar esta medida de protección ya fue comprobada en ^[13].
- Error de las medidas de aislamiento proporcionadas por los dispositivos comerciales y posibles consecuencias sobre la seguridad y el rendimiento del generador fotovoltaico.

- **Generadores conectados a tierra:**

- Conocimiento de las variables que influyen sobre la **corriente permanente de fuga a tierra** de los generadores fotovoltaicos sin defectos eléctricos y su orden de magnitud. A partir de este punto se puede establecer el valor de ajuste del dispositivo de protección, compatible con las condiciones normales de funcionamiento, para proporcionar protección de contactos indirectos ó, con ajustes más severos, alcanzar adicionalmente protección complementaria de contactos directos.
- **Disponibilidad** en el mercado **de dispositivos** que presenten los requerimientos necesarios para aplicar esta medida de protección **y la operatividad de los mismos**.
- Compatibilidad entre el **tiempo de respuesta** del sistema de eliminación de la tensión del generador y el tiempo establecido en las medidas de protección de choques eléctricos.

En los siguientes capítulos de esta Tesis Doctoral se hace un análisis detallado de todos estos factores y se determinan las condiciones que deben cumplir las instalaciones fotovoltaicas para garantizar la viabilidad de estas medidas activas de protección.

CAPÍTULO III. Análisis de aislamiento eléctrico de un generador fotovoltaico

3.1. INTRODUCCIÓN.

El aislamiento eléctrico de un generador fotovoltaico es una variable fundamental para conseguir un correcto funcionamiento de la instalación tanto desde el punto de vista de la seguridad de las personas como de los equipos. Un buen aislamiento de las partes eléctricamente activas del generador fotovoltaico permite alcanzar tres objetivos fundamentales:

- a) La seguridad de las personas: Disminuye el riesgo del choque eléctrico impidiendo por un lado el contacto directo con las partes activas y por otro que las masas metálicas adquieran tensiones peligrosas.
- b) El mantenimiento de un funcionamiento adecuado y fiable del módulo (sin grandes disminuciones de la potencia) durante su vida útil.
- c) Evitar el riesgo de incendio en el generador fotovoltaico.

Es imposible conseguir que el aislamiento de un módulo sea perfecto y siempre se origina una **corriente de fuga** entre los elementos eléctricamente activos y los marcos metálicos unidos a tierra (orden de magnitud de nA a μ A). Esta pequeña corriente de fuga origina por corrosión electroquímica^[14,15] de diversos tipos^[15,16] una degradación progresiva del material aislante del módulo fotovoltaico responsable del incremento de la resistencia serie y el descenso de la resistencia paralelo del módulo^[17,18,19], provocando el descenso de su rendimiento eléctrico^[14,20,21]. Esta corrosión puede desencadenar también un riesgo muy alto de ruptura dieléctrica del aislamiento del módulo^[21].

La variable que permite establecer un criterio de vida útil del módulo, basándose en una reducción de la potencia de salida del módulo, es la corriente de fuga acumulada a lo largo del tiempo obtenida por integración. Esta variable fue descrita en la década de los 80s para módulos de silicio cristalino (c-Si)^[21] y de lamina delgada (a-Si)^[14] y posteriormente en ^[22] como una medida directa del nivel de daño de la corrosión electroquímica.

El aislamiento eléctrico de un generador fotovoltaico se evalúa midiendo mediante procedimientos normalizados la variable **resistencia de aislamiento a tierra**. La medida de esta resistencia mediante un dispositivo denominado Megaohmetro ó óhmetro de gran impedancia (en adelante Megger) está caracterizada por la existencia de un transitorio asociado a la medida previo a la obtención final del valor de resistencia en régimen permanente.

En un generador flotante en condiciones normales de funcionamiento la resistencia de aislamiento presenta valores más o menos elevados (de $k\Omega$ a $M\Omega$) dependiendo fundamentalmente del tamaño del generador, de las características de aislamiento de los módulos empleados y de las condiciones meteorológicas. Sin embargo, en situaciones puntuales originadas bien por un defecto eléctrico, bien por un contacto directo de una persona con las partes activas, la resistencia de aislamiento decrece.

Los **dispositivos activos de protección de generadores flotantes** miden esta resistencia de aislamiento y operan cuando esta resistencia desciende por debajo de su nivel de ajuste. Esto constituye un medio eficaz para detectar un defecto de aislamiento que posteriormente pueda originar riesgo de incendio o de choque eléctrico por contacto directo o indirecto, provocando en tal caso un aviso de alarma o directamente la desconexión de la instalación.

Para un generador dado y en condiciones normales de funcionamiento el valor de esta resistencia de aislamiento no es fijo sino que fluctúa ampliamente en función de distintas variables que más adelante se analizarán. El valor mínimo de esta variación condicionará el valor máximo de ajuste del dispositivo de protección y por tanto el nivel de protección que se puede alcanzar en la instalación. La carencia de medidas de resistencia de aislamiento en generadores reales no permite conocer a priori la compatibilidad entre los valores mínimos de aislamiento sin defectos eléctricos y los umbrales de actuación de dispositivos activos que garantice la protección de choques eléctricos en generadores flotantes. Las únicas medidas localizadas de generadores reales^[23] (muy básicas) solo crean más incertidumbre para alcanzar este objetivo al mostrar que existen grandes variaciones -factor de 1 a 10- en la resistencia de aislamiento del generador sin que presente ningún tipo de defecto eléctrico.

Para determinar el valor de este nivel de protección, y por tanto la operatividad de tales dispositivos de protección en generadores fotovoltaicos flotante, es necesario en primer lugar conocer:

- **¿Cuáles son las variables, y de qué forma influyen sobre el aislamiento de un generador fotovoltaico?.**

- **¿Cuál es el régimen transitorio asociado a la medida de la resistencia de aislamiento de un generador fotovoltaico?**

En el presente capítulo se dará respuesta a estas dos preguntas realizando un análisis detallado del aislamiento de un generador fotovoltaico. Este análisis permitirá:

- Conocer las variables y situaciones meteorológicas más adversas que condicionan el mínimo aislamiento y su orden de magnitud. Este dato permitirá determinar el margen de maniobrabilidad de los dispositivos activos de protección de choques eléctricos en generadores flotantes.
- Conocer las características del régimen transitorio asociado a la medida de la resistencia de aislamiento de un generador. Este análisis se podrá utilizar para determinar las características del régimen transitorio del establecimiento de corrientes por una persona en generadores flotantes ante un contacto directo. Aunque este transitorio será estudiado en detalle en el capítulo próximo, se demostrará que los datos obtenidos en este capítulo son suficientes para seleccionar el dispositivo de protección que realice una protección complementaria frente a estos contactos directos.

Este capítulo se estructura en dos partes una primera teórica y una segunda práctica donde se analizan las medidas de aislamiento realizadas a un generador fotovoltaico de 68 kWp (detalles del generador en Anexo A).

En la primera parte se modela un circuito eléctrico equivalente para el aislamiento del generador fotovoltaico entre las partes activas y marcos metálicos unidos a tierra. Este modelo será utilizado por un lado, para evaluar el riesgo eléctrico en situaciones de defecto y, por otro lado para justificar teóricamente el comportamiento experimental observado de las medidas de aislamiento del generador bajo diferentes condiciones meteorológicas, de configuración (en cortocircuito y en circuito abierto) y de periodo de tiempo (régimen transitorio y permanente).

En la segunda parte se procede a analizar las medidas experimentales de aislamiento del generador objeto de estudio bajo diferentes condiciones meteorológicas, de configuración (en cortocircuito y en circuito abierto) y de periodo de tiempo (régimen transitorio y permanente) para dar respuesta a las dos preguntas planteadas anteriormente.

3.2. NORMATIVA PARA MEDIR EL AISLAMIENTO ELÉCTRICO EN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

3.2.1. Módulo fotovoltaico individual.

En el ámbito internacional existen diferentes normas que regulan los ensayos a los que deben someterse los módulos fotovoltaicos para obtener una cualificación de diseño. El objeto de los ensayos propuestos en estas normas es demostrar, en la medida de lo posible, con razonables costes económicos y de tiempo, que el módulo fabricado con el mismo proceso que el del prototipo que ha pasado el ensayo funcionará correctamente y durante un periodo prolongado de tiempo formando parte de un generador fotovoltaico.

El ensayo de aislamiento eléctrico se incluye dentro de la secuencia de ensayos que proponen las diferentes normas para la cualificación del módulo fotovoltaico. Entre estas normas, la norma CEI 61.215^[24] para el caso de módulos fotovoltaicos de silicio cristalino y la CEI 61.646^[25] para el de silicio amorfo, ambas editadas por la Comisión Electrotécnica Internacional, son en la actualidad las más utilizadas en Europa. No obstante, algunos países europeos aplican adicionalmente normas nacionales entre las que cabe citar: NF-C57-100^[26] (Francia); DIN EN 50.178-11 y DIN EN 292-11^[27] (Alemania {módulos clase II}).

Las normas que utiliza Estados Unidos para la cualificación de módulos son: norma IEEE 1.262^[28] (editada por Institute for Electrical and Electronics Engineers), norma UL 1.703^[29] (editada por Underwriter Laboratory) y normas ASTM E 1.462-00^[30] y E 1.802-01^[31] (editada por American Society for Testing and Material).

En el anexo F se hace una descripción detallada de los ensayos de aislamiento eléctrico que proponen las normas de módulos individuales más utilizados.

3.2.2. Generador fotovoltaico.

Un generador fotovoltaico, como instalación eléctrica de baja tensión (< 1.500 V dc), debe someterse tras su construcción a una verificación inicial establecida en ^[4] y regulada por CEI 364-6-61^[32] y, dependiendo de las características del generador, a revisiones periódicas establecidas en REBT^[9] que incluyen ensayos de aislamiento eléctrico. No obstante, las peculiaridades propias de los generadores fotovoltaicos, características de funcionamiento y emplazamiento a la intemperie, no son recogidas en esta reglamentación general para proponer condiciones de ensayo y umbrales específicos. Por lo tanto, y en general, los condicionantes establecidos por esta

reglamentación general para realizar los ensayos específicos de aislamiento no son adecuados para los generadores fotovoltaicos.

Solamente se ha encontrado una norma en Estados Unidos, la ASTM E 2.047-9^[33] (descrita en anexo F), que propone un ensayo de aislamiento eléctrico de aplicación específica a generadores fotovoltaicos. Sin embargo, en esta norma, como aún está en estudio la influencia del aislamiento eléctrico del generador sobre la seguridad de personas y sobre el mantenimiento de un rendimiento adecuado durante la vida útil del generador, es el usuario el responsable de establecer el umbral de paso para el ensayo.

Se prevé que en un futuro a escala internacional, tanto para módulos individuales como para generadores, seguirán apareciendo normativas al respecto que suplan las lagunas hasta ahora encontradas. Sirva como ejemplo el proyecto de norma CEI 61.730-2^[34], que está desarrollando uno de los grupos que constituyen el comité técnico 82 (TC 82) de la Comisión Electrotecnia Internacional, que centran sus estudios, entre otros aspectos, en desarrollar normas para fijar las características de certificación y calidad de módulos fotovoltaicos en cuestiones de seguridad.

3.2.3. Objetivos de los diferentes ensayos de aislamiento eléctrico prescritos en normas de módulos fotovoltaicos.

La medida del aislamiento eléctrico sobre módulos fotovoltaicos, propuesta por las diferentes normas analizadas, está constituida por dos ensayos diferentes:

- **Medida de la corriente de fuga mediante alta tensión (hipot test):**

El objetivo de este ensayo es asegurar el aislamiento eléctrico entre las partes activas y masas metálicas. Este ensayo comenzó a realizarse en condiciones secas (dry hi-pot test). No obstante, pronto surgió un consenso entre la comunidad fotovoltaica de la necesidad de un ensayo de aislamiento con humedad (wet hi-pot test) al ser, en estas condiciones, las corrientes de fuga mayores, ensayo que finalmente se ha implantado.

Este ensayo de alta tensión proporciona información acerca de los niveles de corriente de fuga pero no necesariamente de la capacidad de resistir tensión del módulo (rigidez dieléctrica).

- **Medida de la resistencia de aislamiento:**

El objetivo de este ensayo es evaluar el sistema de aislamiento eléctrico del módulo en condiciones de humedad y verificar que la humedad no penetra en las partes

activas del módulo, donde puede causar daños por corrosión, faltas a tierra o motivar una situación potencial de riesgo eléctrico para las personas.

Existe otro ensayo de aislamiento eléctrico, ensayo de rigidez dieléctrica, que aunque no está propuesto en las normas analizadas, es muy conveniente que vaya generalizándose su aplicación para definir la protección de sobretensiones de generadores.

3.3. CIRCUITO ELÉCTRICO EQUIVALENTE ENTRE LAS PARTES ACTIVAS Y MARCOS METÁLICOS (MASAS) DE UN MÓDULO Y UN GENERADOR FOTOVOLTAICO.

3.3.1. Descripción de las corrientes de fuga.

Un módulo fotovoltaico presenta un nivel de aislamiento de sus partes activas con respecto a masa (partes metálicas del mismo) que no es infinito desde el momento de su construcción. Este nivel de aislamiento viene definido por una impedancia de fuga con una componente resistiva y otra capacitiva. La resistencia de aislamiento del módulo en régimen permanente se puede determinar aplicando la ley de ohm:

$$R = \frac{V}{I} \quad (3.1)$$

Así, aplicando una tensión continua y midiendo la corriente resultante se obtiene la resistencia de aislamiento. Hay dos factores importantes que deben ser considerados en esta medida: la naturaleza de la corriente y el tiempo en el que la tensión debe ser aplicada. Estos dos factores se deben considerar conjuntamente.

La corriente de fuga en el caso de un módulo fotovoltaico está constituida por tres componentes diferentes (figura 3.1):

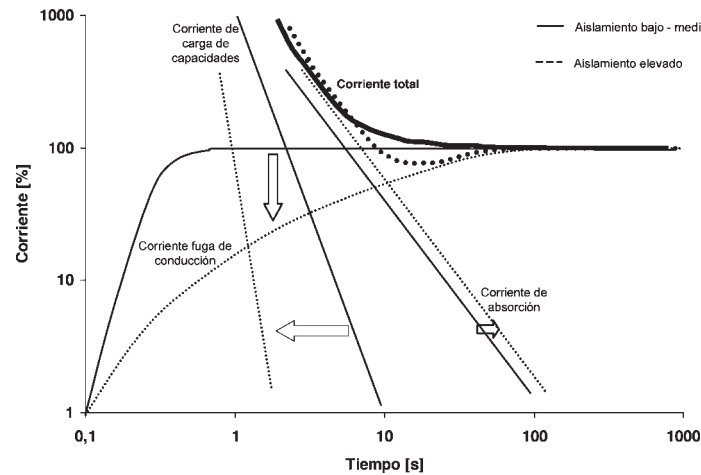


Figura 3.1. Componentes de la corriente de fuga en una medida de aislamiento de un módulo fotovoltaico.

- 1. Corriente de carga de capacidades.** Esta corriente es inicialmente alta y decrece a medida que el aislamiento alcanza la carga de la tensión aplicada. Este descenso es rápido cuando el módulo tiene un aislamiento elevado y más lento con un aislamiento bajo-medio.

En un módulo fotovoltaico la capacidad de aislamiento a masa está constituida por un lado por las partes activas de las células fotovoltaicas (cortocircuitadas o no) y por otro lado por las masas metálica del mismo donde el material dieléctrico es el material de encapsulado del módulo. Este condensador tiene una geometría bastante irregular.

- 2. Corriente de absorción.** Esta corriente es también inicialmente alta pero decrece a una tasa mucho más pequeña que la corriente de carga. Depende esencialmente de la naturaleza del material aislante.
- 3. Corriente de fuga de conducción.** En el caso de un aislamiento genérico esta corriente, más pequeña y que tarda un tiempo en estabilizarse, puede ser dividida en dos:
 - Corriente que circula por caminos de conducción a través del material aislante.
 - Corriente que circula por caminos sobre la superficie del material aislante.

Particularizando en el caso de un módulo fotovoltaico los distintos caminos de corrientes de fuga, que fueron identificados y calculados por Jet Propulsion Laboratory^[22], son los siguientes (figura 3.2):

- **(I_1):** desde el área de la célula a través del volumen de vidrio hasta la superficie superior del mismo y desde ahí hasta alcanzar las partes metálicas.
- **(I_2):** a lo largo del interfaz entre el vidrio y el material de encapsulado de EVA en la región entre la junta de silicona y el área de la célula.
- **(I_3):** a través del ancho del material de encapsulado de EVA a lo largo de todo el perímetro de la región borde.

Se considera despreciable la resistencia eléctrica del volumen de la junta de silicona entre la carcasa metálica y el borde del módulo.

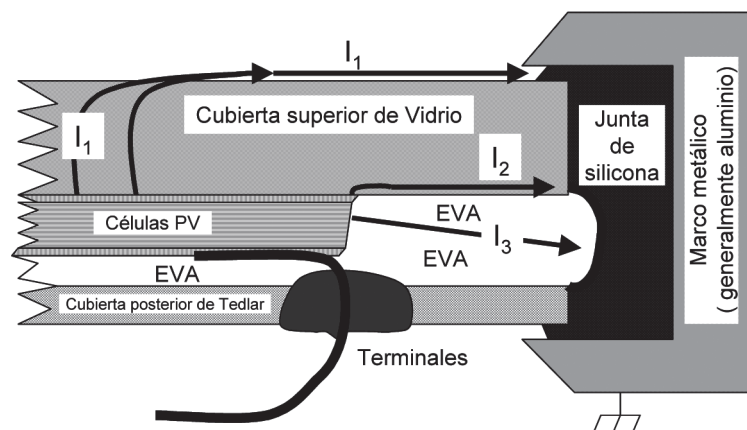


Figura 3.2. Corte esquemático de un módulo fotovoltaico con los distintos caminos de las corrientes de fuga a masa.

La corriente de fuga de conducción crece a un valor estable y permanente para una tensión aplicada concreta y bajo unas condiciones meteorológicas estables (humedad relativa, temperatura ambiente, irradiancia global, contaminación E). El crecimiento es rápido cuando el módulo tiene un aislamiento bajo-medio y más lento con un aislamiento elevado. Esta corriente permanente proporciona el valor de resistencia de aislamiento y por tanto da una relación directa del grado de calidad del mismo. Así, un incremento de esta corriente es un punto de posibles problemas futuros.

3.3.2. Técnicas de aislamiento empleadas en módulos fotovoltaicos.

Para alcanzar la efectividad del aislamiento eléctrico en un módulo fotovoltaico se deben bloquear todos los caminos de corrientes de fuga^[35] empleando materiales que presenten una alta resistividad volumétrica y de interfaz y una buena rigidez dieléctrica. El requerimiento de alta resistencia asegura que la corriente de fuga será pequeña y el requerimiento de buena rigidez dieléctrica sugiere que el estrés dieléctrico de zonas dentro del aislamiento (por ejemplo defectos de tipo hueco) tienen una alta tolerancia a las erosiones producidas por descargas parciales inducidas por la tensión aplicada. Si esta tolerancia es baja, el punto débil en el hueco crecerá uniéndose finalmente el espacio entre la célula y el marco metálico mediante la ruptura dieléctrica.

El material de encapsulado normalmente utilizado en módulos es EVA. Este presenta una baja tendencia a absorción de humedad y bajo contenido de iones con una alta resistividad volumétrica y de interfaz^[36] pero, no exhibe una característica especialmente buena de rigidez dieléctrica^[37]. Los aislamientos laminados como Tedlar ó Mylar presentan una alta resistividad y exhiben una favorable característica de rigidez, pero a diferencia del EVA, sus características químicas son más desfavorables desde otro punto de vista. De esta manera la mayoría de materiales encapsulantes son una combinación del EVA junto con Tedlar o Mylar.

El sistema de aislamiento empleado en módulos de lámina delgada (A-Si) (figura 3.3) es más susceptible a cambios meteorológicos que el empleado en módulos de silicio cristalino (C-Si)^[38]. Así, los módulos de silicio cristalino son encapsulados en un volumen de polímero (ejemplo EVA). En estos módulos la humedad debe penetrar en el volumen del encapsulante para alcanzar e interactuar con circuito eléctrico, que consiste típicamente en una metalización de una lámina delgada. En silicio amorfo y otras láminas delgadas, no existe un encapsulado en volumen en el módulo, el aislamiento eléctrico se consigue mediante capas delgadas de diferentes componentes. Una desventaja de esta última configuración es que existe un camino directo hacia el interior del módulo que permite que penetre la humedad y además los elementos conductores están muy próximos al borde del módulo. La calidad del aislamiento depende en este caso de la técnica de sellado de borde y la calidad de los materiales empleados.

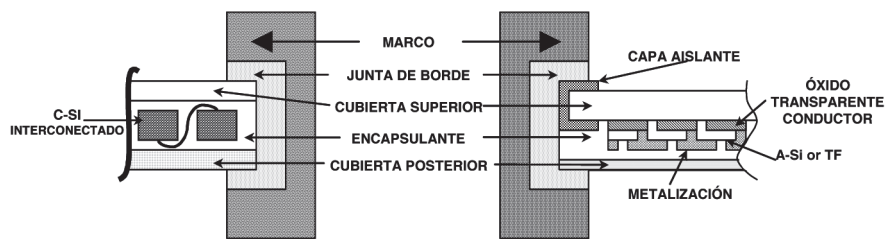


Figura 3.3. Construcción típica de un módulo de Silicio Cristalino (C-Si) y un módulo de lámina delgada (p.e. Silicio Amorfo) (A-Si).

3.3.3. Circuito eléctrico equivalente que modela el aislamiento de un módulo fotovoltaico.

El circuito eléctrico equivalente que caracteriza el comportamiento real del aislamiento de un módulo fotovoltaico se puede obtener considerando la respuesta en el tiempo de su corriente de fuga, ver apartado 3.3.1. (figura 3.1). Este circuito estará constituido por una capacidad (C), una resistencia serie (Rs) y una resistencia paralelo (Rp), ver figura 3.4.

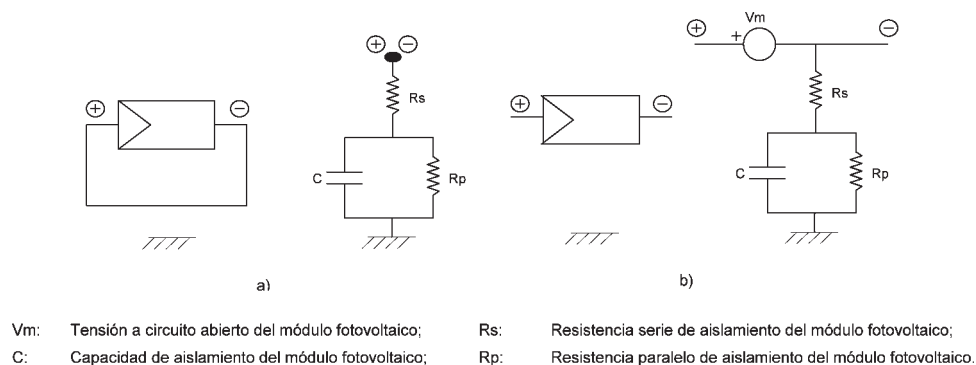


Figura 3.4. Circuito eléctrico equivalente del aislamiento de un módulo en cortocircuito (a) y en circuito abierto (b).

Se puede modelar el circuito eléctrico equivalente que caracterice el comportamiento real del aislamiento de todo un generador fotovoltaico asociando los circuitos equivalentes de diferentes módulos individuales. La figura 3.5 muestra este circuito para un generador fotovoltaico constituido por m ramas de n módulos en serie tanto en cortocircuito como en circuito abierto.

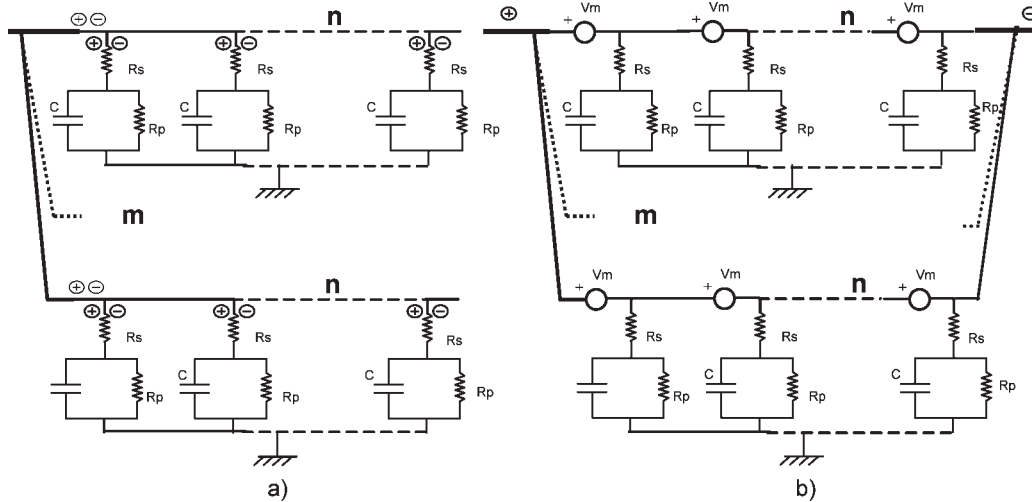


Figura 3.5. Circuito eléctrico equivalente del aislamiento de un generador en cortocircuito (a) y en circuito abierto (b).

3.3.4. Validación del modelo de circuito equivalente con medidas experimentales.

3.3.4.1. Módulo fotovoltaico.

El principio de medida de la resistencia de aislamiento de un módulo fotovoltaico empleando un Megger (apartado 3.2) se basa en aplicar una tensión de ensayo continua (V_e) y medir la corriente de fuga ($i[t]$) como se muestra en la figura 3.6-a).

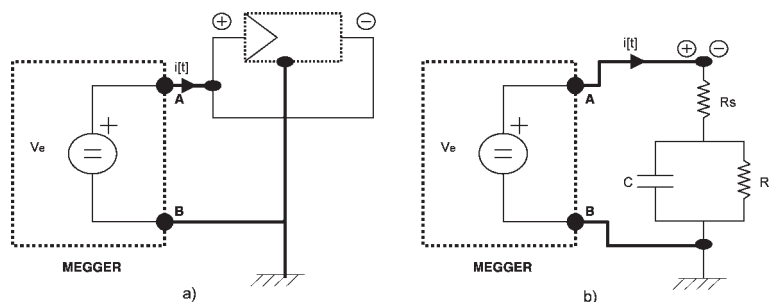


Figura 3.6. Megger conectado a un módulo fotovoltaico en cortocircuito (a), circuito eléctrico equivalente de la medida (b).

El circuito eléctrico equivalente de la medida para el caso del módulo en cortocircuito se muestra en la figura 3.6-b). En este circuito de primer orden, la corriente teórica de fuga ($i[t]$) medida por el Megger obedece a la expresión siguiente:

$$i[t] = V_e * \left[\frac{R_s}{(R_s + R_p) * R_s} + \frac{R_p}{(R_s + R_p) * R_s} * e^{\frac{-t}{\tau}} \right] \quad (3.2)$$

donde τ es la constante de tiempo expresada por:

$$\tau = C \frac{R_s * R_p}{R_s + R_p} \quad (3.3)$$

C: Capacidad de aislamiento del módulo fotovoltaico;

R_s: Resistencia serie de aislamiento del módulo fotovoltaico;

R_p: Resistencia paralelo de aislamiento del módulo fotovoltaico.

A partir de la ecuación (3.2), el valor teórico de la impedancia operacional de aislamiento vista por el Megger en los terminales A-B de medida (Z_{ISOM}) para una tensión de ensayo aplicada de valor (V_e), puede expresarse por:

$$Z_{ISOM} = \frac{V_e}{i[t]} = \frac{R_s(R_s + R_p)}{R_s + R_p * e^{\frac{-t}{\tau}}} \quad (3.4)$$

Si se definen los parámetros $F = R_p/R_s$ y $R_{ISOM} = R_s + R_p$, la ecuación (3.4) puede expresarse como:

$$Z_{ISOM} = R_s \frac{1 + F}{1 + F * e^{\frac{-t}{\tau}}} = \frac{R_{ISOM}}{1 + F * e^{\frac{-t}{\tau}}} \quad (3.5)$$

y la constante de tiempo como:

$$\tau = C * R_{ISOM} * \frac{F}{[F + 1]^2} \quad (3.6)$$

De acuerdo con la ecuación (3.5), la impedancia teórica de aislamiento sigue la curva de carga de una capacidad con una resistencia serie y otra paralelo. En el instante inicial el valor de Z_{ISOM} coincidirá con la resistencia serie (R_s) del módulo y tenderá a la suma de resistencia serie y paralelo (resistencia de aislamiento del módulo) para un tiempo infinito.

Conocer los valores de R_s y R_p por separado a partir de las medidas proporcionadas por los Meggers comerciales no es inmediato. Estos dispositivos solo dan el valor de impedancia para un tiempo después de cero (normalmente > 5 s) y es complicado extrapolar la medida experimental para el tiempo cero donde el valor de la impedancia teórica vale precisamente R_s . No obstante, es posible obtener ambos parámetros a partir de dos medidas distintas que proporcione el Megger en su evolución temporal mediante un sistema de ecuaciones.

Por ejemplo, considerando la medida experimental del Megger de régimen permanente (R_{ISOMEDrp}) y aquella otra que representa el 50% del valor de régimen permanente ($R_{\text{ISOMED50\%}} \{=0,5 * R_{\text{ISOMEDrp}}\}$) el sistema de ecuaciones que se tiene igualando las medidas experimentales con el valor teórico dado por la ecuación (3.5) permite conocer R_s y R_p independientemente:

- Medida en régimen permanente ($t=\infty$):

$$Z_{\text{ISOM}}_{t=\infty} = \frac{R_{\text{ISOM}}}{1 + F * e^{-\frac{\infty}{\tau}}} = R_{\text{ISOM}} = R_{\text{ISOMEDrp}} \quad (3.7)$$

|| Curva Teórica ||
|| Dato Experimental Medido ||

- Medida para el 50% del valor de régimen permanente:

$$Z_{\text{ISOM}}_{t=t_{50}} = \frac{R_{\text{ISOM}}}{1 + F * e^{-\frac{t_{50}}{\tau}}} = R_{\text{ISOMED50\%}} = 0,5 * R_{\text{ISOMEDrp}} \quad (3.8)$$

|| Curva Teórica ||
|| Dato Experimental Medido ||

donde:

t_{50} : Tiempo necesario para que la medida experimental alcance el 50% del valor de régimen permanente.

Introduciendo el valor de R_{ISOM} de la expresión (3.7) en la (3.8) y despejando t_{50} se tiene:

$$\Rightarrow t_{50} = \tau * \text{Ln}[F] \quad (3.9)$$

Sustituyendo en la ecuación (3.9) el valor de τ en función de F dado en la ecuación (3.6) se tiene:

$$t_{50} = C * R_{ISOM} \frac{F}{(F+1)^2} * \text{Ln}[F] \quad (3.10)$$

Reordenando términos en la expresión anterior obtenemos la ecuación explícita (3.11) que permite determinar el valor del parámetro F a partir de datos experimentales medidos por el Megger:

C: Capacidad de aislamiento del módulo fotovoltaico;

R_{ISOM} : Impedancia de aislamiento del módulo vista por el Megger en régimen permanente (resistencia de aislamiento del módulo);

t_{50} : Tiempo necesario para que la medida experimental alcance el 50% del valor de régimen permanente.

$$\text{EXP} \left[\frac{t_{50}}{C * R_{ISOM}} * \frac{(F+1)^2}{F} \right] - F = 0 \quad (3.11)$$

Conocidos los parámetros R_{ISOM} y F se puede determinar el valor de la resistencia serie (R_s) y paralelo (R_p) a partir de las siguientes expresiones:

$$R_s = \frac{R_{ISOM}}{(1+F)}; \quad R_p = F * R_s \quad (3.12)$$

En la figura 3.7 se muestra, para una tensión de ensayo (V_e) de 500 V, la impedancia de aislamiento medida experimentalmente y la obtenida de forma teórica por la ecuación (3.4) **cuando el aislamiento del módulo es bajo-medio**. El módulo ensayado corresponde al I-106 de Isofotón, (características en Anexo A). Como se puede observar en dicha figura la curva teórica, obtenida a través del circuito equivalente, coincide prácticamente con la medida experimentalmente. Este resultado permite validar el modelo de circuito eléctrico equivalente propuesto para el aislamiento del módulo fotovoltaico.

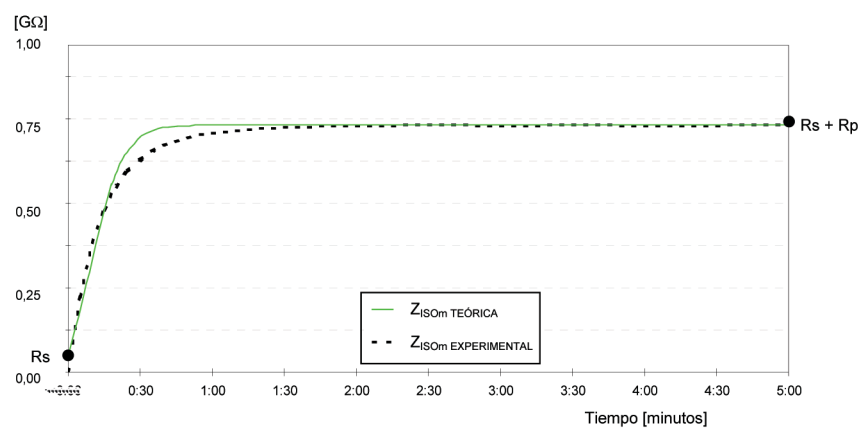


Figura 3.7. Impedancia teórica y experimental frente al tiempo del aislamiento del módulo fotovoltaico I-106 de Isofotón (aislamiento del módulo bajo-medio).

La figura 3.8 muestra las mismas curvas que la figura 3.7 cuando el **aislamiento del módulo es elevado**. Se observa en este caso que la curva teórica tiene una pequeña discrepancia con la medida experimental. Esta discrepancia no se debe a un mal modelado del circuito eléctrico equivalente del aislamiento del módulo. En esta situación de valores elevados de R_s y R_p , la inductancia de los cables de conexión del circuito adquieren importancia y el transitorio de la medida tiende a alejarse del comportamiento de un circuito de primer orden y se acerca al de uno de segundo orden.

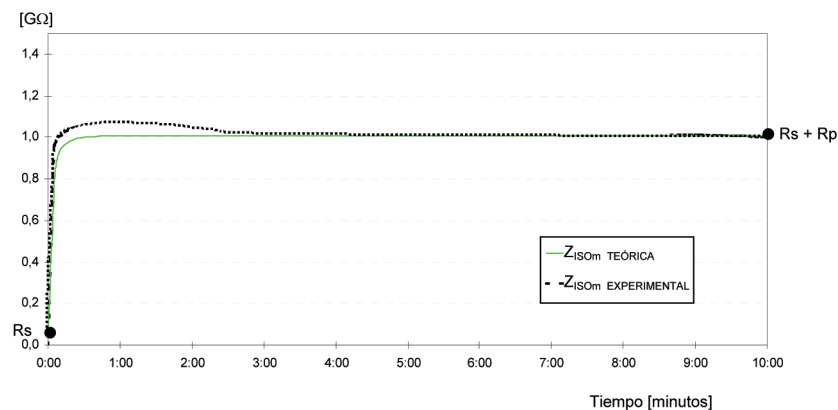


Figura 3.8. Impedancia teórica y experimental frente al tiempo del aislamiento del módulo fotovoltaico I-106 de Isofotón (aislamiento del módulo elevado).

3.3.4.2. Generador fotovoltaico.

En el caso de un generador fotovoltaico en cortocircuito (m ramas en paralelo cada una de n módulos en serie) el circuito equivalente de medida se forma con la combinación serie paralelo del circuito equivalente de cada uno de los módulos. Al igual que para el módulo individual la medida de la resistencia de aislamiento del generador se basa en aplicar una tensión de ensayo (V_e) y medir la corriente de fuga ($i_G(t)$) tal como se muestra en la figura 3.9.

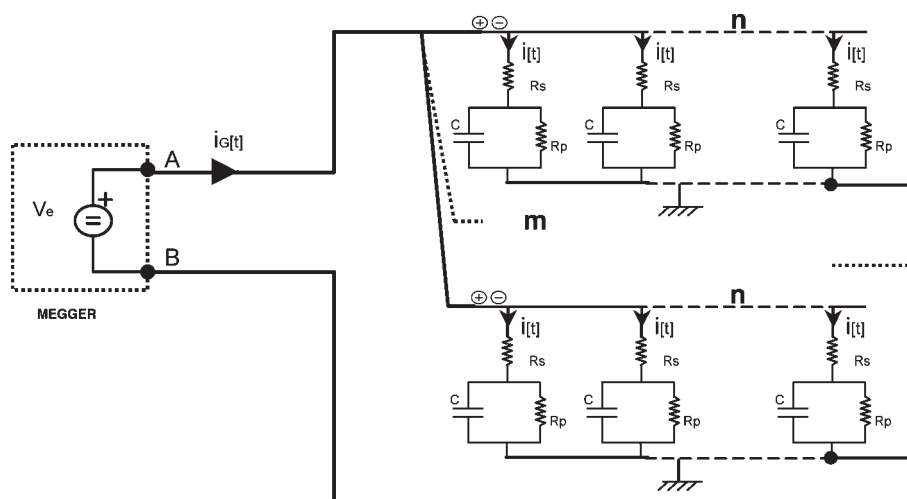


Figura 3.9. Megger conectado a un generador fotovoltaico en cortocircuito, circuito eléctrico equivalente de la medida.

La corriente teórica de fuga ($i(t)$) por cada uno de los módulos obedece a la ecuación diferencial de primer orden (3.2). Si se supone que todos los módulos del generador tienen las mismas características de aislamiento, iguales valores de R_s , R_p y C , la corriente fuga total del generador será $m \times n$ veces la corriente ($i(t)$). La corriente total medida por el Megger en los mismos terminales A-B ($i_G(t)$) vendrá dada por la expresión:

$$i_G[t] = \sum_1^{m*n} i[t] = m * n * i[t] = \frac{m * n * V_e}{\frac{R_{ISOm}}{1 + F * e^{-\frac{t}{\tau}}}} \quad (3.13)$$

Conocida esta corriente, la impedancia de aislamiento (Z_{ISO}) del generador fotovoltaico vista por el Megger en los terminales A-B se puede obtener por medio de la ecuación:

$$Z_{ISO} = \frac{V_e}{i_G[t]} = \frac{R_{ISOm}}{m * n * \left(1 + F * e^{-\frac{t}{\tau}}\right)} = \frac{R_{ISO}}{\left(1 + F * e^{-\frac{t}{\tau}}\right)} \quad (3.14)$$

donde:

R_{ISO} : Impedancia de aislamiento del generador vista por el Megger en régimen permanente (resistencia de aislamiento del generador).

De acuerdo con esta expresión, en cualquier instante de la medida, el valor de la impedancia de aislamiento del generador se obtiene dividiendo la de un módulo individual por el número total de módulos que componen dicho generador.

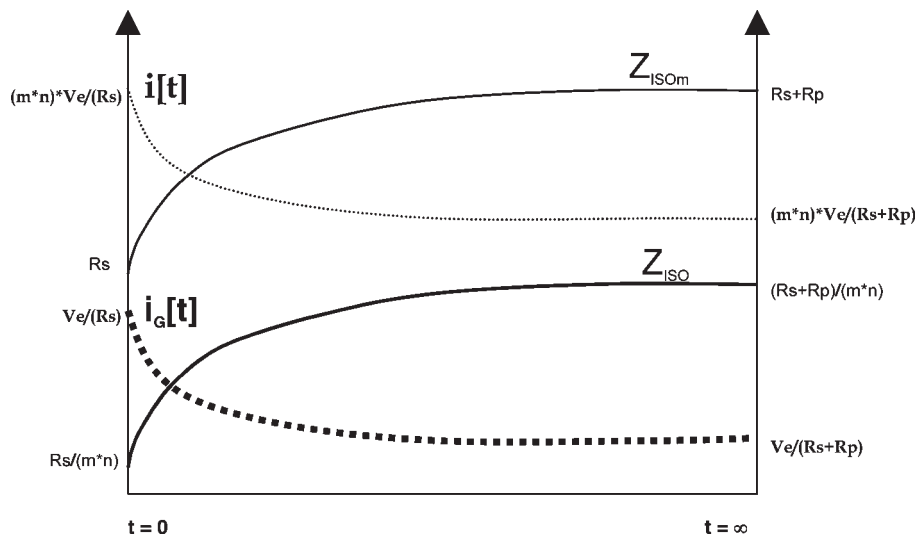


Figura 3.10. Evolución temporal de corriente de fuga y impedancia de aislamiento vista por el Megger para un módulo y un generador fotovoltaico.

En la figura 3.11 se muestra, para una tensión de ensayo (V_e) de 500 V, la impedancia de aislamiento medida experimentalmente y la obtenida de forma teórica por la ecuación (3.14) en un generador fotovoltaico de 68 kWp (características en Anexo A) cuando el **aislamiento del generador** es **bajo-medio**. Como se puede observar en dicha figura la curva teórica, obtenida a través del circuito equivalente, coincide prácticamente con la medida experimentalmente. Este resultado permite también validar el modelo de circuito eléctrico equivalente propuesto para el aislamiento de un generador fotovoltaico.

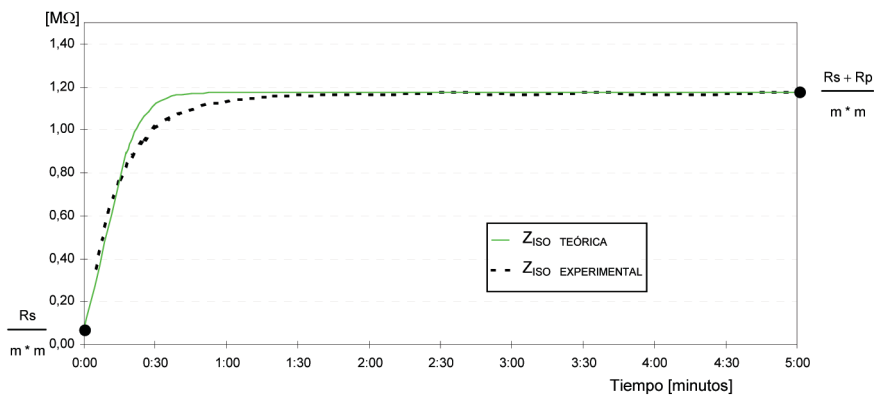


Figura 3.11. Impedancia teórica y experimental frente al tiempo del aislamiento de un generador fotovoltaico de 68 kWp (aislamiento bajo-medio).

Cuando el **aislamiento del generador es elevado**, existe una pequeña discrepancia entre la impedancia de aislamiento experimental y la obtenida de forma teórica (ver figura 3.12) por las mismas razones que las apuntadas en el caso de un módulo individual.

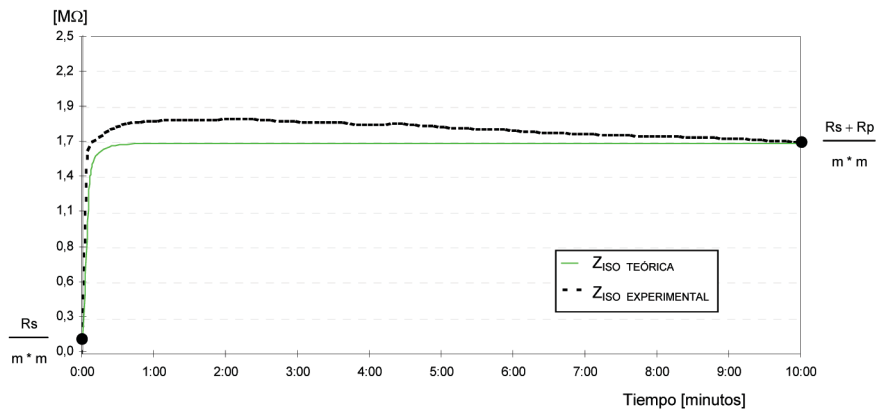


Figura 3.12. Impedancia teórica y experimental frente al tiempo del aislamiento de un generador fotovoltaico de 68 kWp (aislamiento elevado).

3.4. ANÁLISIS DEL AISLAMIENTO EN FUNCIÓN DE LAS CONDICIONES MEDIOAMBIENTALES.

3.4.1. Introducción

En este apartado se estudia la influencia que tienen las condiciones medioambientales sobre el valor del aislamiento que presenta un generador fotovoltaico. Mediante este estudio se pretende: determinar cuáles son las variables meteorológicas que tienen influencia sobre el aislamiento; obtener la relación que existe entre éste y el valor de la variable meteorológica; y conocer las condiciones extremas que proporcionan el aislamiento mínimo del generador.

En el anexo B se hace una descripción de los equipos y procedimientos que se han utilizado para efectuar la medida. Las instalaciones donde se ha llevado a cabo el estudio son las instalaciones del Proyecto Univer^[39], concretamente uno de sus generadores de 68 kWp cuyas características se describen en el anexo A.

Los datos que se han obtenido en cada proceso de medida han sido los siguientes:

- Valor medio cada minuto de las variables meteorológicas: **humedad relativa, temperatura ambiente, irradiancia global** incidente sobre la superficie de los módulos y **presión atmosférica**.

- Valor medio cada minuto de la **resistencia de aislamiento** y valor puntual cada 30 minutos de la **capacidad a tierra**.

Estos datos han sido sometidos a un doble filtrado:

- Por un lado, para obtener correctamente la variación del aislamiento con la humedad relativa, y dada su fuerte dependencia^[38], solo se han considerado aquellos datos de aislamiento obtenidos dentro de intervalos de tiempo en los cuales la humedad relativa ha tenido cierta estabilidad (variaciones inferiores al 15% de humedad relativa en un periodo de 2 horas). De esta forma, se asegura, dada la inercia que tiene el proceso de ingreso de la humedad externa en el material aislante, que exista un equilibrio entre la humedad ambiente medida y la interna del material aislante del módulo fotovoltaico.
- Por otro lado, se han eliminado los datos correspondientes a los 5 primeros minutos de cada medida (23 minutos de duración). Esto permite eliminar el transitorio inicial asociado a la medida del aislamiento y medir, por tanto, solo los datos asociados al régimen permanente.

En este estudio no se ha analizado la dependencia del aislamiento de otras variables como polución industrial, presencia de sales (en ambientes marítimos^É), las cuales influye en el mismo bien de forma puntual reversible como se apunta en ^[40] o de forma permanente degradándolo como se apunta en ^[41,42]. Esta dependencia podría ser objeto de estudio en otros trabajos de investigación.

A continuación se presentan los resultados obtenidos. En primer lugar, se muestra la variación a lo largo del día de la resistencia y capacidad de aislamiento así como de las variables meteorológicas descritas anteriormente. Se han escogido para el estudio tres días típicos de los meses del año donde el aislamiento presenta sus menores valores, finales de otoño a principios de primavera y que representan a un clima mediterráneo del lugar de la medida (ciudad de Jaén), estos días son: días totalmente despejados (denominados en adelante días tipo A); días con sol y nubes (tipo B); y días donde se producen precipitaciones a cualquier hora del día (tipo C). En segundo lugar, se muestran los datos de resistencia y capacidad de aislamiento como función de la humedad relativa manteniendo constante la temperatura y, también recíprocamente como función de la temperatura manteniendo constante la humedad relativa. Finalmente se expone la dependencia sobre la resistencia de aislamiento de la irradiancia global y la presión atmosférica.

3.4.2. Variación de la resistencia y capacidad de aislamiento a lo largo del día.

Las figuras 3.13, 3.14 y 3.15 presentan en su parte inferior la variación a lo largo del día de la capacidad y resistencia de aislamiento del generador fotovoltaico y en la parte superior la de las distintas variables meteorológicas para los días tipo A, B y C respectivamente.

a) Día tipo A.

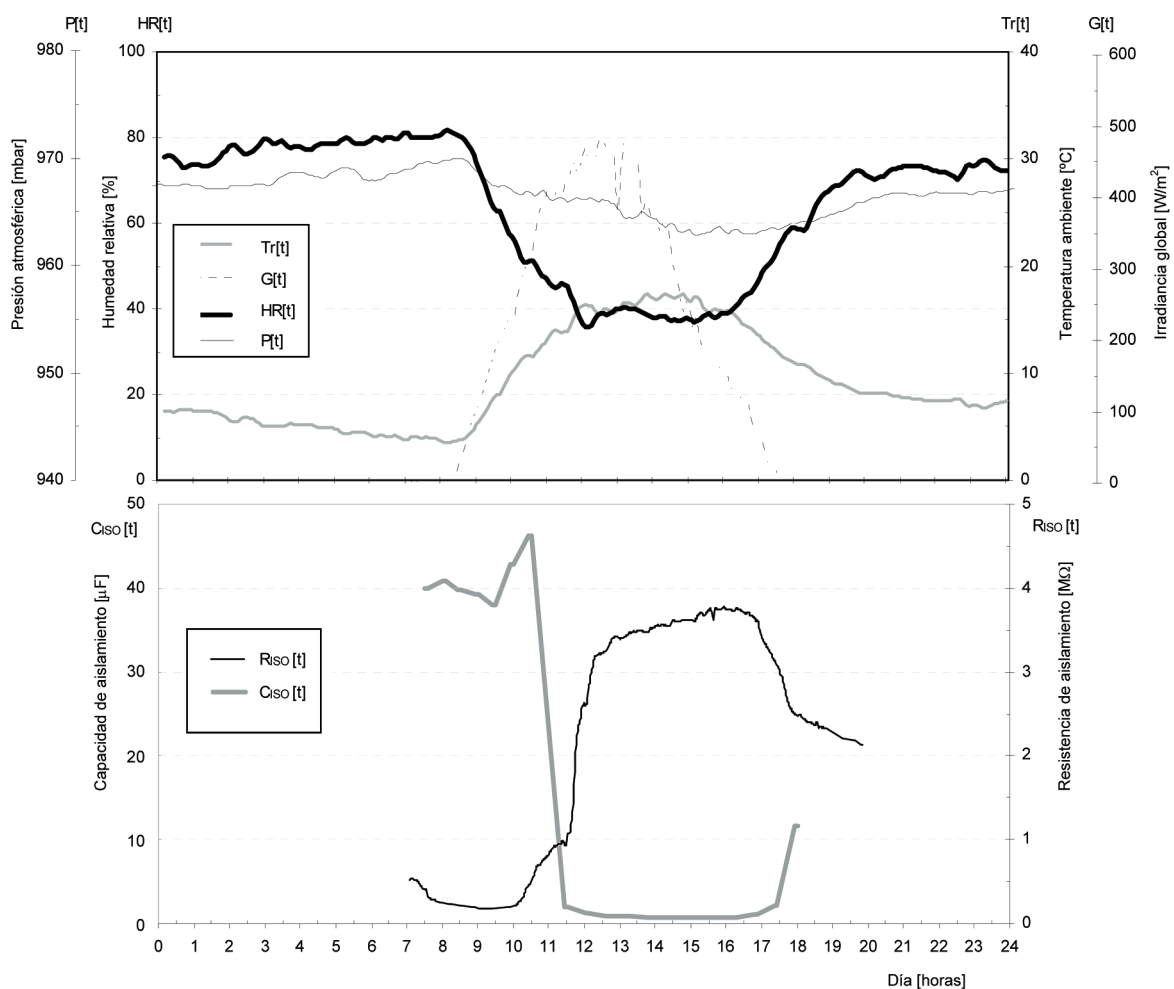


Figura 3.13. Gráfica de variables de aislamiento y condiciones meteorológicas típicas para un día tipo A.

Observando las gráficas obtenidas para este día, se ve que existe una gran correlación entre las campanas que presentan las gráficas de la resistencia y capacidad de aislamiento con las campanas de las gráficas de la humedad relativa y de la temperatura ambiente.

Un análisis más detallado de estos datos permite deducir este comportamiento de las variables de aislamiento. En efecto, la existencia de una fuerte helada matinal en este día, provocada por un amanecer despejado con baja temperatura y alta humedad relativa, origina que ambas caras de los módulos fotovoltaicos del generador presenten escarcha. Cuando sale el sol ($\cong 8:00$ h), esta escarcha empieza a condensarse penetrando en el aislamiento del módulo lo que origina que la resistencia tienda a decrecer y la capacidad a crecer hacia sus valores mínimos y máximos respectivamente. Transcurrido un periodo aproximadamente de una hora y media desde la salida del sol ($\cong 9:30$ h), cuando la irradiancia global comienza a ser importante, los módulos inician un proceso de secado rápido. Este secado unido a una disminución importante de la humedad relativa y al aumento de la temperatura provoca que la resistencia tienda al valor máximo diario y la capacidad al mínimo.

b) Día tipo B.

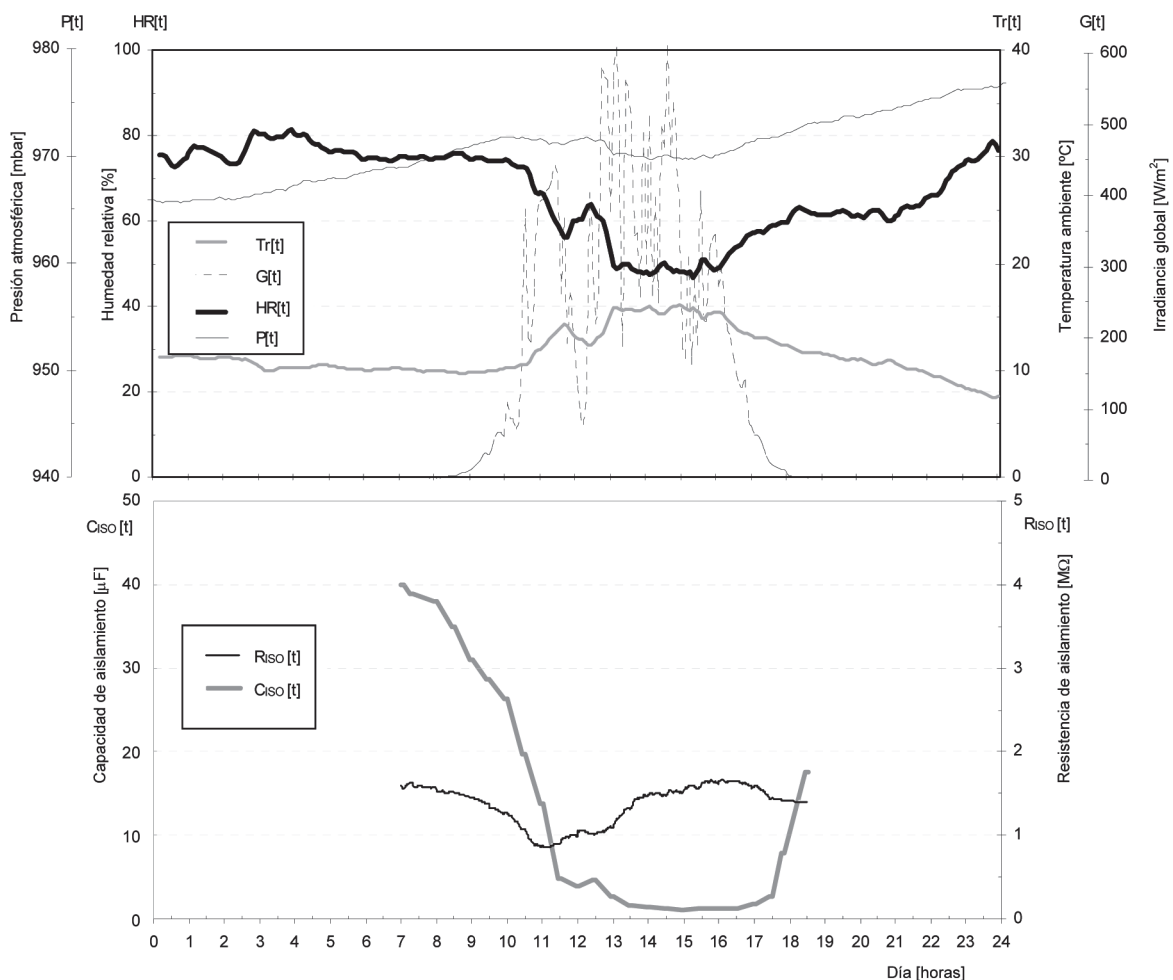


Figura 3.14. Gráfica de variables de aislamiento y condiciones meteorológicas típicas para un día tipo B.

La gráfica para este día muestra como, al amanecer, valores de humedad relativa solo ligeramente inferiores a los medidos en el mismo periodo para el día tipo A provocan valores de resistencia de aislamiento 6 veces mayores. Esta gran diferencia es debida a la existencia de nubes durante la noche, antes del amanecer, que suaviza las variables meteorológicas e impide la posibilidad de fuertes heladas matinales. No obstante, se observa como la condensación del rocío que hay al amanecer sobre los módulos, menos importante que en días con heladas, sigue originando una disminución de la resistencia de aislamiento.

También se puede observar, comparando las gráficas de las figuras 3.13 y 3.14, como la menor irradiancia global, obtenida a lo largo del día tipo B, lleva asociada una variación más suave del resto de las variables meteorológicas. Esto origina que en días nublados (tipo B) los valores extremos de resistencia (máximo) y de capacidad (mínimo) sean menores que los alcanzados en días soleados (tipo A).

c) Día tipo C.

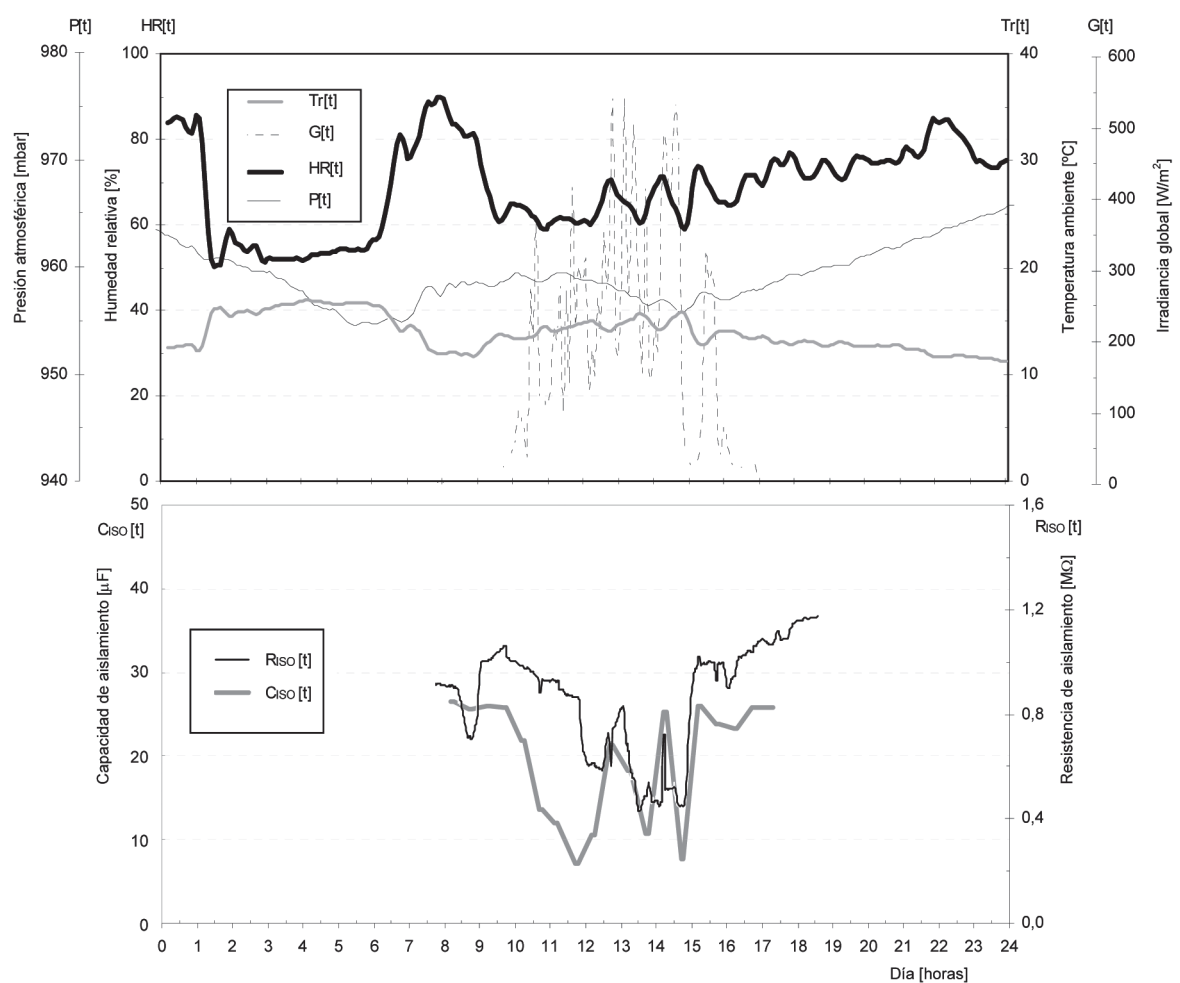


Figura 3.15. Gráfica de variables de aislamiento y condiciones meteorológicas típicas para un día tipo C.

La presencia de lluvia a lo largo de este tipo de días hace que la humedad relativa y la temperatura pierdan la forma típica de campana característica de los dos casos anteriores. Los puntos de crecimiento hacia un máximo relativo de humedad (mínimo relativo de temperatura) coinciden bien con el inicio de una lluvia intensa sobre el generador (6:30, 8:25, 21:30 h), bien de una lluvia moderada (9:35, 11:45, 14:30, 17:00 h,) ó bien de una lluvia ligera (13:15, 13:45, 16:00, 17:30, 19:15 h). Esta lluvia provoca el descenso puntual de la resistencia de aislamiento y el crecimiento de la capacidad.

Finalmente, si se comparan los datos de aislamiento de las figuras 3.13, 3.14 y 3.15 se deduce que la condición de aislamiento más desfavorable, desde el punto de vista de seguridad de las personas (mínima resistencia de aislamiento y máxima capacidad), no se origina bajo lluvia sino transcurrido un periodo aproximadamente de 1 a 2 horas después de la salida del sol en días de invierno fríos y despejados que presentan fuertes heladas matinales.

3.4.3. Influencia de las distintas variables meteorológicas sobre el aislamiento.

3.4.3.1. Humedad relativa.

Las figuras 3.16 y 3.17 muestran la variación de la resistencia y de la capacidad de aislamiento del generador en función de la humedad relativa. Se presentan datos para dos isotermas diferentes, una a 11 ± 1 °C y otra a 17 ± 1 °C.

Como se puede observar existe una dispersión de los datos medidos entorno a las dos isotermas que presentan una forma de 'S'. Esta dispersión está originada por dos causas:

- Influencia adicional no considerada de otra variable de menor incidencia en el aislamiento como es la irradiancia global.
- Imposibilidad de controlar, en el lugar del ensayo (intemperie) las variables meteorológicas y mantenerlas estables durante un periodo de tiempo prolongado, suficiente para poder efectuar la medida.

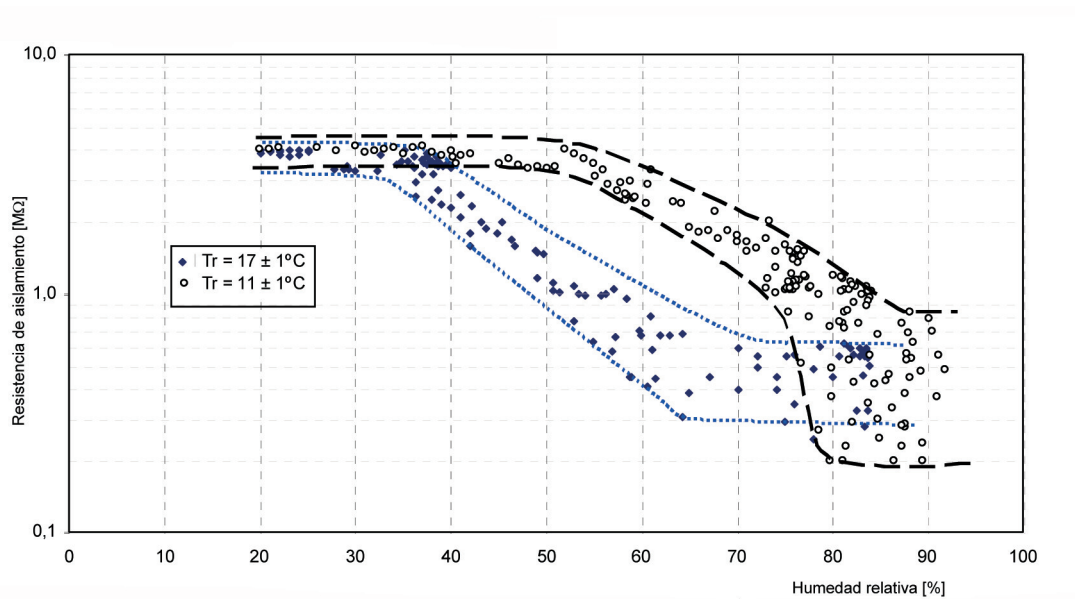


Figura 3.16. Gráfica semi - logarítmica de la resistencia de aislamiento frente a la humedad relativa para las isoterma de $11 \pm 1^\circ C$ y $17 \pm 1^\circ C$.

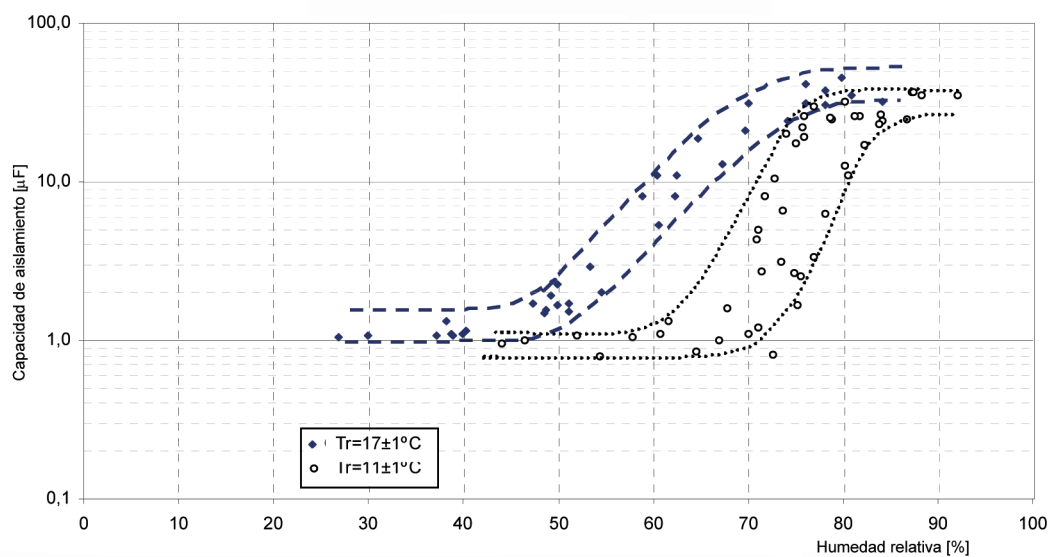


Figura 3.17. Gráfica semi - logarítmica de la capacidad de aislamiento frente a la humedad relativa para las isoterma de $11 \pm 1^\circ C$ y $17 \pm 1^\circ C$.

Este comportamiento coincide con la variación de la conductividad eléctrica^[43] tanto volumétrica como superficial del material aislante empleado en el módulo fotovoltaico y también del interfaz de este material con el vidrio en función del contenido de

humedad y de la temperatura en el aislamiento. Este contenido de humedad es variable en función de la absorción de agua por la superficie de cristal del módulo fotovoltaico^[44,36].

En la zona más plana de la curva en forma de 'S' (para bajas y altas humedades relativas) la resistencia de aislamiento presenta una dependencia lineal con la humedad. En la zona intermedia (entre el 35 y 65% para la isoterma de 17 ± 1 °C y entre el 50 y el 75% para la isoterma de 11 ± 1 °C) la resistencia de aislamiento presenta una dependencia exponencial con la humedad relativa. También puede observarse como a menor temperatura el inicio de la zona de decrecimiento exponencial de la resistencia de aislamiento se produce a mayores humedades relativas.

Respecto a la capacidad se observa que sigue un comportamiento, respecto a su variación con la humedad relativa, similar pero opuesto al de la resistencia de aislamiento, alcanzando sus valores máximo (mínimo) cuando la resistencia de aislamiento alcanza sus correspondientes valores mínimo (máximo).

3.4.3.2. Temperatura ambiente.

Las figuras 3.18 y 3.19 muestran el comportamiento de la resistencia y capacidad de aislamiento del generador en función de la temperatura. Se presentan datos para tres valores de humedades relativas diferentes: bajas ($40 \pm 2\%$), medias ($60 \pm 2\%$) y altas ($80 \pm 2\%$).

Nuevamente, la dispersión de datos que se observa en estas figuras obedece a las mismas causas apuntadas en el apartado anterior. Para altos valores de humedad relativa, la temperatura está limitada, por las características del clima local, a valores comprendidos entre 0 y 12 °C.

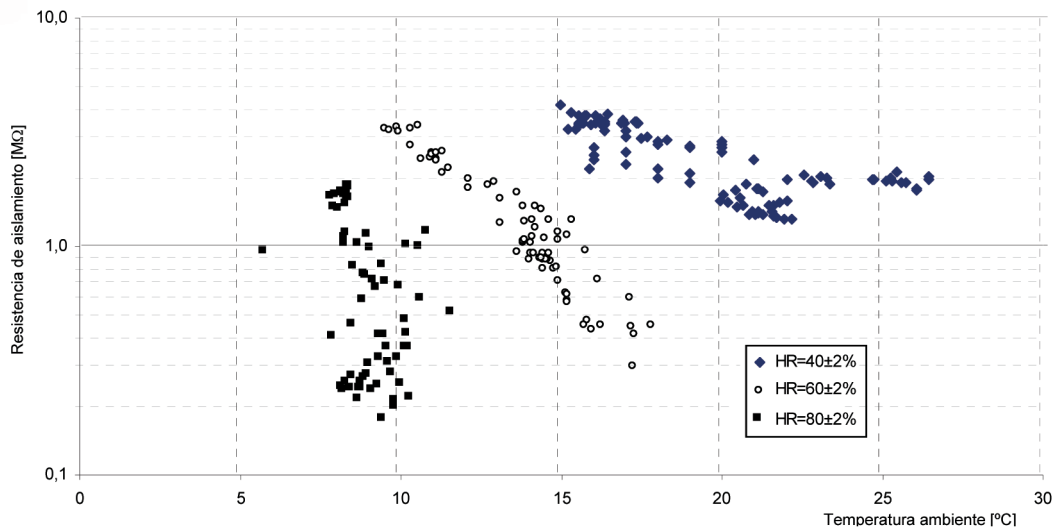


Figura 3.18. Gráfica semi - logarítmica de la resistencia de aislamiento frente a la temperatura para tres rangos separados de humedades relativas: 40, 60 y 80± 2%.

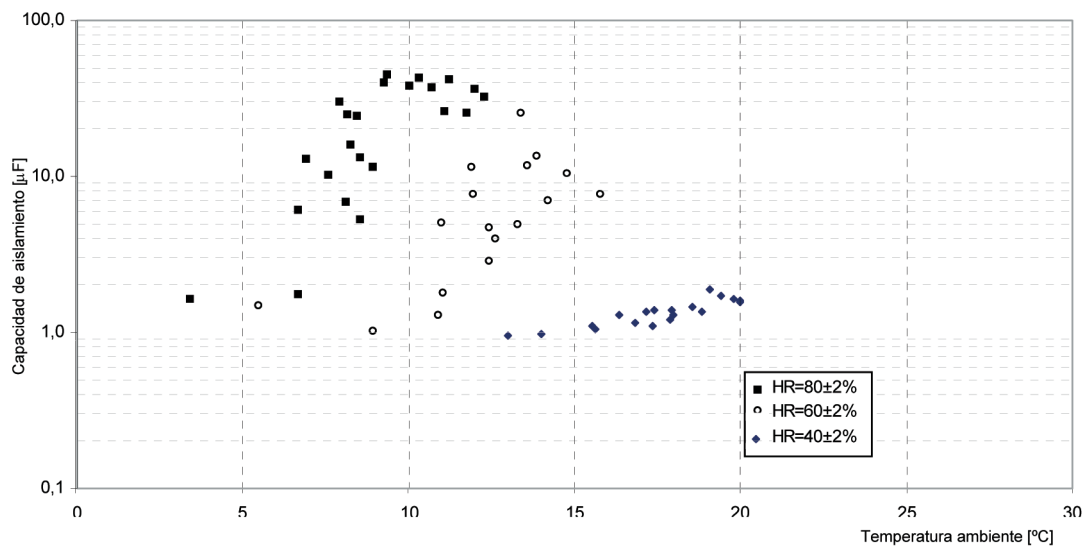


Figura 3.19. Gráfica semi - logarítmica de la capacidad de aislamiento frente a la temperatura para tres rangos separados de humedades relativas: 40, 60 y 80± 2%.

Del análisis de las graficas de las figuras 3.18 y 3.19 se deduce que, para humedades relativas constantes, existe una dependencia exponencial de la resistencia y capacidad de aislamiento con la temperatura. Disminución exponencial en el caso de la resistencia y aumento exponencial en el caso de la capacidad. También se observa que el valor de la humedad relativa con el que se realiza la medida afecta a la pendiente de la gráfica, obteniéndose, en el caso de la resistencia, pendientes menores a medida que este valor disminuye y, lo contrario en el caso de la capacidad.

3.4.3.3. Irradiancia global.

Para analizar la variación de la resistencia de aislamiento de un generador fotovoltaico en función de la irradiancia global incidente, manteniendo constantes los restantes parámetros, se han realizado tres bloques de medidas coincidentes con tres condiciones de humedad relativa y temperatura: humedad relativa baja ($40 \pm 2\%$) [isoterma de $17 \pm 1^\circ\text{C}$]; humedad relativa media ($60 \pm 2\%$) [isoterma de $13 \pm 1^\circ\text{C}$]; y humedad relativa alta ($80 \pm 2\%$) [isoterma de $8 \pm 1^\circ\text{C}$]. En la figura 3.20 se muestran los resultados obtenidos.

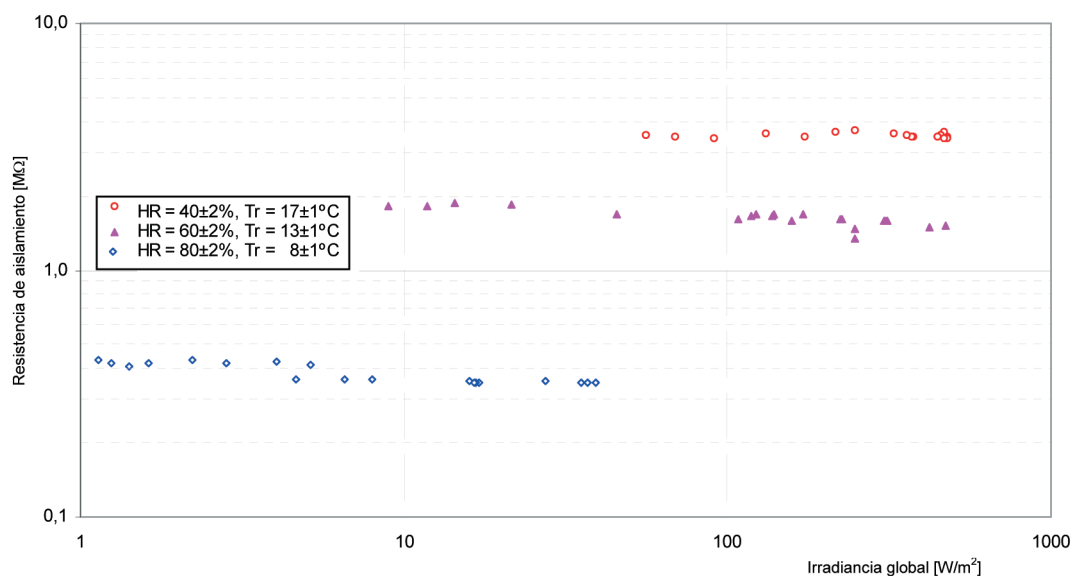


Figura 3.20. Gráfica logarítmica de la resistencia de aislamiento frente a la irradiancia global incidente sobre el generador manteniendo constante la humedad relativa y la temperatura ambiente.

Dichos resultados muestran que existe poca influencia de la irradiancia sobre la resistencia de aislamiento, siendo esta influencia prácticamente nula si la variación de la irradiancia se produce en las condiciones de baja humedad relativa ($< 40\%$), y aumentando algo cuando esta variación se producen en las de alta humedad ($\approx 80\%$). En este último caso se han medido variaciones de hasta un 30% como se presenta en la figura 3.21 donde la humedad relativa prácticamente permanece estable ($\approx 70\%$) durante un periodo de 23 minutos. En todas las condiciones de humedad, se observa que existe una correlación inversa entre la resistencia de aislamiento e irradiancia.

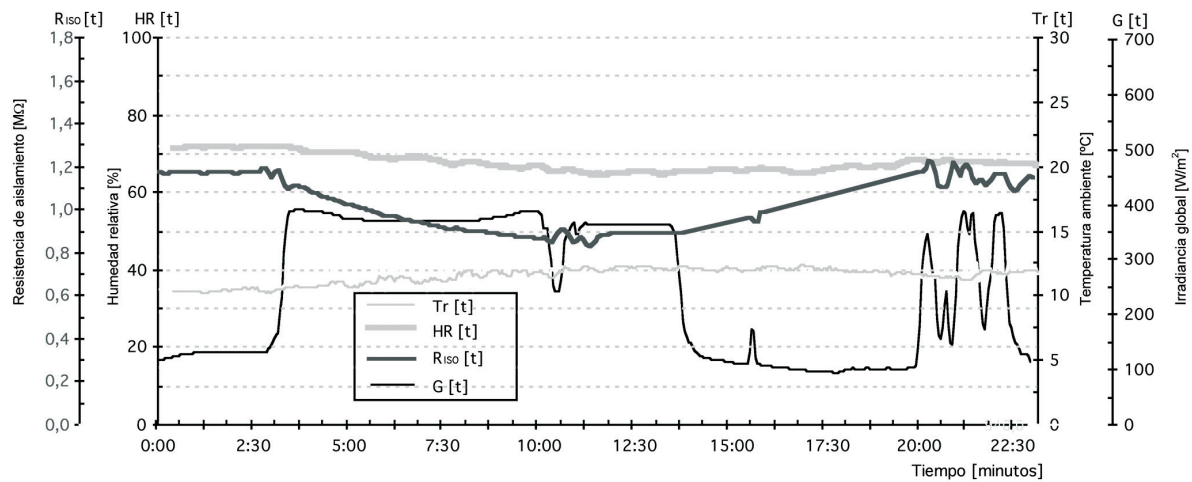


Figura 3.21. Variación de la resistencia de aislamiento del generador frente a la irradiación global en un periodo de 23 minutos con humedad relativa y temperatura ambiente prácticamente estables.

Esta débil influencia de la irradiación sobre la resistencia de aislamiento del generador, es una de las causas de la existencia de franjas de dispersión en los datos de las figuras 3.16 y 3.18. El ancho de estas franjas de dispersión, más estrechas a medida que disminuye la humedad relativa, concuerda con los resultados obtenidos en este ensayo.

3.4.3.4. Presión atmosférica.

La figura 3.22 muestra el comportamiento de la resistencia de aislamiento del generador en función de la presión atmosférica, manteniendo constante la humedad relativa ($60 \pm 2\%$), la temperatura ambiente ($13 \pm 1,5 \text{ }^\circ\text{C}$) y la irradiación global ($150 \pm 50 \text{ W/m}^2$). La gráfica muestra que el valor de la presión atmosférica no afecta a la resistencia de aislamiento del generador.

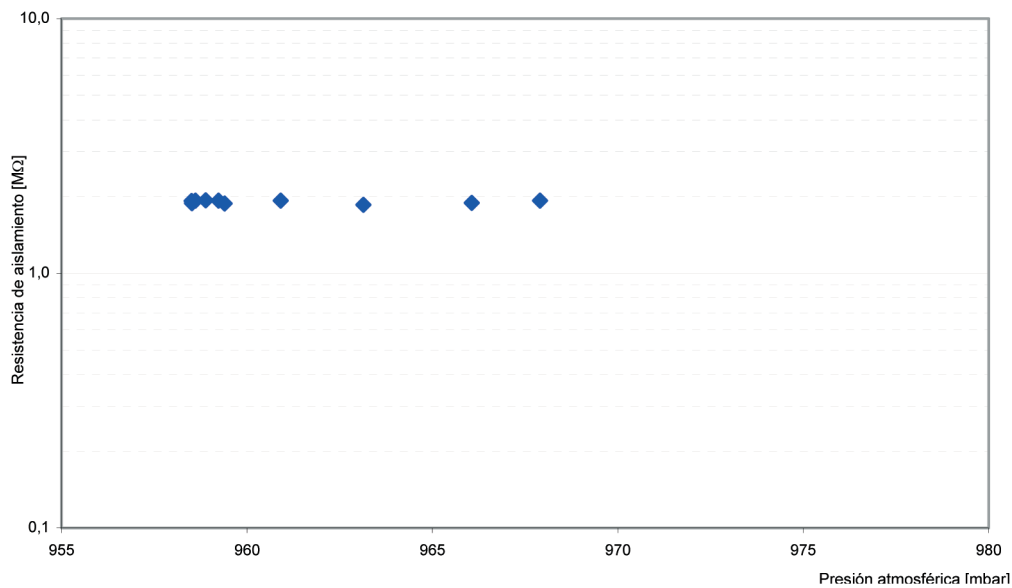


Figura 3.22. Gráfica semi - logarítmica de la resistencia de aislamiento frente a la presión atmosférica manteniendo constante la humedad relativa, la temperatura ambiente y la irradiancia global.

3.4.3.5. Conclusiones.

De los resultados de medición obtenidos y presentados en este apartado se deduce que las variables meteorológicas que más afectan a los valores de los parámetros de aislamiento de un generador fotovoltaico son la humedad relativa y la temperatura ambiente. Se ha comprobado que este aislamiento presenta una dependencia lineal-exponencial-lineal con la humedad relativa y una dependencia exponencial con la temperatura. En el caso de la irradiancia global la influencia depende del estado del resto de las condiciones meteorológicas y en el caso de la presión atmosférica no existe ninguna influencia.

Naturalmente, el aislamiento de un módulo fotovoltaico depende también de sus parámetros propios de diseño^[36] como espesor del material de encapsulado, propiedades de conductividad del mismo, etc..

La explicación del descenso del aislamiento del generador con el incremento de la humedad relativa ambiente se debe a que la humedad penetra, se difunde y se acumula en el material de encapsulado y en las zonas de interfaz de éste con el vidrio. Esta humedad absorbida proporciona el medio electrolítico^[38] adecuado para la disociación de iones incrementado de esta manera la conductividad eléctrica del material de encapsulado y de su interfaz.

La mínima resistencia de aislamiento del generador fotovoltaico no se alcanza como cabría esperar cuando llueve, sino en mañanas frías de invierno con fuertes heladas y una vez transcurrido un periodo de tiempo suficiente para que la escarcha existente sobre el módulo condense y penetre en el módulo.

También se ha comprobado que la capacidad que presenta el generador a tierra (parámetro que va a influir en los transitorios asociados a la medida de la resistencia de aislamiento y al choque eléctrico por contacto directo con un generador flotante, analizado en el capítulo próximo) en función de las variables meteorológicas, tiene, en sus valores, un comportamiento opuesto al que presenta la resistencia de aislamiento.

La resistencia de aislamiento medida, bajo las distintas condiciones meteorológicas, ha oscilado entre un mínimo de $0,12 \text{ M}\Omega$ y un máximo de $4,6 \text{ M}\Omega$ para el generador fotovoltaico y $76 \text{ M}\Omega$ y $2,94 \text{ G}\Omega$ para el módulo individual. Estos valores muestran como se producen variaciones en el valor de la resistencia de aislamiento en un generador fotovoltaico del orden de 40 veces sin que haya asociado ningún tipo de defecto de aislamiento en el mismo. En el caso de la capacidad los valores extremos, coincidentes con los extremos de resistencia, han sido respectivamente de $46 \text{ }\mu\text{F}$ y $0,7 \text{ }\mu\text{F}$ para el generador fotovoltaico y de 72 nF y 1 nF para el módulo individual.

Finalmente, si se comparan los valores obtenidos de resistencia de aislamiento del módulo I-106 de Isofotón empleado en el generador objeto de estudio bajo las mismas condiciones meteorológicas en:

- Medidas sobre el generador en intemperie ($1,96 \text{ G}\Omega$);
- Ensayo realizado en el Laboratorio Central Oficial de Electrotecnia (LCOE) de Madrid ($15 \text{ G}\Omega$ ^[13]).

se deduce que la resistencia de aislamiento de este módulo implantado en el generador real es del orden de 7 veces menor que la medida en un laboratorio homologado (LCOE). Esta disminución de aislamiento se debe, además de estar considerando en la segunda medida el aislamiento de los conductores de interconexión del generador, fundamentalmente al aislamiento de las cajas de conexión que será mayor o menor dependiendo de la calidad de los trabajos realizados en el proceso de montaje del generador.

3.5. INFLUENCIA DE LAS CONDICIONES MEDIOAMBIENTALES SOBRE LOS PARÁMETROS DEL CIRCUITO ELÉCTRICO EQUIVALENTE.

3.5.1. Introducción.

En este apartado se analiza la influencia de las condiciones medioambientales sobre el valor de la resistencia serie (R_s) y paralelo (R_p) del circuito eléctrico equivalente que modela el aislamiento de un módulo fotovoltaico. La influencia sobre la capacidad (C) y sobre la resistencia global de aislamiento se ha analizado en el apartado anterior.

Conocer todos los parámetros de este circuito tiene como objetivo fundamental el poder determinar su **constante de tiempo (parámetro n)** (ecuación 3.3) así como el valor de la **relación R_p/R_s (parámetro F)** ante diferentes condiciones meteorológicas, ambos parámetros necesarios para poder definir la protección de choques eléctricos ante contactos directos, en el caso de generadores flotantes, como se expondrá en detalle en el próximo capítulo.

En el apartado 3.3.4.1. se describió el método para el cálculo de R_s y R_p a partir de los datos experimentales obtenidos en el transitorio asociado a la medida del aislamiento, ver ecuaciones (3.11) y (3.12).

El estudio se ha realizado para los días del año que presentan menor resistencia de aislamiento y definidos anteriormente como días tipo B y C. A continuación se exponen los resultados obtenidos, se muestra la variación a lo largo del día de los parámetros R_s y R_p del circuito eléctrico equivalente y los valores obtenidos de su constante de tiempo (t) y de la relación F así como de las variables meteorológicas.

Los valores de aislamiento que se dan en el otro día tipo estudiado, día tipo A, con elevados valores de resistencia y bajos valores de capacidad, originan un transitorio tan rápido, baja constante de tiempo, que hace imposible la aplicación del método propuesto. No obstante, el estudio no pierde interés ya que en estos días el riesgo eléctrico es mucho menor.

3.5.2. Variación de la resistencia serie, paralelo y constante de tiempo del circuito eléctrico equivalente a lo largo del día.

Las figuras 3.23 y 3.24 presentan en su parte inferior la variación a lo largo del día de la resistencia serie, paralelo, parámetro F y resistencia total de aislamiento del módulo y en la parte superior las variables meteorológicas y constante de tiempo del circuito para los días tipo B y C respectivamente.

a) Día tipo B.

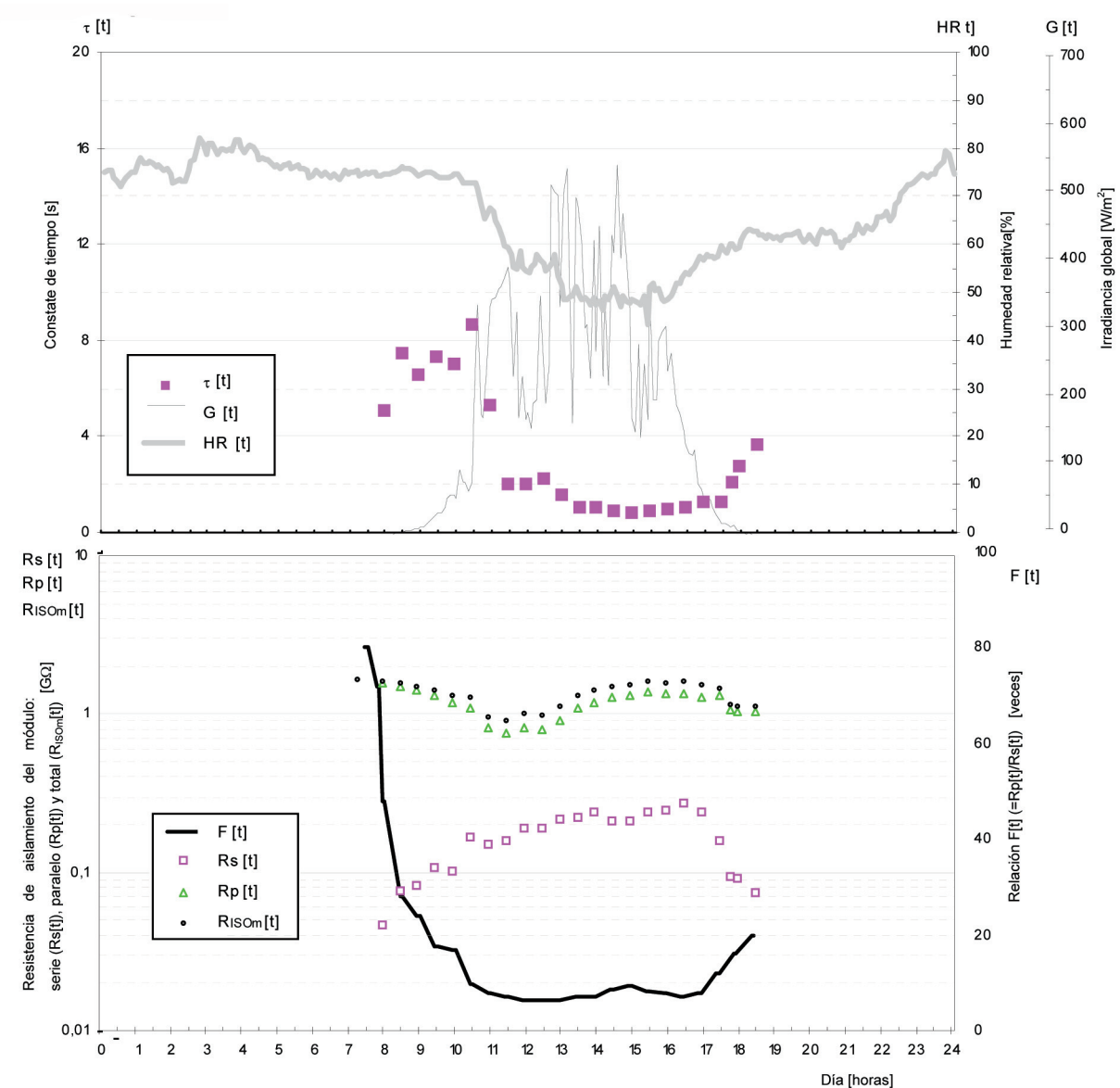


Figura 3.23. Variación de resistencias del circuito eléctrico equivalente, constante de tiempo del mismo y condiciones meteorológicas para un día tipo B.

De la observación de estas gráficas se deduce lo siguiente para este día tipo:

- Cuando la humedad relativa es media o alta ($\geq 60\%$), la constante de tiempo del circuito oscila entre 6 y 10 s. Sin embargo, con humedades inferiores al 60%, ésta decrece fuertemente a valores entorno al segundo con transitorios mucho más rápidos. Esta variación de la constante de tiempo a lo largo del día

adopta una forma de campana muy similar a la que presenta la humedad relativa.

- La resistencia paralelo (R_p) es la que tiene una mayor contribución a la resistencia de aislamiento del módulo (R_{ISOm}) y constituye en su mayor parte esta resistencia. Ambas siguen un comportamiento diario similar y por tanto son influidas de igual forma por las variables meteorológicas.
- La resistencia serie (R_s) presenta una fuerte dependencia con la irradiancia global.

Alcanza su valor mínimo con irradiancia nula y el máximo con la máxima irradiancia diaria. Esta dependencia explica dos fenómenos que se observan en la figura 3.23: 1) después de la salida del sol ($\cong 8:00$ h), mientras que la resistencia paralelo decrece debido a la influencia de la condensación del rocío que existe en este día, la resistencia serie crece debido a la irradiancia global; 2) antes de la puesta del sol ($\cong 16:00$ h), mientras que la resistencia paralelo mantiene un valor aproximadamente constante, la resistencia serie decrece debido al descenso de la irradiancia.

- De acuerdo con lo anterior, el parámetro F no permanece constante con las condiciones meteorológicas, adoptando una forma típica de campana invertida a lo largo del día. Alcanza el valor mínimo en aquellas condiciones meteorológicas que originan la máxima resistencia aislamiento del módulo (generador) y, el máximo en horas de irradiancia global nula (nocturnas). El orden de magnitud oscila entre 10 y 80.

b) Día tipo C.

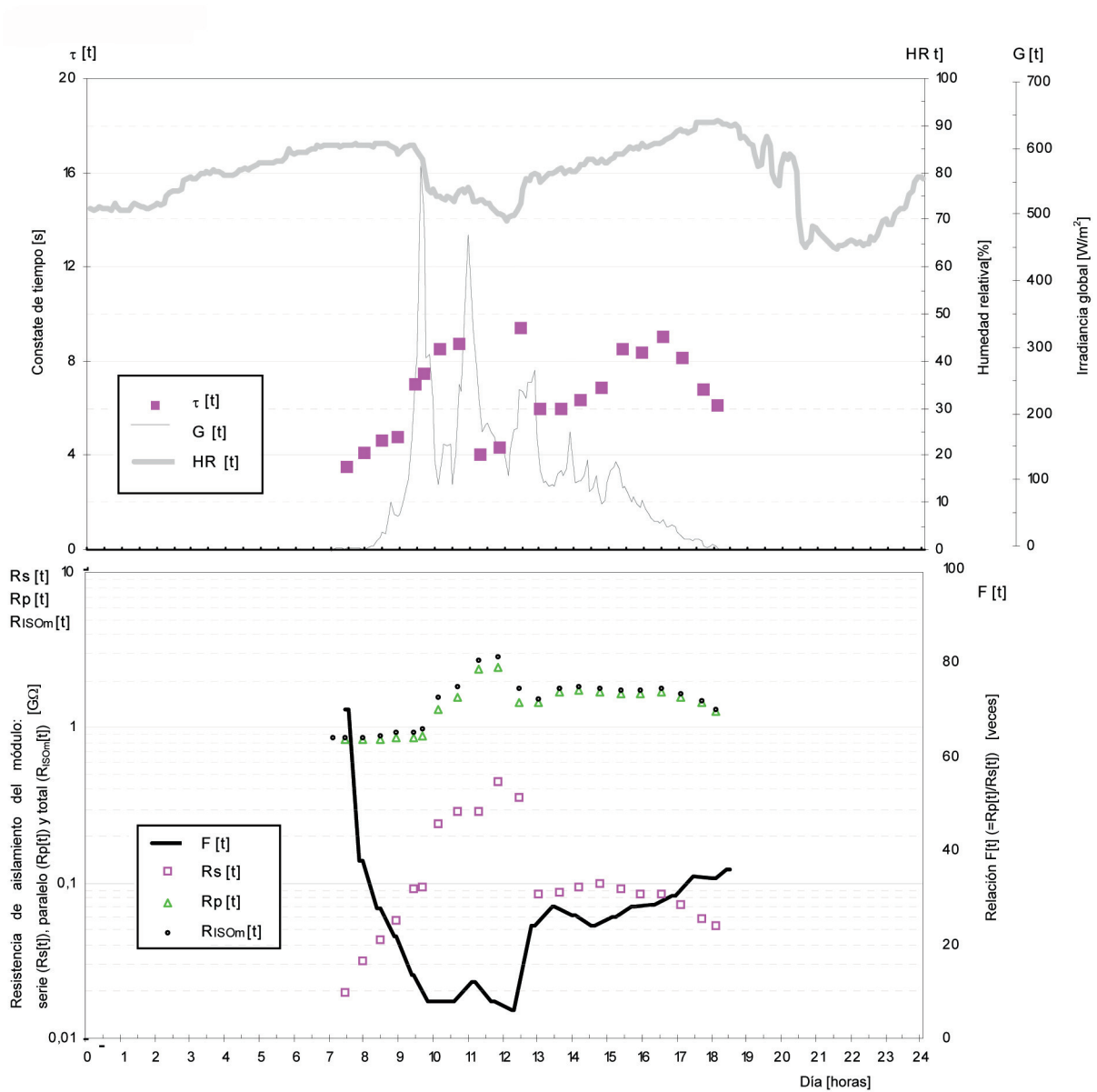


Figura 3.24. Variación de resistencias del circuito eléctrico equivalente, constante de tiempo del mismo y condiciones meteorológicas para un día tipo C.

La gráfica para este día tipo muestra lo siguiente:

- La presencia de lluvia (12:15 h y 15:05 h) origina que la constante de tiempo pierda la forma típica de campana del caso anterior aunque nuevamente sigue la evolución de la humedad relativa. El mantenimiento de la humedad relativa

elevada a lo largo del día ($\geq 60\%$) tiene como consecuencia que la constante de tiempo oscile entre 4 y 10 s en el día.

- La relación F también pierde la forma de campana invertida del caso anterior y crece puntualmente ante la presencia de lluvia. En este caso el orden de magnitud oscila entre 15 y 70.
- En relación con los parámetros R_s y R_p , en este día se manifiesta de nuevo la distinta influencia que ejercen sobre ellos las variables meteorológicas. Mientras que la resistencia paralelo presenta una variación similar a la resistencia de aislamiento del módulo, la resistencia serie vuelve a mostrar su fuerte dependencia con la irradiancia global. Así, crece fuertemente desde el amanecer hasta las 9:30 h por la subida de la irradiancia y decrece a partir de las 16:00 h en adelante por la misma causa. Sin embargo, se observa como su valor también viene condicionado por el resto de las variables meteorológicas (humedad relativa y temperatura ambiente). Así, en un periodo de irradiancia global aproximadamente constante (desde las 11:30 h a las 16:00 h), la presencia de lluvia (a las 12:15 h y 15:05 h) que modifica la humedad relativa y temperatura provoca una variación brusca del valor de la resistencia serie que pasa de $0,35 \text{ G}\Omega$ (11:30 h) a $0,085 \text{ G}\Omega$ (13:00 h).

3.6. INFLUENCIA DE LA TENSIÓN DE ENSAYO SOBRE EL AISLAMIENTO.

Los ensayos de aislamiento sobre módulos y generadores fotovoltaicos establecidos en la normativa actual (ver apartado 3.2), prescriben, en relación con la tensión de ensayo, utilizar 500 V dc para la medida de la resistencia de aislamiento y $2*U+1000$ V para el ensayo de corriente de fuga, siendo U la tensión del sistema.

En el análisis realizado en los dos apartados anteriores sobre la resistencia de aislamiento de un generador, se ha establecido, atendiendo a esta normativa, una tensión de ensayo de 500 V dc para la medida de esta resistencia.

En el caso de generadores conectados a tierra, la protección activa de choques eléctricos se realiza mediante dispositivos que miden la variable corriente de fuga a tierra. Esta corriente, como se expondrán en el capítulo próximo, depende de la tensión del generador y de la resistencia de aislamiento que presenta el mismo para esa tensión. Es importante, por tanto, si se quiere evaluar esta corriente, conocer en que grado influye esta tensión del generador en el valor de dicha resistencia de aislamiento y de otros parámetros del circuito, como la constante de tiempo.

En este apartado se analiza esta influencia bajo diferentes condiciones medioambientales. Los equipos y procedimientos que se han utilizado para realizar las medidas son los mismos que los utilizados en los dos apartados anteriores y descritos en el anexo B, la duración de cada ensayo ha sido establecida en 6 minutos. Estas medidas se han realizado sobre uno de los generadores de 68 kWp del proyecto Univer^[39] y descrito en el anexo A.

Los datos experimentales que se han obtenido en cada proceso de medida son:

- **Resistencia de aislamiento.**
- **Tensión de ensayo.**
- **Humedad relativa y temperatura ambiente.**
- **Capacidad a tierra.**

Como precaución, para evaluar exclusivamente la influencia de la tensión de ensayo sobre la resistencia de aislamiento y la constante de tiempo, las medidas en cada condición meteorológica han sido realizadas en períodos de tiempo donde éstas condiciones han permanecido muy estables. Así, la máxima variación permitida de resistencia de aislamiento desde la primera a la última medida realizada (ambas con igual tensión de ensayo) ha sido inferior al 2% en todos los casos.

Los resultados obtenidos se presentan a continuación. En primer lugar, la figura 3.25 muestra el transitorio asociado a la medida de la resistencia del aislamiento del generador fotovoltaico para diferentes tensiones de ensayo en condiciones de bajo aislamiento (humedad relativa $\approx 80\%$).

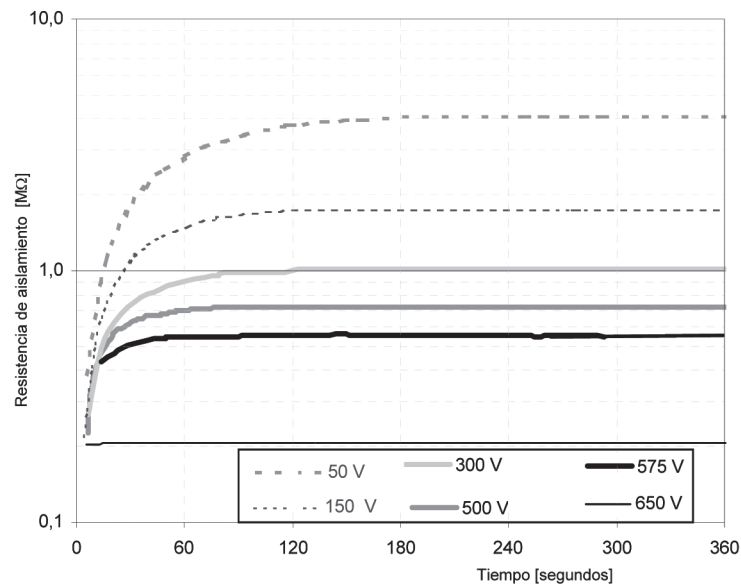


Figura 3.25. Transitorio de la medida de la resistencia de aislamiento del generador fotovoltaico para diferentes tensiones de ensayo (aislamiento del generador bajo).

Se observa en la gráfica como para mayores valores de tensiones de ensayo la resistencia de aislamiento del generador (valor permanente del transitorio) decrece. Este hecho tiene su explicación en el mayor nivel de polarización del material dieléctrico producido por el incremento de la tensión, con el consecuente incremento también de su conductividad eléctrica. También la constante de tiempo asociada a la medida decrece con el aumento de la tensión.

La figura 3.26 muestra la resistencia de aislamiento del generador en función de la tensión de ensayo para los cuatro niveles de aislamiento considerados en el generador: *mínimo* (condición de condensación de una fuerte helada matinal), *bajo* (humedad relativa $\approx 80\%$), *intermedio* ($60\% \leq$ humedad relativa $\leq 80\%$) y *elevado* (humedad relativa $\approx 40\%$).

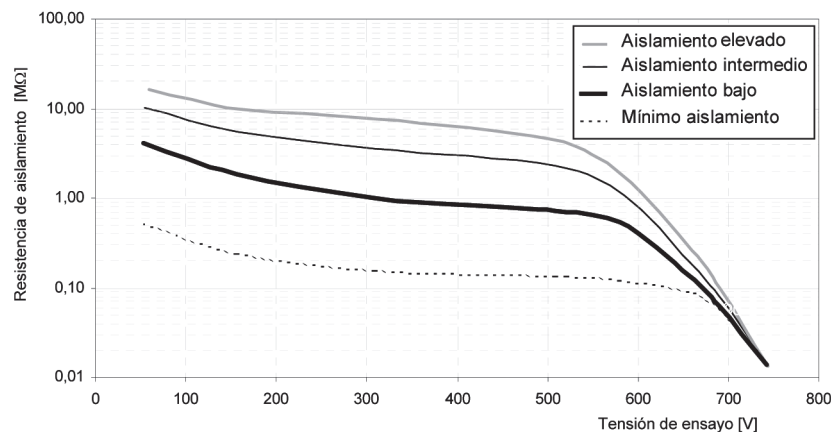


Figura 3.26. Resistencia de aislamiento del generador fotovoltaico para diferentes tensiones de ensayo.

La gráfica muestra como para tensiones de ensayo intermedias ($\cong 250$ a 550 V), independientemente del nivel de aislamiento del generador fotovoltaico, la resistencia de aislamiento presenta una dependencia lineal inversa con la tensión de ensayo. Para tensiones de ensayo inferiores a 250 V esta dependencia pasa a ser exponencial. En el otro extremo, para tensiones superiores a 550 V nuevamente se tiene una relación de tipo exponencial aproximándose mucho los valores de resistencia de aislamiento para los diferentes niveles de aislamiento del generador.

En la condición meteorológica de mínima resistencia de aislamiento del generador, la ecuación que ajusta los datos experimentales medidos de resistencia de aislamiento (R_{ISO}) en función de la tensión de ensayo (V_e) viene dada por:

$$R_{ISO}[V_e] \cong 1.12 - 0.1623 * LN[V_e] \quad M\Omega \quad (3.15)$$

Por otro lado, la figura 3.27 presenta la constante de tiempo del circuito equivalente (t) en función de la tensión de ensayo para dos niveles de aislamiento diferentes en el generador: *bajo* (humedad relativa $\approx \geq 80\%$) e *intermedio* ($60\% \leq \approx$ humedad relativa $\approx \leq 80\%$).

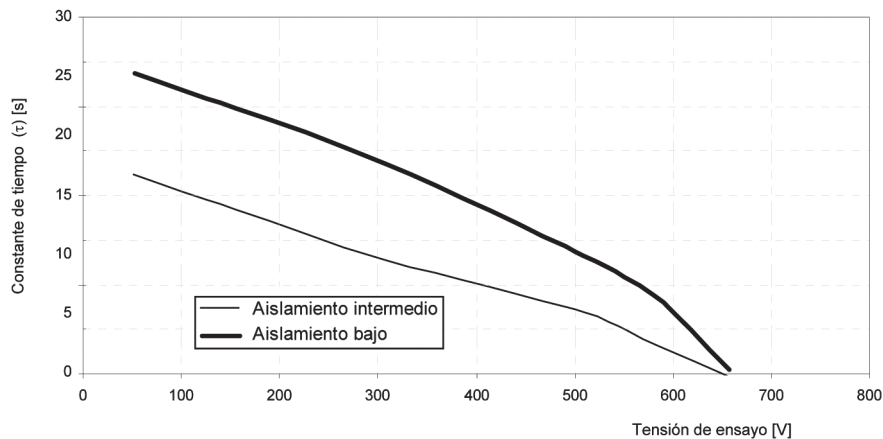


Figura 3.27. Constante de tiempo del circuito equivalente para diferentes tensiones de ensayo.

Observando esta gráficas se deduce que la constante de tiempo decrece con el aumento de la tensión de ensayo para las dos condiciones de aislamiento presentadas.

3.7. MEDIDA DEL AISLAMIENTO EN UN GENERADOR FOTOVOLTAICO EN CIRCUITO ABIERTO.

3.7.1. Introducción

Para la medida de la resistencia de aislamiento de un módulo (generador) fotovoltaico, la normativa prescribe que todas las partes activas del mismo deben estar sometidas a la misma tensión de ensayo con respecto a masa, por tanto, el módulo (generador) deben de estar en cortocircuito.

Cuando la medida se realiza sobre el terminal \ominus del generador en circuito abierto, ver figura 3.28, la tensión generada por cada módulo se suma a la tensión aplicada por el medidor. Al ser la tensión global del sistema superior se produce un incremento de la corriente de fuga respecto a la medida en el ensayo en cortocircuito, lo que origina una medida menor de la resistencia de aislamiento en este ensayo.

Así, en general, la medida de la resistencia de aislamiento de un módulo (generador) fotovoltaico en circuito abierto presenta unos inconvenientes no asociados a la medida en cortocircuito. Por un lado, es necesario corregir las medidas realizadas para obtener el valor de la resistencia de aislamiento prescrita por la normativa. Por otro lado, el aumento de la tensión en el ensayo puede originar riesgos para las

personas, la instalación fotovoltaica o para el propio medidor que no aparecen en el ensayo de cortocircuito.

No obstante, es interesante poder disponer de una ecuación que relacione ambas medidas, para el caso de que el ensayo de medida se realicen en circuito abierto. En este sentido, a continuación se presenta el estudio teórico que se ha realizado para la obtención de dicha ecuación y su validación posterior con datos experimentales.

3.7.2. Relación teórica entre la medida de resistencia de aislamiento en circuito abierto y en cortocircuito.

El circuito eléctrico equivalente de la medida para el caso del generador en circuito abierto se muestra en la figura 3.28, donde se ha considerado, para simplificar el estudio, un generador constituido por una única rama y en primer lugar el caso de conectar el terminal positivo del medidor al terminal negativo del generador. La capacidad a tierra se ha representado por un circuito abierto al ser su impedancia, para la corriente continua y en régimen permanente, de valor infinito.

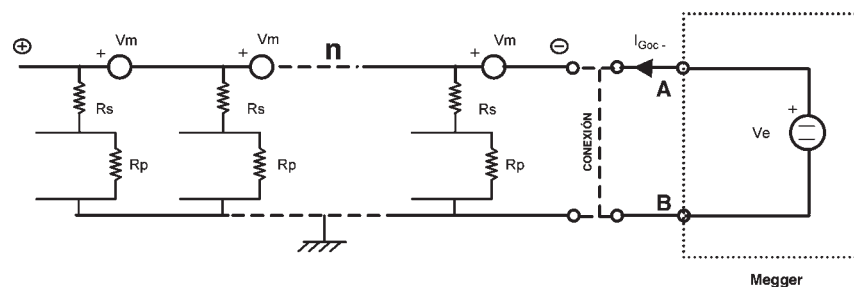


Figura 3.28. Circuito eléctrico equivalente de la medida de un Megger sobre un generador fotovoltaico en circuito abierto (terminal n).

El valor teórico de la resistencia de aislamiento vista por el Megger en los terminales A-B de medida se puede obtener a través de la siguiente expresión:

$$R_{ISOoc} = \frac{V_e}{I_{Goc-}} \quad (3.16)$$

donde:

R_{ISOoc} : Resistencia de aislamiento del generador medida por el Megger en circuito abierto (terminal Θ);

V_e : Tensión de ensayo establecida para la medida de la resistencia de aislamiento;

I_{Goc} : Corriente medida por el Megger con el generador en circuito abierto (terminal Θ).

La corriente (I_{Goc}) medida por el Megger se puede obtener, aplicando el principio de superposición, como suma de:

- I_{T1} : debida a la fuente de tensión del Megger (V_e) y que coincide con la corriente medida por éste en el ensayo en cortocircuito (figura 3.29).
- I_{T2} : debida a la tensión del generador, y que es la responsable de la diferencia existente entre la medida de la resistencia de aislamiento en circuito abierto y cortocircuito (figura 3.30).

La primera (I_{T1}) se puede obtener a través de la siguiente expresión:

$$I_{T1} = \frac{V_e}{\frac{R_s + R_p}{n}} = \frac{V_e}{R_{ISO}} \quad (3.17)$$

donde:

V_e : Tensión de ensayo establecida para la medida de la resistencia de aislamiento;

R_s (R_p): Resistencia serie (paralelo) de aislamiento de un módulo fotovoltaico;

n : Número de módulo por rama;

R_{ISO} : Resistencia de aislamiento del generador fotovoltaico (en cortocircuito).

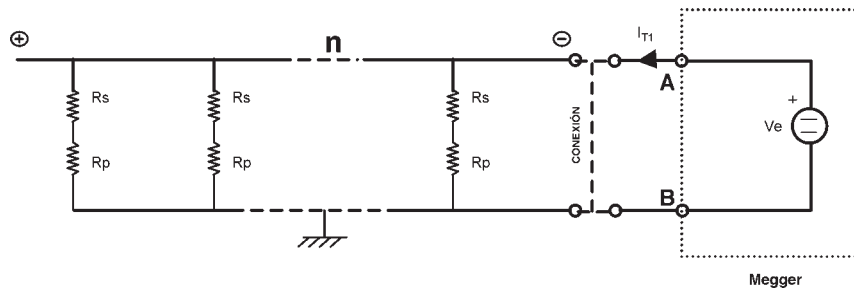


Figura 3.29. Contribución de la fuente del Megger a la corriente medida por el Megger en el ensayo de circuito abierto.

La segunda (I_{T2}) se puede obtener aplicando las leyes de Kirchhoff al circuito de la figura 3.30, la primera al nudo de tierra y la segunda a los distintos lazos formados en el circuito.

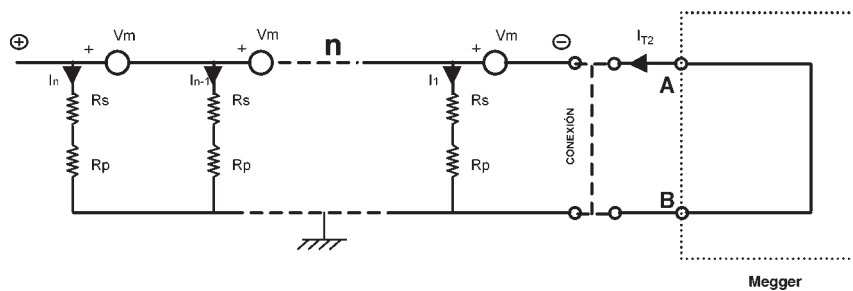


Figura 3.30. Contribución de la tensión del generador a la corriente medida por el Megger en el ensayo de circuito abierto.

Las ecuaciones obtenidas son las siguientes:

$$I_1 + I_2 + \dots + I_n - I_{T2} = 0$$

(3.18)

$$I_1 = \frac{V_m}{R_S + R_P}$$

$$I_2 = \frac{2 * V_m}{R_S + R_P} \quad (3.19)$$

.....

$$I_n = \frac{n * V_m}{R_S + R_P}$$

Introduciendo los valores de las distintas corrientes de la ecuación (3.19) en la ecuación (3.18) y despejando el valor de I_{T2} se obtiene que:

$$I_{T2} = \frac{n+1}{2} * \frac{n * V_m}{R_S + R_P} = \frac{1}{2} * \frac{V_{ocGF}}{\frac{R_S + R_P}{n+1}} \cong \frac{V_{ocGF}}{2} * \frac{1}{R_{ISO}} \quad (3.20)$$

donde:

V_m : Tensión a circuito abierto de un módulo fotovoltaico

V_{ocGF} : Tensión a circuito abierto del generador fotovoltaico.

La corriente total (I_{Goc-}) medida por el Megger valdrá por tanto:

$$I_{Goc-} = I_{T1} + I_{T2} = \frac{V_e}{R_{ISO}} + \frac{V_{ocGF}}{2 * R_{ISO}} \quad (3.21)$$

Sustituyendo el valor de I_{Goc-} de la ecuación (3.21) en la ecuación (3.16) se obtiene la ecuación que permite establecer la relación entre la resistencia medida por el Megger en circuito abierto y cortocircuito:

$$R_{ISOoc-} = \frac{V_e}{I_{Goc-}} = \frac{V_e}{I_{T1} + I_{T2}} = \frac{V_e}{\frac{V_e}{R_{ISO}} + \frac{V_{ocGF}}{2 * R_{ISO}}} = R_{ISO} - R_{ISO} * \frac{V_{ocGF}}{2 * V_e + V_{ocGF}} \quad (3.22)$$

donde:

R_{ISO} , R_{ISOoc} : Resistencias de aislamiento del generador medidas por el Megger en cortocircuito y en circuito abierto (terminal \ominus) respectivamente;

V_{ocGF} : Tensión a circuito abierto del generador fotovoltaico;

V_e : Tensión de ensayo establecida para la medida de la resistencia de aislamiento.

En la expresión (3.22) el término que aparece en negrita corresponde a la diferencia teórica que existe entre el valor de la resistencia de aislamiento medida por el Megger en ambos ensayos.

Despejando R_{ISO} de la ecuación 3.22 se obtiene la relación inversa:

$$R_{ISO} = \frac{R_{ISOoc-} * (2V_e + V_{ocGF})}{2V_e} \quad (3.23)$$

En el caso de conectar el terminal positivo del medidor al terminal positivo del generador los resultados obtenidos, siguiendo el mismo proceso de cálculo, son:

$$R_{ISO} = \frac{R_{ISOoc+} * (2V_e - V_{ocGF})}{2V_e} \quad (3.24)$$

Estas dos ecuaciones permiten poder obtener el valor de la resistencia de aislamiento de un generador fotovoltaico de acuerdo con las prescripciones de las normativas vigentes sin necesidad de tener que cortocircuitar el generador.

3.7.3. Validación con medidas experimentales de la relación teórica entre las medidas de resistencia de aislamiento en circuito abierto y cortocircuito.

En este apartado se va a comprobar a través de medidas experimentales de la resistencia de aislamiento realizadas con el generador en cortocircuito y en circuito abierto, si estas medidas siguen las relaciones de las ecuaciones (3.23) y (3.24) obtenidas teóricamente en el apartado anterior.

Las medidas de aislamiento utilizadas para la validación se han realizado bajo diferentes condiciones meteorológicas y sobre el generador de 68 kWp hasta ahora utilizado y descrito en el anexo A. Se ha escogido para el estudio un día característico tipo A en el cual se mantiene mediante un proceso cíclico el generador durante 2,5 minutos en cortocircuito y 2,5 minutos en circuito abierto. Así los datos experimentales que se han obtenido en cada proceso de medida son:

- Valor puntual de **resistencia de aislamiento** con el generador **en cortocircuito ó en circuito abierto** cada 5 minutos.
- Valor puntual de **tensión del generador** cada 5 minutos.
- Valor medio cada minuto de las variables meteorológicas: **humedad relativa** y **temperatura ambiente**.

A continuación se exponen los resultados obtenidos. Las figuras 3.31 y 3.32 presentan en su parte inferior la variación a lo largo del día de la tensión del generador y las resistencias de aislamiento en circuito abierto y su correspondiente valor de cortocircuito obtenido de forma teórica y en la parte superior la de las distintas variables meteorológicas para medidas de aislamiento en circuito abierto sobre el terminal \ominus y \oplus respectivamente. Sobre ambas gráficas también se muestra la variación diaria de la medida de la resistencia de aislamiento en cortocircuito.

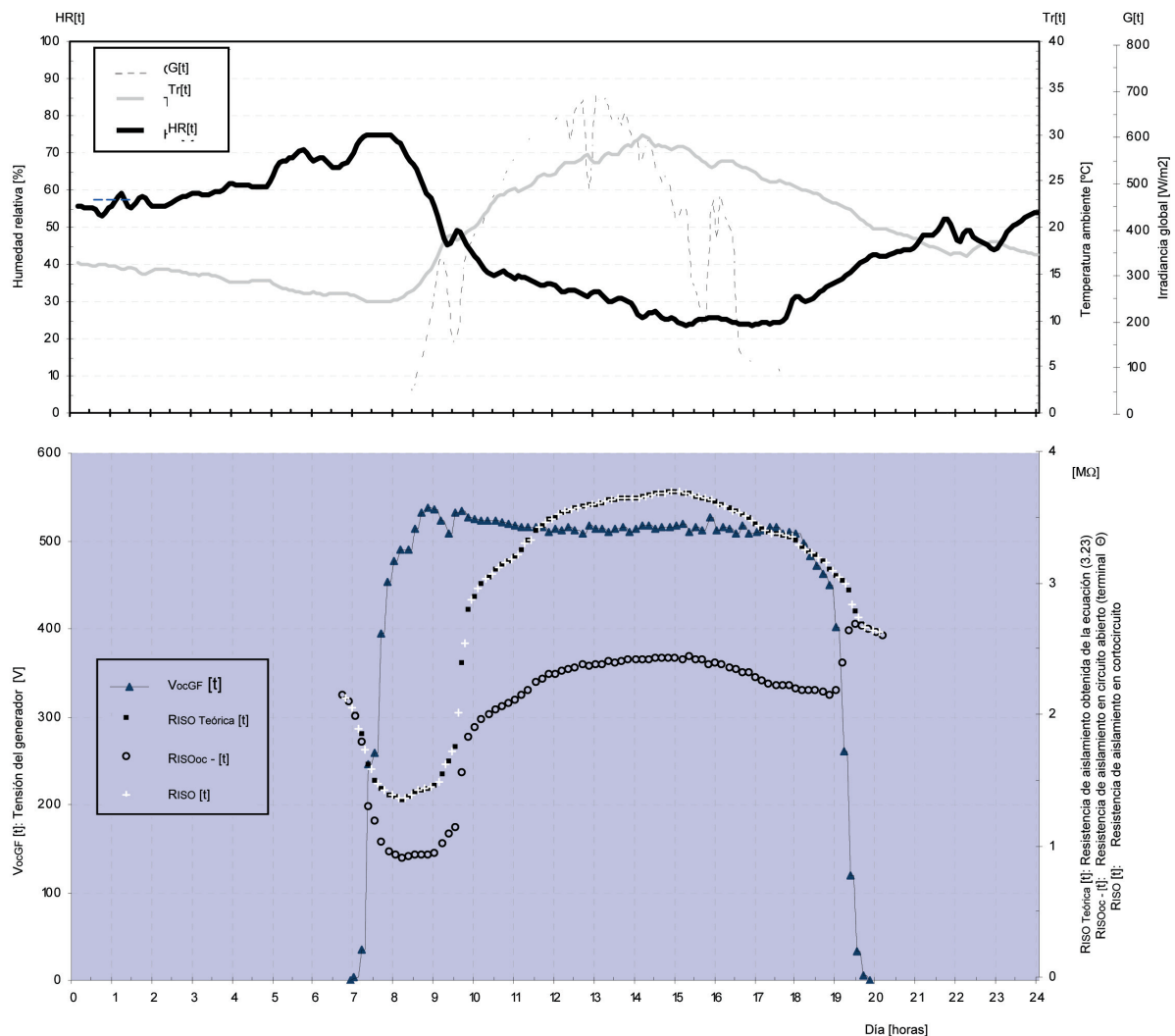
a) Validación sobre el terminal \ominus .

Figura 3.31. Gráficas de resistencias de aislamiento del generador fotovoltaico en circuito abierto (terminal \ominus), en cortocircuito (valor teórico mediante ecuación [3.23] y valor experimental), tensión del generador y variables meteorológicas para un día tipo A.

De la observación de estas gráficas se deduce lo siguiente:

- El valor teórico de la resistencia de aislamiento del generador en cortocircuito ($R_{ISO Teórica} [t]$), dado por la ecuación 3.23, a partir de la medida de circuito abierto sobre el terminal \ominus , coincide con la medida experimental realizada en cortocircuito inmediatamente antes o después (2,5 minutos), validando por tanto esta ecuación teórica en diferentes condiciones meteorológicas.

- La tensión del generador provoca que la medida de la resistencia de aislamiento del generador en circuito abierto (terminal \oplus) (R_{ISOoc} [t]) sea del orden de 2/3 más pequeña que la correspondiente medida en cortocircuito.

b) Validación sobre el terminal \oplus .

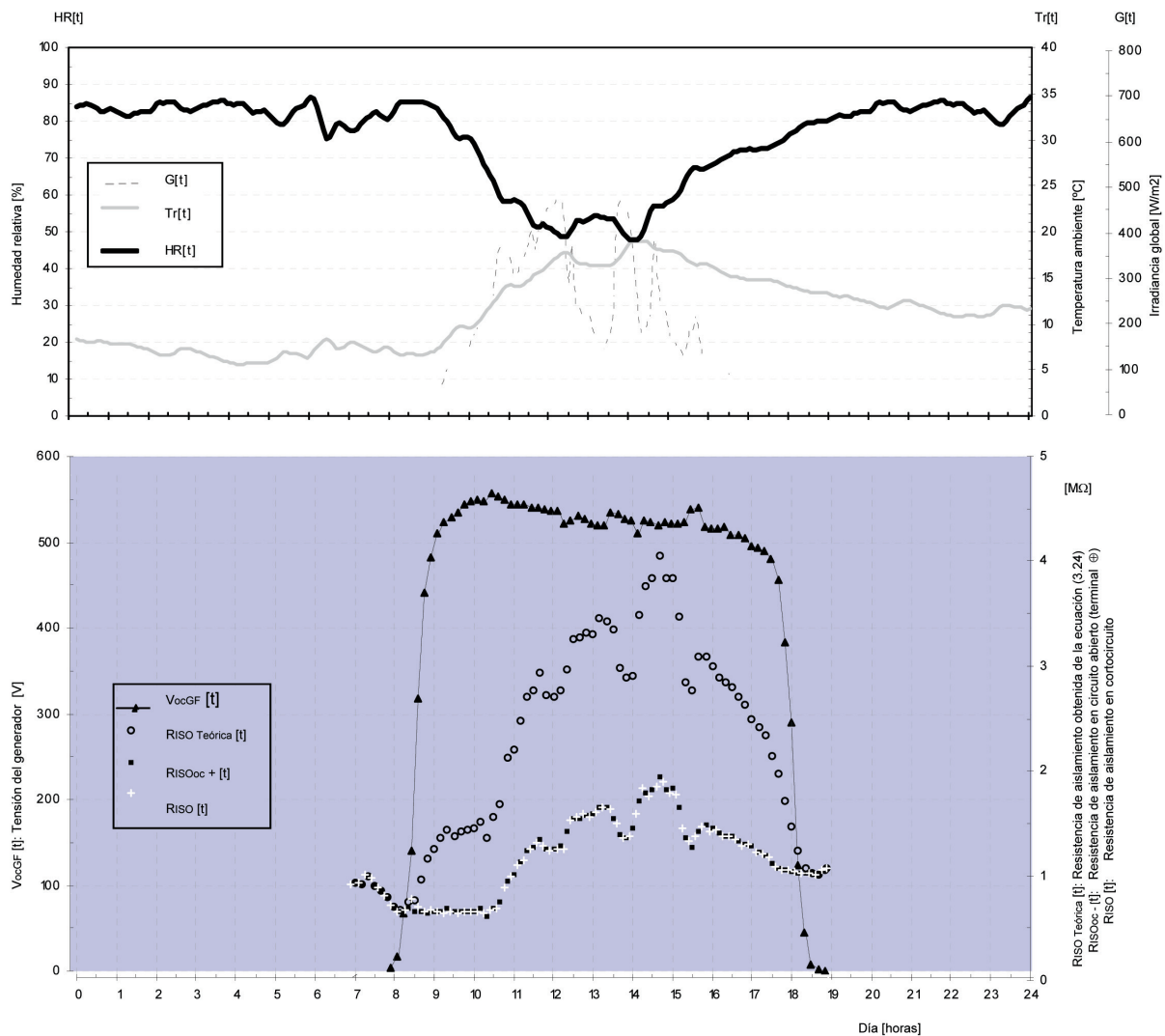


Figura 3.32. Gráficas de resistencias de aislamiento del generador fotovoltaico en circuito abierto (terminal \oplus), en cortocircuito (valor teórico mediante ecuación [3.24] y valor experimental), tensión del generador y variables meteorológicas para un día tipo A.

De la observación de estas gráficas se deduce lo siguiente:

- El valor teórico de la resistencia de aislamiento del generador en cortocircuito ($R_{ISOteórica}$ [t]), dado por la ecuación 3.24, a partir de la medida de circuito

abierto sobre el terminal \oplus , coincide con la medida experimental realizada en cortocircuito inmediatamente antes o después (2,5 minutos), validando por tanto esta ecuación teórica en diferentes condiciones meteorológicas.

- La tensión del generador provoca que la medida de la resistencia de aislamiento del generador en circuito abierto (terminal \oplus) ($R_{ISOoc + [t]}$) sea del orden de 2 veces más grande que la correspondiente medida en cortocircuito.

CAPÍTULO 4. Corrientes de fuga a tierra en un generador fotovoltaico

4.1. INTRODUCCIÓN.

En un generador fotovoltaico la corriente de fuga está directamente relacionada con el aislamiento que presentan las partes activas del mismo con relación a tierra. En condiciones normales de funcionamiento del generador, esta corriente presenta valores más o menos pequeños ($\mu\text{A} \div \text{mA}$), sin embargo, en situaciones puntuales originadas por un defecto eléctrico esta corriente a tierra puede alcanzar valores importantes.

En generadores conectados a tierra esta corriente de fuga, que circula por la resistencia de aislamiento o por el punto de defecto, se cierra a través de su circuito de puesta a tierra. La medida de esta corriente por algún dispositivo, puede ser empleada como medio para detectar un defecto de aislamiento e incluso con ajuste más finos para detectar también un contacto directo (corrientes inferiores a 100 mA).

Naturalmente, los valores máximos de la corriente de fuga en estas instalaciones en condiciones normales de funcionamiento condiciona el umbral de actuación que se pueden establecer para los dispositivos de protección.

La carencia de medidas de corrientes de fuga en generadores reales ha conducido a fijar umbrales de actuación de estos dispositivos de protección de 0,5 a 1,5 A [6,45,46], a partir de medidas puntuales muy elevadas de hasta 1 A^[47], en generadores en los cuales no se realizó un estudio exhaustivo de la posible existencia de algún defecto eléctrico. Estos umbrales de disparo son muy superiores al nivel máximo de 100 mA^[1] que garantiza una protección activa complementaria frente a contactos directos y solo posibilitan detectar defectos de aislamiento y por tanto realizar una protección activa frente contactos indirectos y reducir el riesgo de incendio.

¹ CEI 479-1, *Efectos de la corriente sobre el hombre y los animales domésticos. Aspectos generales*. Comisión Electrotécnica Internacional, Ginebra, 1.994.

Es necesario, por tanto, para poder determinar el alcance de la protección que se puede conseguir con estos dispositivos, que basa su actuación en la medida de la corriente por el circuito de puesta a tierra, conocer el valor de las corrientes de fuga que se originan en el generador a través de su resistencia de aislamiento.

En el caso de generadores fotovoltaicos flotantes en condiciones normales de funcionamiento los valores de estas corrientes de fuga son prácticamente cero y solo aparecen asociadas a un primer defecto eléctrico ó a un contacto directo. En estos casos, debido a la energía almacenada en la capacidad distribuida a tierra, existe una corriente de fuga transitoria antes de alcanzar el régimen permanente. Si se quiere evaluar el nivel de seguridad que la propia configuración flotante presenta frente a los contactos directos es necesario también estudiar el choque eléctrico que este régimen transitorio puede ocasionar en la persona.

En el presente capítulo se realiza un análisis detallado de las corrientes de fuga a tierra en un generador fotovoltaico. Se determinan las variables y situaciones meteorológicas más adversas que condicionan la máxima corriente de fuga con el generador conectado a tierra y, con el generador flotante, las características del régimen transitorio del establecimiento de la corriente a través de las personas ante un contacto directo.

El estudio se estructura en dos partes: una primera teórica donde se obtienen las ecuaciones que permiten calcular las corrientes de fuga a tierra (permanentes y transitorias) a partir del circuito equivalente del generador fotovoltaico; una segunda práctica donde se analizan las medidas realizadas de corrientes de fuga en un generador fotovoltaico de 68 kWp (detalles del generador en Anexo A).

4.2. CÁLCULO TEÓRICO DE LAS CORRIENTES DE FUGA.

4.2.1. Corriente de fuga permanente en generadores fotovoltaicos conectados a tierra.

El circuito eléctrico equivalente que presenta un generador fotovoltaico conectado a tierra y operando en régimen permanente se muestra en la figura 4.1. Este circuito se ha establecido considerando el terminal negativo del generador puesto a tierra a través de un electrodo de resistencia (R_{EES}), y que el parámetro capacidad de cada módulo presenta en régimen permanente una impedancia infinita (circuito abierto) para la corriente continua.

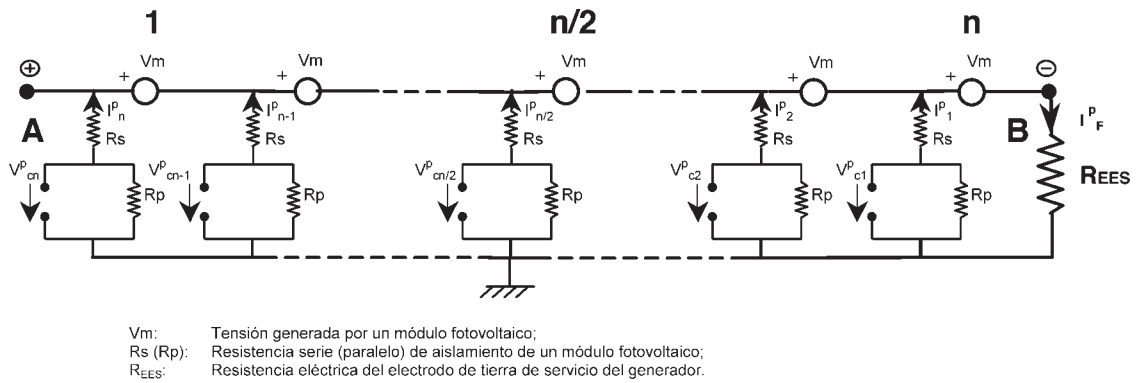


Figura 4.1. Circuito eléctrico equivalente en régimen permanente de un generador (solo una rama) conectado a tierra en el terminal \ominus .

La corriente permanente (I_F^p) de fuga a tierra se puede obtener aplicando a este circuito las leyes de Kirchhoff: la primera al nudo de tierra y la segunda a los distintos lazos formados sobre el circuito.

Las ecuaciones obtenidas son las siguientes:

$$I_1^p + I_2^p + \dots + I_n^p - I_F^p = 0 \tag{4.1}$$

$$I_1^p = -\frac{V_m}{R_S + R_P} - \frac{R_{EES}}{R_S + R_P} * I_F^p$$

$$I_2^p = -\frac{2 * V_m}{R_S + R_P} - \frac{R_{EES}}{R_S + R_P} * I_F^p$$

.....

$$I_n^p = -\frac{n * V_m}{R_S + R_P} - \frac{R_{EES}}{R_S + R_P} * I_F^p \tag{4.2}$$

Sustituyendo las distintas intensidades de la ecuación (4.2) en la ecuación (4.1) se obtiene el valor permanente de la corriente de fuga a tierra a través de la siguiente expresión:

$$I_F^p = -\frac{n+1}{2} * \frac{n * V_m}{R_S + R_P + n * R_{EES}} = -\frac{n+1}{2} * \frac{V_{ocGF}}{R_S + R_P + n * R_{EES}} = -\frac{V_{ocGF}}{2} * \frac{1}{\frac{R_S + R_P}{n+1} + \frac{n * R_{EES}}{n+1}} \cong -\frac{V_{ocGF}}{2} * \frac{1}{R_{ISO} + R_{EES}} \tag{4.3}$$

donde:

R_{EES} : Resistencia de puesta a tierra del electrodo de servicio del generador;

R_{ISO} : Resistencia de aislamiento del generador;

V_{ocGF} : Tensión a circuito abierto del generador fotovoltaico.

Si se realiza el mismo análisis con la conexión del terminal positivo del generador a tierra, la corriente permanente de fuga tiene el mismo módulo pero signo contrario.

La expresión (4.3) es válida si el aislamiento del generador está perfectamente distribuido. Si, por ejemplo, el aislamiento del módulo opuesto al punto de conexión a tierra es H veces menor en relación al resto, la corriente permanente de fuga a tierra planteando las mismas ecuaciones vendrá dada por la expresión^[10]:

$$\left| I_F^p \right| \cong \left| - \left[\frac{n-1+2H}{n-1+H} \right] * \frac{V_{ocGF}}{2} * \frac{1}{R_{ISO} + R_{EES}} \right| = \left| - \frac{K * V_{ocGF}}{R_{ISO} + R_{EES}} \right| \leq \left| - \frac{V_{ocGF}}{R_{ISO} + R_{EES}} \right| \quad (4.4)$$

donde:

R_{EES} : Resistencia de puesta a tierra del electrodo de servicio del generador;

R_{ISO} : Resistencia de aislamiento del generador;

H (>1): Parámetro que indica las veces que el aislamiento del módulo opuesto al punto de conexión a tierra es menor (=1 aislamiento distribuido uniformemente en el generador);

K: Parámetro ≤ 1 ;

V_{ocGF} : Tensión a circuito abierto del generador fotovoltaico.

Como puede observarse en la expresión (4.4), a medida que H tiende a infinito (aislamiento totalmente balanceado al extremo opuesto del punto de conexión con tierra), K tiende a 1 y por tanto se presentan corrientes de fuga mayores.

4.2.2. Contactos directos en generadores flotantes. Cálculo de la corriente a través de la persona.

En la figura 4.2 se representa el circuito equivalente de defecto correspondiente a un contacto directo en el terminal positivo de un generador flotante. Debido a la energía almacenada en la capacidad distribuida a tierra del generador, la corriente que circula por la persona en los primeros instantes del contacto tiene una componente transitoria que es necesario evaluar para definir correctamente el nivel de protección que ofrece la propia configuración flotante del generador.

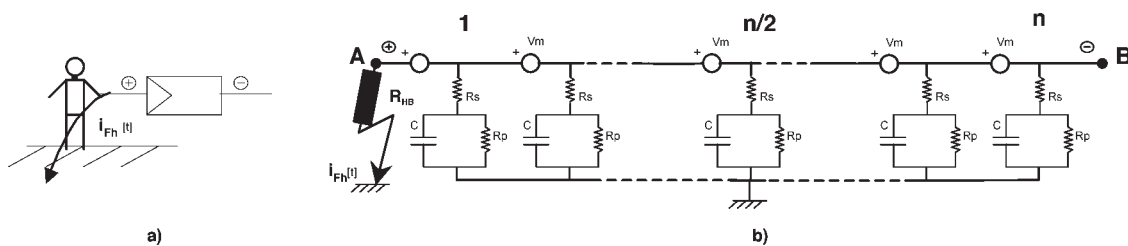


Figura 4.2. Circuito eléctrico equivalente de un generador flotante (una sola rama) con un contacto directo.

En la condición de máximo riesgo de un contacto directo, resistencia de la pisada cero y con una resistencia que presenta el cuerpo humano $R_{HB} \approx 1.000 \Omega^{[1]}$, la resistencia global de defecto R_{HB} es muy inferior a los valores mínimos que pueden tener las resistencias de aislamiento R_p y R_s ($R_p > 0,1 \text{ G}\Omega$; $R_s > 0,01 \text{ G}\Omega$ ver apartado 3.5.2). De acuerdo con lo anterior, y al objeto de simplificar el cálculo, se puede despreciar esta resistencia de defecto y considerar el punto A del circuito de la figura anterior en cortocircuito respecto a tierra. Bajo esta hipótesis, se tienen n circuitos idénticos de primer orden en paralelo respecto a tierra con una constante de tiempo dada, ver ecuación (3.3), por la siguiente expresión:

$$\tau = C \frac{R_s * R_p}{R_s + R_p} \quad (4.5)$$

donde:

C: Capacidad de aislamiento a tierra de un módulo fotovoltaico;

R_s (R_p): Resistencia de aislamiento serie (paralelo) a tierra de un módulo fotovoltaico.

¹ CEI 479-1, *Efectos de la corriente sobre el hombre y los animales domésticos. Aspectos generales*. Comisión Electrotécnica Internacional, Ginebra, 1.994.

La corriente total por la persona ($i_{Fh}[t]$), suma de las corrientes que origina cada uno de los módulos, obedecerá a la respuesta de un circuito de primer orden con la misma constante de tiempo anterior y se puede expresar por tanto por la expresión:

$$i_{Fh}[t] = I_{Fh}^p + K * e^{-\frac{t}{\tau}} \quad (4.6)$$

donde:

- I_{Fh}^p : Corriente permanente de fuga que circula por la persona ($= \frac{V_{ocGF}}{2 * (R_{ISO} + R_{HB})}$) valor obtenido a partir de la expresión (4.3) considerando $R_{EES} = R_{HB}$)
- K: Constante de integración;
- t: Constante de tiempo.

La constante de integración K se puede evaluar, conocido el valor de $i_{Fh}[t]$, en el instante inicial I_{Fh}^{0+} , por medio de la expresión:

$$K = I_{Fh}^{0+} - I_{Fh}^p \quad (4.7)$$

El valor de I_{Fh}^{0+} se puede calcular a partir del circuito de condiciones iniciales, circuito en el instante 0^+ , que se obtiene sustituyendo cada condensador por una fuente de tensión de valor igual a la tensión de éste instantes antes al momento del defecto, ver figura 4.3.

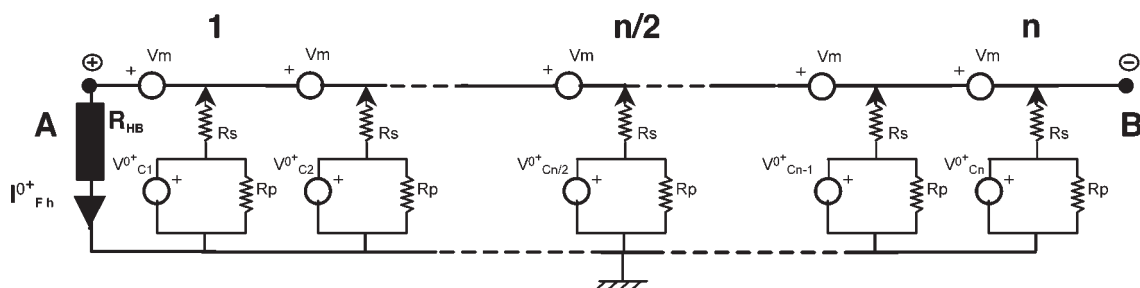


Figura 4.3. Circuito eléctrico de condiciones iniciales del generador fotovoltaico (instante 0^+).

Las tensiones de cada condensador del circuito de condiciones iniciales se pueden obtener aplicación las leyes de Kirchoff al régimen permanente del generador antes del contacto directo ($V^{0+}_{cj} = V^{0-}_{cj}$) dado en la figura 4.4.

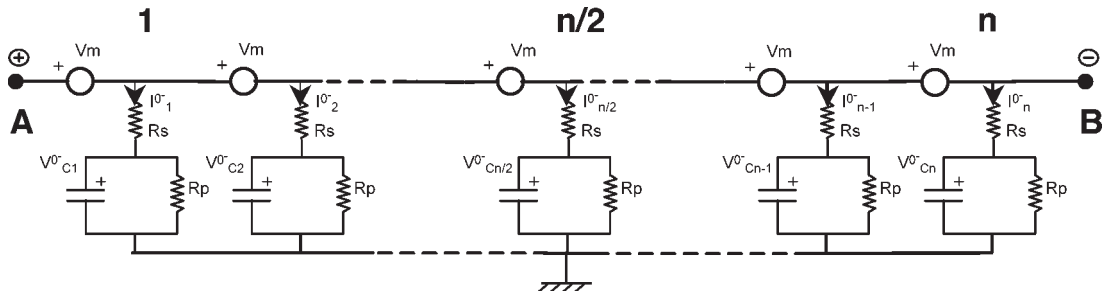


Figura 4.4. Circuito eléctrico equivalente de una rama de un generador antes del contacto directo (instante 0⁻).

Las ecuaciones que se tiene en el instante 0⁻ son:

$$I^{0-}_1 + I^{0-}_2 + \dots + I^{0-}_n = 0 \tag{4.8}$$

$$I^{0-}_1 = I^{0-}_1$$

$$I^{0-}_2 = I^{0-}_1 - \frac{V_m}{R_S + R_P}$$

.....

$$I^{0-}_j = I^{0-}_1 - \frac{(j-1) * V_m}{R_S + R_P} \tag{4.9}$$

.....

$$I^{0-}_n = I^{0-}_1 - \frac{(n-1) * V_m}{R_S + R_P}$$

Introduciendo los valores de las distintas intensidades de la ecuación (4.9) en la ecuación (4.8), y despejando I^{0-}_j se obtiene el valor de la tensión de cada condensador (V^{0-}_{cj}) por medio de la expresión:

$$V^{0-}_{cj} = I^{0-}_j * R_S = \frac{V_m}{R_S + R_P} \left[\frac{n+1}{2} - j \right] * R_S = \left[\frac{n+1}{2} - j \right] * \frac{F}{F+1} * V_m = V^{0+}_{cj} \tag{4.10}$$

donde:

- F: Relación entre la resistencia serie y paralelo de aislamiento a tierra de un módulo fotovoltaico ($= R_p/R_s$);
- n: Número de módulos serie por rama del generador;
- V_m : Tensión individual de cada módulo;
- j: Elemento j-ésimo.

Sustituyendo dichos valores en el circuito de condiciones iniciales y aplicando a dicho circuito el principio de superposición, se obtiene: por un lado, el circuito de la figura 4.5 que determina la componente de la corriente que circula por la persona en el instante 0^+ debida a la energía almacenada en los condensadores I_{TC}^{0+} ; por otro lado, el circuito de la figura 4.6 determina la componente de esta corriente debida a la tensión del generador I_{TM}^{0+} .

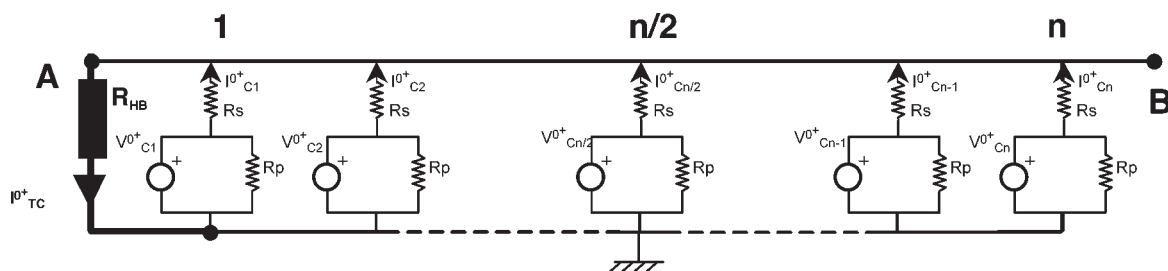


Figura 4.5. Circuito para determinar la corriente que circula por persona en el instante 0^+ debido a la energía almacenada en los condensadores.

El valor de I_{TC}^{0+} se puede obtener aplicando las leyes de Kirchhoff al circuito de la figura 4.5: la primera al nudo de tierra y la segunda a los distintos lazos formados en el circuito.

Las ecuaciones que se obtienen son:

$$I^{0+}_{C1} + I^{0+}_{C2} + \dots + I^{0+}_{Cn} - I^{0+}_{TC} = 0 \tag{4.11}$$

$$I^{0+}_{C1} = -\frac{I^{0+}_{TC} * R_{HB}}{R_S} + \frac{V^{0+}_{C1}}{R_S} = -\frac{I^{0+}_{TC} * R_{HB}}{R_S} + \frac{F}{F+1} * \frac{V_m}{R_S} * \left[\frac{n+1}{2} - 1 \right]$$

$$I^{0+}_{Cj} = -\frac{I^{0+}_{TC} * R_{HB}}{R_S} + \frac{V^{0+}_{Cj}}{R_S} = -\frac{I^{0+}_{TC} * R_{HB}}{R_S} + \frac{F}{F+1} * \frac{V_m}{R_S} * \left[\frac{n+1}{2} - j \right] \tag{4.12}$$

$$I^{0+}_{Cn} = -\frac{I^{0+}_{TC} * R_{HB}}{R_S} + \frac{V^{0+}_{Cn}}{R_S} = -\frac{I^{0+}_{TC} * R_{HB}}{R_S} + \frac{F}{F+1} * \frac{V_m}{R_S} * \left[\frac{n+1}{2} - n \right]$$

Introduciendo los valores de las distintas intensidades en la ecuación (4.11), y despejando I^{0+}_{TC} se obtiene:

$$I^{0+}_{TC} = \left[\frac{1}{R_S + n * R_{HB}} \right] \sum_{j=1}^{j=n} V^{0+}_{Cj} = \left[\frac{1}{R_S + n * R_{HB}} \right] \sum_{j=1}^{j=n} \left[\frac{n}{n+1} - j \right] = \left[\frac{1}{R_S + n * R_{HB}} \right] * \left[\frac{n+1}{2} * n - \frac{n+1}{2} * n \right] = 0 \tag{4.13}$$

Este resultado de valor cero de esta componente es lógico ya que los distintos condensadores compensan sus corrientes al tener sus tensiones con respecto a tierra antes del contacto equilibradas.

El valor de I^{0+}_{TM} se puede obtener del circuito de la figura 4.6 siguiendo el mismo proceso de cálculo.

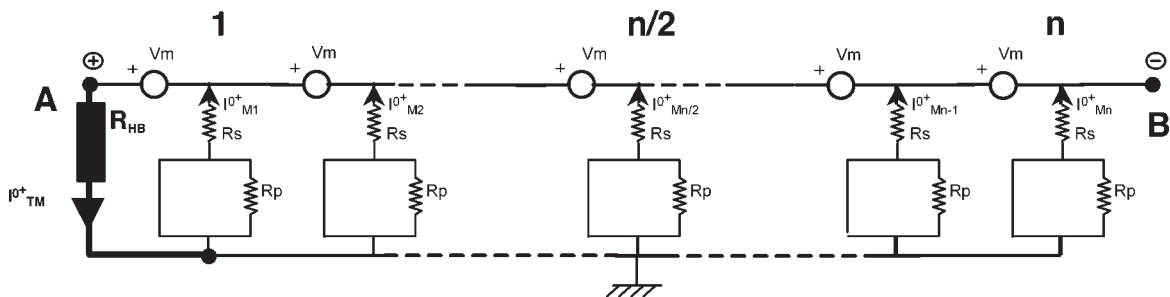


Figura 4.6. Circuito para determinar la corriente que circula por persona en el instante 0^+ debido a la tensión del generador.

Las ecuaciones que se obtienen son:

$$I_{M1}^{0+} + I_{M2}^{0+} + \dots + I_{Mn}^{0+} - I_{TM}^{0+} = 0 \quad (4.14)$$

$$I_{M1}^{0+} = -\frac{I_{TM}^{0+} * R_{HB}}{R_S} + \frac{V_m}{R_S}$$

$$I_{M2}^{0+} = -\frac{I_{TM}^{0+} * R_{HB}}{R_S} + \frac{2 * V_m}{R_S}$$

.....

$$I_{Mn}^{0+} = -\frac{I_{TM}^{0+} * R_{HB}}{R_S} + \frac{n * V_m}{R_S} \quad (4.15)$$

Introduciendo los valores de las distintas intensidades en la ecuación (4.14), y despejando I_{TM}^{0+} se tiene:

$$I_{TM}^{0+} = \frac{V_m}{R_S + n * R_{HB}} * \frac{n(n+1)}{2} \cong \frac{V_{ocGF}}{2} \frac{1}{\frac{R_S}{n} + R_{HB}} \quad (4.16)$$

La corriente total que circula por la persona en el instante 0^+ (I_{Fh}^{0+}) será la suma de ambas componentes y valdrá por tanto:

$$I_{Fh}^{0+} = I_{TC}^{0+} + I_{TM}^{0+} = \frac{V_{ocGF}}{2} \frac{1}{\frac{R_S}{n} + R_{HB}} \cong \frac{V_{ocGF}}{2} \frac{1}{R_{ISO} + R_{HB}} (1+F) \quad (4.17)$$

|| Como $R_{HB} \lll R_S$ y $\lll R_{ISO}$ ||

Sustituyendo dicho valor en la ecuación (4.7) se obtiene la constante de integración K, que sustituida a su vez en la ecuación (4.5) permite determinar la corriente que circula por la persona cuando se produce un contacto directo con el terminal \oplus :

$$i_{Fh}[t] = \frac{V_{ocGF}}{2} \left[\frac{1}{R_{ISO} + R_{HB}} + \left(\frac{1}{\left(\frac{R_S}{n} + R_{HB}\right)} - \frac{1}{R_{ISO} + R_{HB}} \right) * e^{-\frac{t}{\tau}} \right] \quad (4.18)$$

donde:

R_s : Resistencia serie de aislamiento a tierra del módulo fotovoltaico;

R_{ISO} : Resistencia de aislamiento del generador fotovoltaico;

R_{HB} : Resistencia del cuerpo humano;

V_{ocGF} : Tensión a circuito abierto del generador fotovoltaico;

t : Constante de tiempo;

n : Número de módulos serie por rama del generador.

Si se realiza el mismo análisis considerando un contacto directo sobre el terminal negativo se obtienen los mismos resultados cambiados de signo.

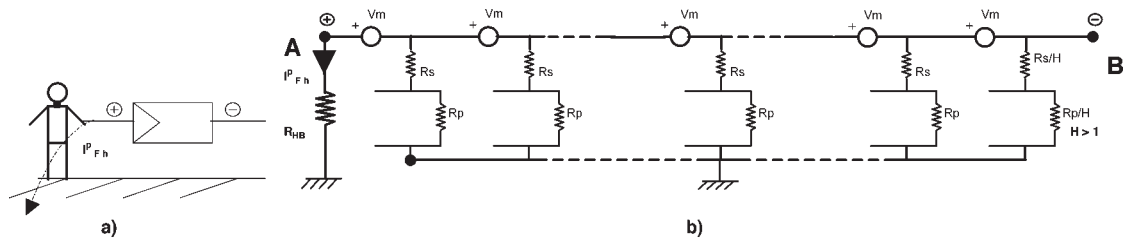
4.2.3. Establecimiento de umbrales para la protección de contactos directos en generadores flotantes.

Para definir la protección del generador fotovoltaico frente a contactos directos solamente se va a evaluar la situación de máximo riesgo para la persona que se produce en las siguientes condiciones^[13]:

- Contacto directo con uno de los extremos del generador en circuito abierto.
- No se considera la resistencia de la pisada de la persona.
- El aislamiento del generador se supone distribuido puntualmente en el extremo opuesto al punto donde se produce el contacto directo.

4.2.3.1. Régimen permanente.

El circuito eléctrico que representa las condiciones de defecto anteriores se presenta en la figura 4.7-b.



H : Menor aislamiento del módulo opuesto al punto de contacto directo. (Máximo riesgo cuando $H \rightarrow \infty$);
 R_{HB} : Resistencia del cuerpo humano;

Figura 4.7. Contacto directo con un generador flotante. Régimen permanente.

La resolución de este circuito, similar a la realizada en el apartado 4.2.1 considerando $R_{EES} = R_{HB}$, permite conocer el valor máximo de la corriente permanente que circula por la persona (I^p_{Fh}) ante un contacto directo mediante la siguiente expresión:

$$I^p_{Fh} \leq \frac{V_{ocGF}}{R_{ISO} + R_{HB}} \quad (4.19)$$

donde:

R_{ISO} : Resistencia de aislamiento del generador fotovoltaico;

R_{HB} : Resistencia del cuerpo humano;

V_{ocGF} : Tensión a circuito abierto del generador fotovoltaico.

Esta expresión permite determinar el valor mínimo admisible de la resistencia de aislamiento de un generador flotante para que la corriente permanente por la persona no origine riesgo de choque eléctrico por contacto directo. Para ello, basta con fijar el límite de intensidad por el cuerpo al valor de 100 mA^[1]:

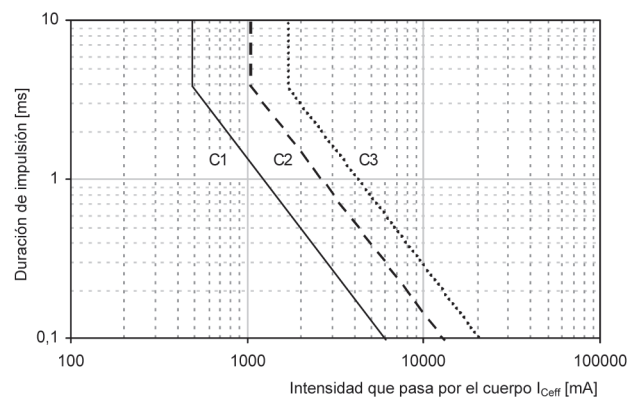
¹ CEI 479-1, *Efectos de la corriente sobre el hombre y los animales domésticos. Aspectos generales*. Comisión Electrotécnica Internacional, Ginebra, 1.994.

$$R_{\text{ISO}} \geq \frac{V_{\text{ocGF}}}{0,100} - R_{\text{HB}} = 10 * V_{\text{ocGF}} - R_{\text{HB}} \quad (4.20)$$

4.2.3.2. Régimen transitorio.

Cuando se produce un contacto directo con el generador flotante, la persona sufre una descarga transitoria debido a la energía almacenada en las capacidades parásitas a tierra del generador que puede ser más peligrosa que la corriente permanente, ver ecuación (4.18).

Para el análisis del riesgo de choque eléctrico debido a esta descarga, la figura 4.8 muestra los umbrales de fibrilación ventricular para descargas de condensadores en función de la duración de la descarga y de la intensidad de la descarga por el cuerpo^[II]. Así, en un generador flotante se alcanzará la protección de contactos directos si la descarga no sobrepasa la curva C1 de la figura.



(4.21)

- La duración de la descarga se define como 3τ , siendo τ la constante de tiempo del circuito;
 - I_{Ceff} : Valor eficaz de la corriente de descarga de condensadores para un periodo de $3\tau \Rightarrow (I_{\text{Ceff}} = \frac{I_{\text{C(p)}}}{\sqrt{6}})$;
- donde:
- $I_{\text{C(p)}}$: Valor de cresta máximo de la corriente de descarga;

Figura 4.8. Umbrales de fibrilación ventricular para descargas de condensadores sobre el cuerpo humano.

^{II} CEI 479-2, *Efectos de la corriente sobre el hombre y los animales domésticos. Aspectos particulares*. Comisión Electrotécnica Internacional, Ginebra, 1.994.

La constante de tiempo de la descarga, como se mostrará en el apartado 4.4.3, es del orden de segundos ($\gg 4$ ms). Por tanto, para alcanzar la protección de contactos directos según la curva C1 se establece como valor máximo eficaz de corriente de descarga que puede recibir una persona 0,5 A, que corresponde a 1,22 A como valor de cresta máximo ($I_{C(p)}$) según la expresión (4.21).

El valor de cresta de la corriente de descarga que recibe la persona según la expresión (4.18) se produce en un tiempo igual a 0^+ y viene dada por la ecuación (4.17). Dicha ecuación, fijando el límite de 1,22 A, permite determinar el valor mínimo permitido de la resistencia de aislamiento de un generador flotante para que la descarga que recibe la persona ante un contacto directo no origine riesgo de choque eléctrico. Sustituyendo dicho valor en (4.17) se obtiene la expresión:

$$R_{ISO} \geq \frac{V_{ocGF}}{2,44} * (1+F) - R_{HB} \quad (4.22)$$

donde:

V_{ocGF} : Tensión a circuito abierto del generador fotovoltaico;

R_{HB} : Resistencia del cuerpo humano;

F: Relación entre la resistencia serie y paralelo de aislamiento a tierra del módulo fotovoltaico individual ($=R_s/R_p$).

4.3. VARIACIÓN DE LA CORRIENTE DE FUGA A TIERRA EN FUNCIÓN DE LAS CONDICIONES MEDIOAMBIENTALES.

4.3.1. Introducción.

En los apartados anteriores se ha obtenido la ecuación (4.3) que permiten calcular el valor de la corriente de fuga en generadores fotovoltaicos conectados a tierra, conocidos los parámetros de aislamiento y tensión del generador. Como era de esperar este valor es inversamente proporcional al valor de la resistencia de aislamiento R_{ISO} que, respecto a tierra, presenta en un determinado momento el generador. En el apartado 3.4. se hizo un estudio detallado de la variación de esta resistencia en función de las condiciones medioambientales.

En este apartado se pretende comprobar a través de medidas directas la influencia que tienen las condiciones medioambientales sobre el valor de la corriente de fuga, comprobación que permitirá, por un lado, validar la ecuación anterior y, por otro, conocer directamente las condiciones que proporcionan el máximo valor de esta corriente de fuga del generador.

En el anexo C se hace la descripción de los equipos y procedimientos que se han utilizado para efectuar las medidas.

Los datos que se han obtenido en cada proceso de medida han sido los siguientes:

- Valor medio cada minuto de las variables meteorológicas: **humedad relativa, temperatura ambiente, irradiancia global** incidente sobre la superficie de los módulos y **presión atmosférica**.
- Valor medio cada minuto de la **corriente de fuga** a tierra con el generador en vacío. La elección de realizar las medidas con el generador en vacío se debe a que estas medidas carecen de un pequeño rizado que introduce el funcionamiento del inversor al variar la tensión en la búsqueda del punto de máxima potencia.
- Valor medio cada minuto de la **tensión del generador**.

Estos datos han sido sometidos a un doble filtrado:

- Por un parte, solo se consideran aquellos datos de corriente de fuga que se encuentran dentro de intervalos de tiempo en los cuales la humedad relativa ha tenido cierta estabilidad (variaciones inferiores al 15% de la humedad relativa en un periodo de 2 horas) por las mismas razones que las apuntadas en el análisis del aislamiento en función de las condiciones medioambientales.
- Por otro parte, para analizar exclusivamente la influencia de las variables meteorológicas sobre la corriente de fuga, y dada la fuerte influencia de la tensión sobre el aislamiento de un generador (ver punto 3.6), y por tanto, sobre su corriente de fuga, solo se considerará un intervalo restringido de tensiones del generador (normalmente su entorno de funcionamiento [\cong de 430 a 490 V]).

La validación de ecuación (4.3), se lleva a cabo contrastando, con los datos medidos de corriente de fuga y tensión del generador, bajo diferentes condiciones meteorológicas, el valor teórico de resistencia que se obtiene a partir de esta ecuación (que se denominará en adelante resistencia de fuga del generador R_f) con la medida

experimental de resistencia de aislamiento R_{ISO} del generador que se hizo en el apartado 3.4. Despejando de dicha ecuación el valor de la resistencia de fuga se obtiene la siguiente expresión:

$$R_F = \left| - \frac{V_{ocGF}}{2} * \frac{1}{I_F^p} \right| \quad (4.23)$$

donde:

V_{ocGF} : Tensión a circuito abierto del generador fotovoltaico;

I_F^p : Corriente permanente de fuga a tierra del generador.

Para definir R_F ($\{=R_{ISO}$ en la ecuación (4.3.)}) se ha supuesto $R_{EES} = 0$ ya que normalmente $R_{EES} < R_{ISO}$ en un generador fotovoltaico si defectos de aislamiento.

A continuación se presentan los resultados obtenidos. En primer lugar, se muestra la variación a lo largo del día de; la corriente de fuga; la tensión del generador; el valor teórico obtenido de la resistencia de fuga y valor medido de la resistencia de aislamiento; así como de las variables meteorológicas descritas anteriormente. Este estudio se presenta para los días típicos A, B del periodo del año donde las corrientes de fuga presentan sus mayores valores. En segundo lugar, se exponen los datos de corriente fuga como función de la humedad relativa manteniendo constante la temperatura y, también recíprocamente como función de la temperatura manteniendo constante la humedad relativa. Finalmente, se muestra la influencia que tiene la irradiancia global sobre el valor de la corriente de fuga

4.3.2. Variación a lo largo del día de la corriente de fuga; resistencias de fuga frente a resistencia de aislamiento.

Las figuras 4.9 y 4.10 representan en su parte inferior la variación a lo largo del día de la corriente de fuga, la tensión del generador, la resistencia de fuga y la resistencia de aislamiento, y en la parte superior la de las distintas variables meteorológicas, para los días tipo A, B respectivamente.

a) Día tipo A.

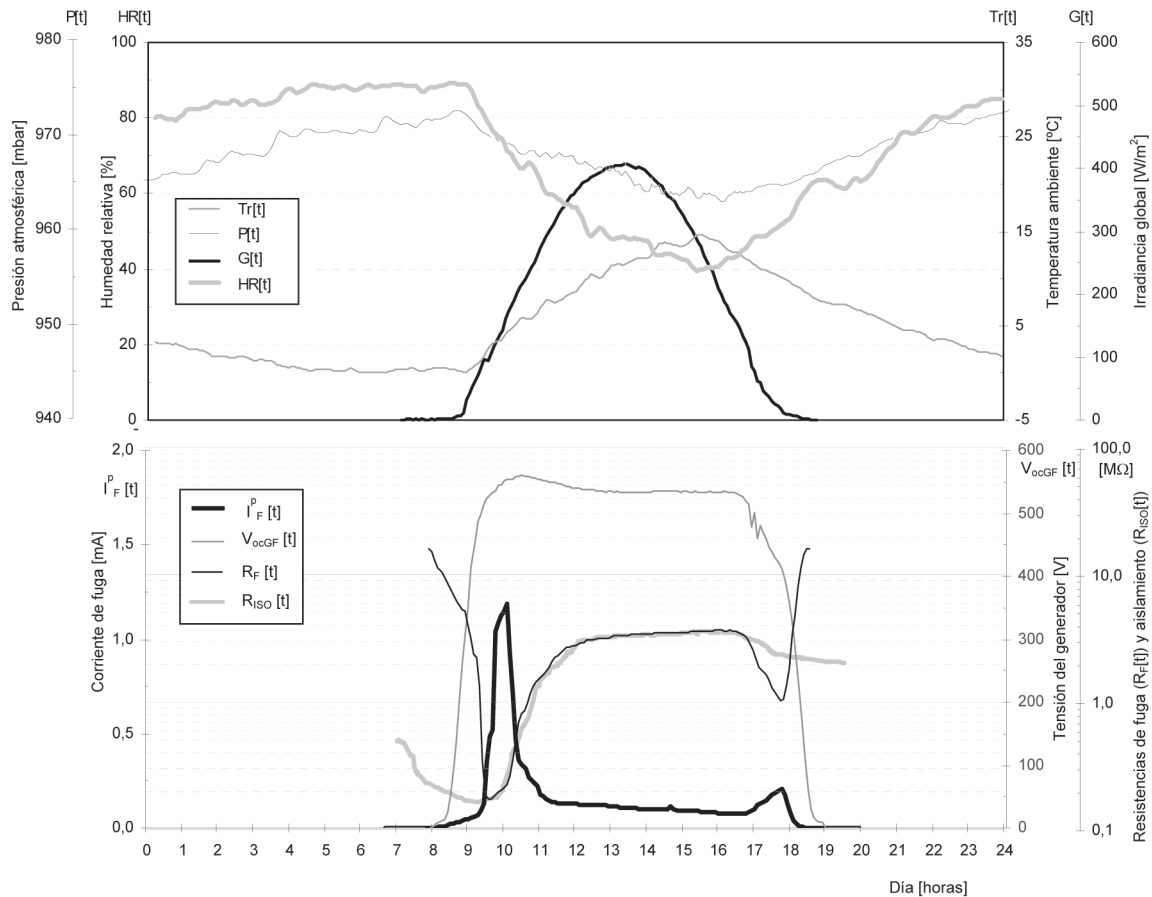


Figura 4.9. Gráficas de corriente de fuga, resistencias de fuga y aislamiento, tensión del generador y variables meteorológicas para un día típico tipo A.

En esta gráfica se puede observar para este día típico como los valores de resistencia de fuga del generador $R_{F,t}$, obtenidos teóricamente, son similares a los de resistencia de aislamiento del generador R_{ISO} medidos experimentalmente. Solo existen diferencias apreciables entre ambas curvas cuando la tensión del generador es baja (amanecer y atardecer). Estas diferencias están justificadas por la influencia que ejerce la tensión a la que se encuentra el sistema sobre el aislamiento que presenta éste con respecto a tierra, ver apartado 3.6. Así, mientras que en la medida experimental de la resistencia de aislamiento R_{ISO} del generador éste está sometido a una tensión de ensayo fija (500 V), en el cálculo del aislamiento teórico R_F está sometido a su propia tensión de generación. Al amanecer y al atardecer la baja tensión del generador frente a la tensión de ensayo origina que los valores de R_F sean mucho más elevados que los de R_{ISO} .

b) Día tipo B.

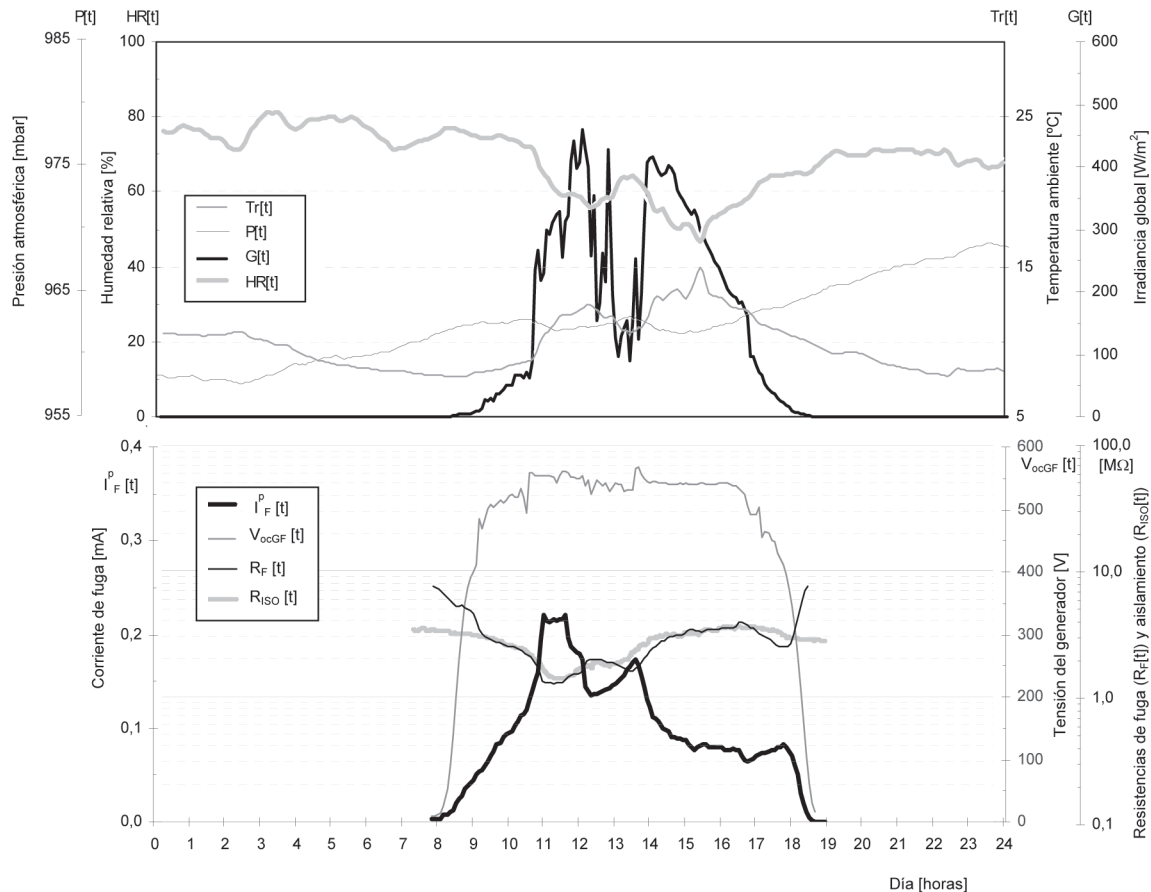


Figura 4.10. Gráficas de corriente de fuga, resistencias de fuga y aislamiento, tensión del generador y variables meteorológicas para un día típico tipo B.

La gráfica para este día típico vuelve a mostrar como las curvas R_F y R_{ISO} adoptan valores muy similares, presentando sólo diferencias apreciables en las zonas de baja tensión del generador por las razones anteriormente apuntadas.

Por otro lado, analizando los datos de corrientes de fuga presentados en las figuras 4.9 y 4.10 se deduce que la condición más desfavorable de corriente de fuga a tierra, desde el punto de vista de la seguridad de las personas (máxima corriente), se dan transcurrido un periodo aproximadamente de 1 a 2 horas después de la salida de sol en días de invierno fríos y despejados que presentan fuertes heladas matinales. Esta condición coincide naturalmente con el mínimo aislamiento del generador.

4.3.3. Influencia de las distintas variables meteorológicas sobre la corriente de fuga.

4.3.3.1. Humedad relativa.

La figura 4.11 muestra la variación de la corriente de fuga del generador fotovoltaico en función de la humedad relativa para tensiones del generador dentro del margen normal de funcionamiento (\cong de 430 a 490 V). Se presentan datos para dos isotermas diferentes, una a 11 ± 1 °C y otra a 17 ± 1 °C.

Se puede observar en la gráfica una dispersión de datos en forma de 'S' entorno a las dos isotermas. Esta dispersión está motivada por las siguientes causas:

- Influencia adicional no considerada de otra variable de menor incidencia sobre el aislamiento del generador, y por tanto, sobre la corriente de fuga, como es la irradiancia global.
- Imposibilidad de controlar, en el lugar del ensayo (intemperie) las variables meteorológicas y mantenerlas estables durante un periodo de tiempo prolongado, suficiente para efectuar la medida.

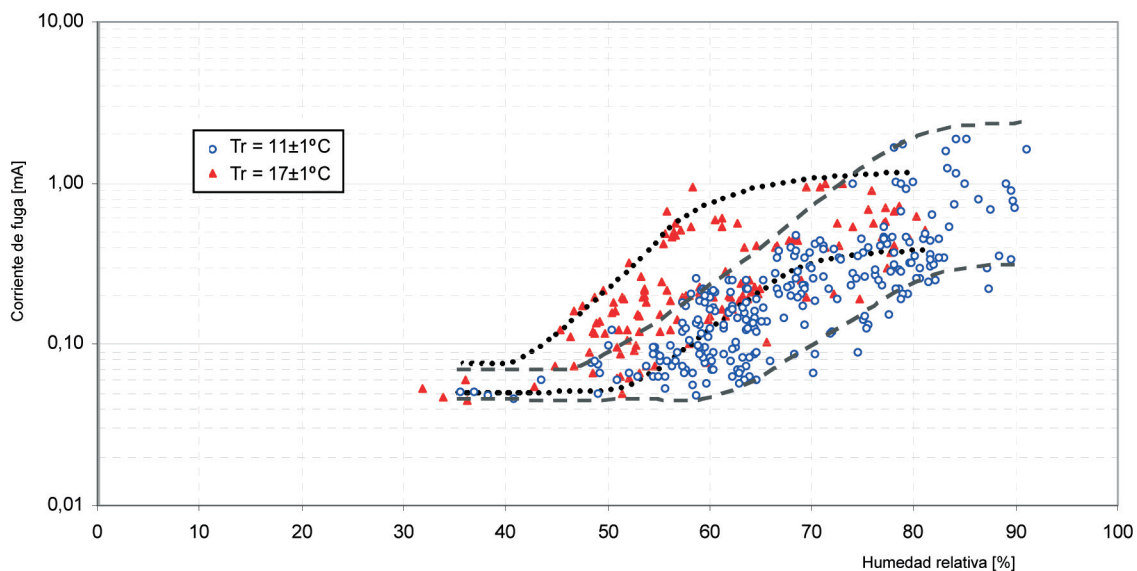


Figura 4.11. Gráfica semi - logarítmica de la corriente de fuga frente a la humedad relativa para las isotermas de 11 ± 1 °C y 17 ± 1 °C (tensión del generador aproximadamente nominal).

Este comportamiento de la corriente de fuga se debe a la variación ya presentada en el capítulo anterior que experimenta el aislamiento del generador con la humedad.

Así, en la zona más plana de la curva en forma de S (para bajas y altas humedades relativas) la corriente de fuga presenta una dependencia lineal con la humedad relativa. En la zona intermedia (entre el 35 y 60% para la isoterma de 17 ± 1 °C y entre el 50 y el 75% para la isoterma de 11 ± 1 °C) la dependencia pasa a ser exponencial. También puede observarse como a menor temperatura el inicio de la zona de crecimiento exponencial de la corriente de fuga se produce a mayores humedades relativas.

4.3.3.2. Temperatura ambiente.

La figura 4.12 muestra el comportamiento de la corriente de fuga del generador fotovoltaico en función de la temperatura para tensiones del generador dentro del margen normal de funcionamiento (\cong de 430 a 490 V). Se presentan datos para tres valores de humedades relativas diferentes: bajas ($40 \pm 2\%$), medias ($60 \pm 2\%$) y altas ($80 \pm 2\%$).

De nuevo, la dispersión de datos que se observa en la figura obedece a las mismas causas apuntadas en el apartado anterior.

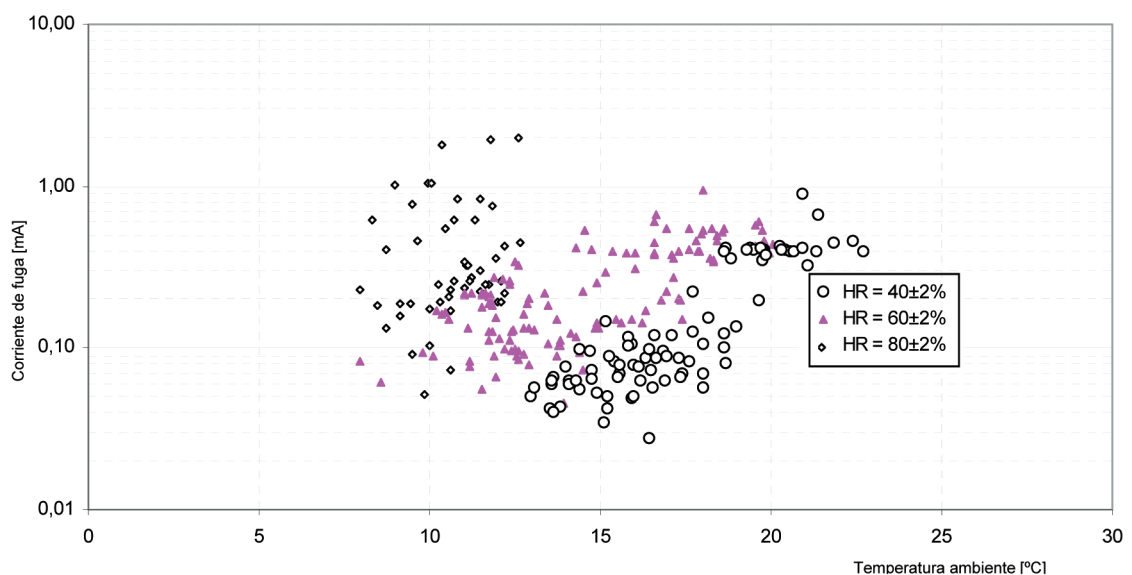


Figura 4.12. Gráfica semi - logarítmica de la corriente de fuga frente a la temperatura para tres rangos separados de humedades relativas: 40, 60 y $80 \pm 2\%$ (tensión del generador aproximadamente nominal).

A partir de los datos de la gráfica se deduce que, para humedades relativas constantes, existe una dependencia exponencial entre corriente de fuga y temperatura. Este comportamiento de la corriente de fuga es el inverso al presentado en el capítulo anterior por el aislamiento del generador, hecho natural si se tiene en cuenta la relación entre ambas variables dada por la ecuación (4.3).

4.3.3.3. Irradiancia global.

El análisis de la variación de la corriente de fuga en función de la irradiancia global incidente se ha realizado mediante tres bloques de medidas, coincidentes con tres condiciones de humedad relativa y temperatura: humedad relativa baja ($40 \pm 2\%$) [isoterma de $17 \pm 1^\circ\text{C}$]; humedad relativa media ($60 \pm 2\%$) [isoterma de $13 \pm 1^\circ\text{C}$]; y humedad relativa alta ($80 \pm 2\%$) [isoterma de $8 \pm 1^\circ\text{C}$]. En la figura 4.13 se exponen los resultados obtenidos.

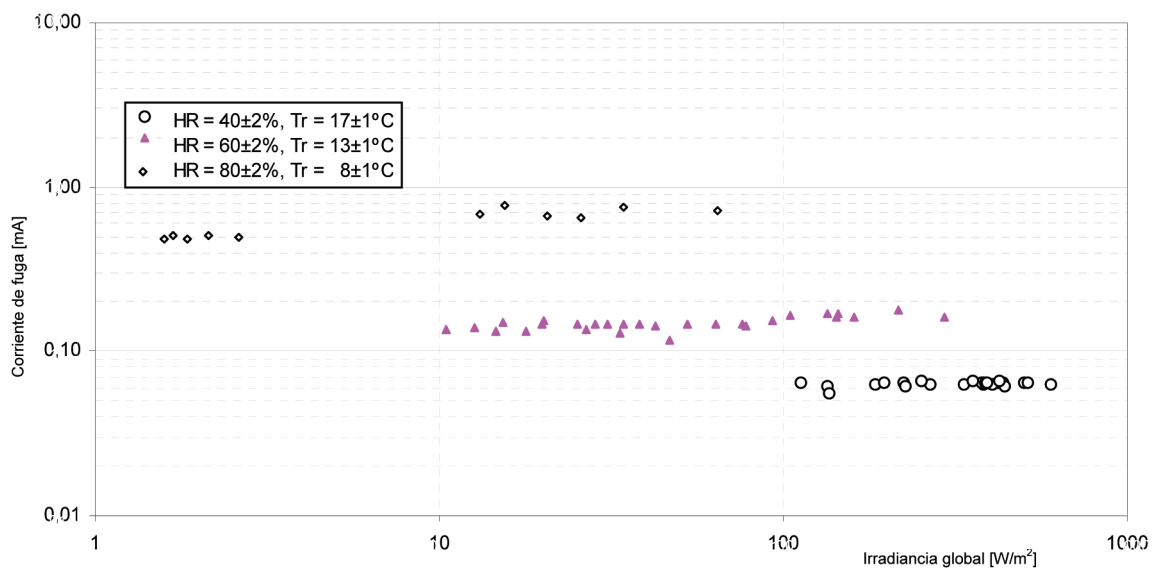


Figura 4.13. Gráfica logarítmica de corriente de fuga frente a la irradiancia global manteniendo constante la humedad relativa y la temperatura ambiente (tensión del generador aproximadamente nominal).

Esta gráfica muestra que existe poca influencia de la irradiancia sobre la corriente de fuga, siendo esta influencia prácticamente nula si la variación de irradiancia se produce en las condiciones de baja humedad relativa ($< 40\%$), y aumentado algo cuando esta variación se producen en las de alta humedad ($\approx 80\%$). En este último

caso se han medido variaciones de hasta un 40% como se presenta en la figura 4.14 donde, la humedad relativa prácticamente permanece estable ($\approx 70\%$) durante un periodo de 25 minutos. En todas las condiciones de humedad, se observa que existe una correlación directa entre la corriente de fuga e irradiancia.

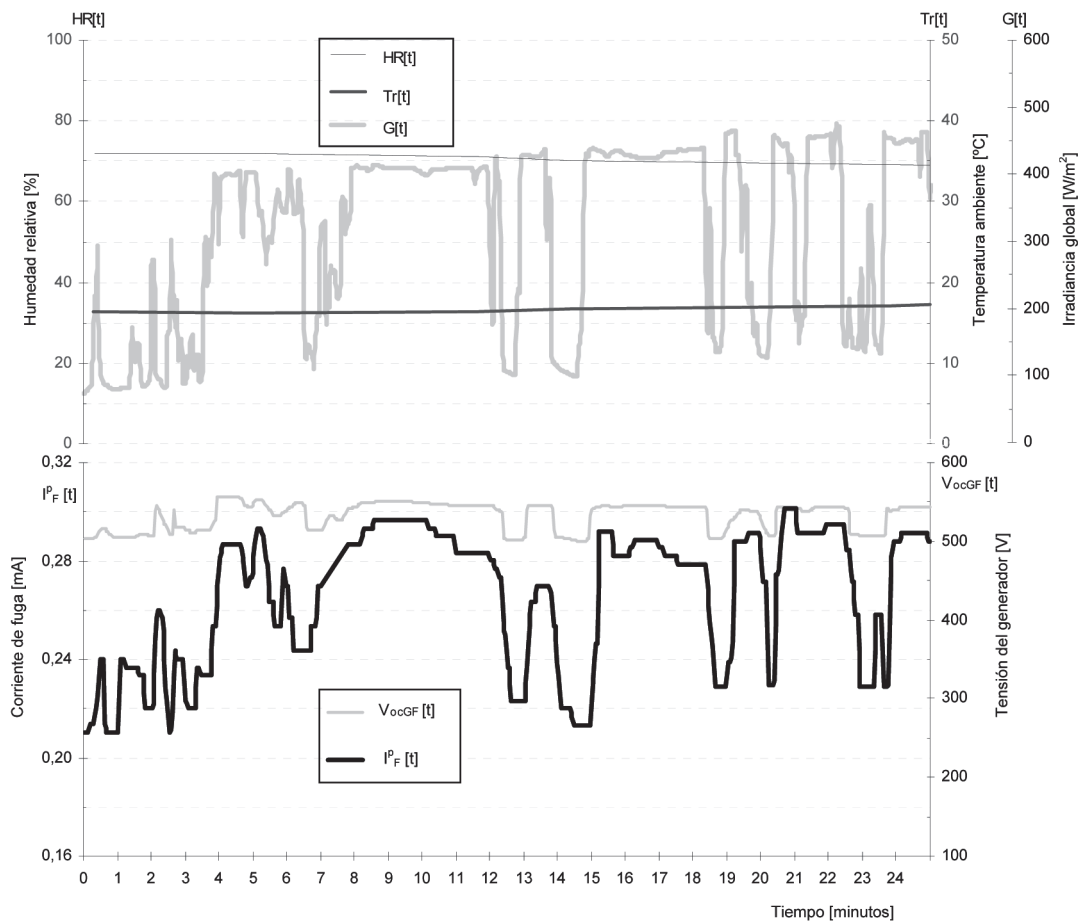


Figura 4.14. Variación de corriente de fuga del generador frente a la irradiancia en un periodo de 25 minutos con humedad relativa y temperatura ambiente prácticamente estables.

4.3.3.4. Conclusiones.

A partir de las medidas realizadas y presentadas en este apartado, se deduce que las variables meteorológicas que más influyen en el valor de la corriente de fuga a tierra de un generador fotovoltaico son la humedad relativa y la temperatura ambiente, que, como era de esperar, son las que más influyen también sobre su resistencia de aislamiento. Se ha observado que la corriente de fuga presenta una dependencia lineal-exponencial-lineal con la humedad relativa y una dependencia

exponencial con la temperatura. En el caso de la irradiancia global existe poca la influencia y ésta depende del estado del resto de variables meteorológicas.

El valor máximo medido de corriente de fuga a tierra ha sido de 3 mA para todo el generador fotovoltaico y 4,6 μA por módulo individual. Esta medida es bastante inferior al dato puntual comparativo de 29 μA de corriente media de fuga por módulo que presenta el único generador conectado a tierra^[48] del cual se tienen datos de medida. No obstante, el tipo del módulo empleado en este generador es diferente al utilizado en el estudio en esta tesis.

Finalmente, a partir de la comparación entre los valores teóricos obtenidos de la resistencia de fuga del generador fotovoltaico con los datos medidos de su resistencia de aislamiento, se puede establecer la validez de la ecuación (4.3) y por tanto del modelo teórico de análisis utilizado.

4.4. MEDIDA DEL CHOQUE ELÉCTRICO POR CONTACTO DIRECTO EN GENERADORES FLOTANTES EN FUNCIÓN DE LAS CONDICIONES MEDIOAMBIENTALES.

4.4.1. Introducción.

En este apartado se analiza la influencia que tienen las condiciones medioambientales sobre el choque eléctrico por contacto directo en un generador flotante. A través de medidas directas de la corriente que produce este choque eléctrico se obtendrán los parámetros **constante de tiempo (parámetro τ)** y **relación R_s/R_p (parámetro F)** necesarios para establecer^[11] su nivel de riesgo, ver apartado 4.2.3.

Adicionalmente este análisis permitirá:

- Validar con medidas experimentales la ecuación teórica (4.18) que define la evolución temporal del choque eléctrico.
- Comparar, bajo diferentes condiciones meteorológicas, los valores obtenidos de los parámetros t y $F (\cong [I_{Fh}^{0+}/I_{Fh}^P]-1)$ a partir de medidas de corriente con los obtenidos en el capítulo anterior a partir de medidas de aislamiento.

En el anexo C se hace una descripción de los equipos y procedimientos que se han utilizado en este análisis.

¹¹ CEI 479-2, *Efectos de la corriente sobre el hombre y los animales domésticos. Aspectos particulares*. Comisión Electrotécnica Internacional, Ginebra, 1.994.

Los datos que se han obtenido en cada proceso de medida han sido los siguientes:

- Valor puntual cada 2 segundos de las variables meteorológicas: **humedad relativa, temperatura ambiente e irradiancia global** incidente sobre la superficie de los módulos.
- Valor puntual cada 2 segundos de la **corriente de fuga por la persona** (terminal negativo) y **tensión del generador**.
- Valor puntual de la **corriente de fuga por la persona en el instante 0^+ (I_{Fh}^{0+}) y permanente (I_{Fh}^P)** (3 minutos después del instante 0^+).

4.4.2. Validación de la corriente de choque teórica (ecuación 4.18).

El estudio se ha realizado para dos condiciones de aislamiento del generador: aislamiento bajo-medio; y aislamiento elevado. En ambos casos, se ha medido, a través de un circuito de simulación, la corriente de choque por contacto directo y se ha comparado con la obtenida teóricamente por medio de la ecuación (4.18). Los resultados obtenidos se muestran en la figura 4.15, para el caso de aislamiento bajo-medio, y 4.16, para el caso de aislamiento elevado.

En el caso de aislamiento bajo-medio, figura 4.15, los resultados obtenidos muestran que ambas corrientes coinciden prácticamente. Esto permite, bajo estas condiciones, validar la ecuación (4.18) como medio para calcular las corrientes de choque eléctrico por contacto directo en generadores flotantes.

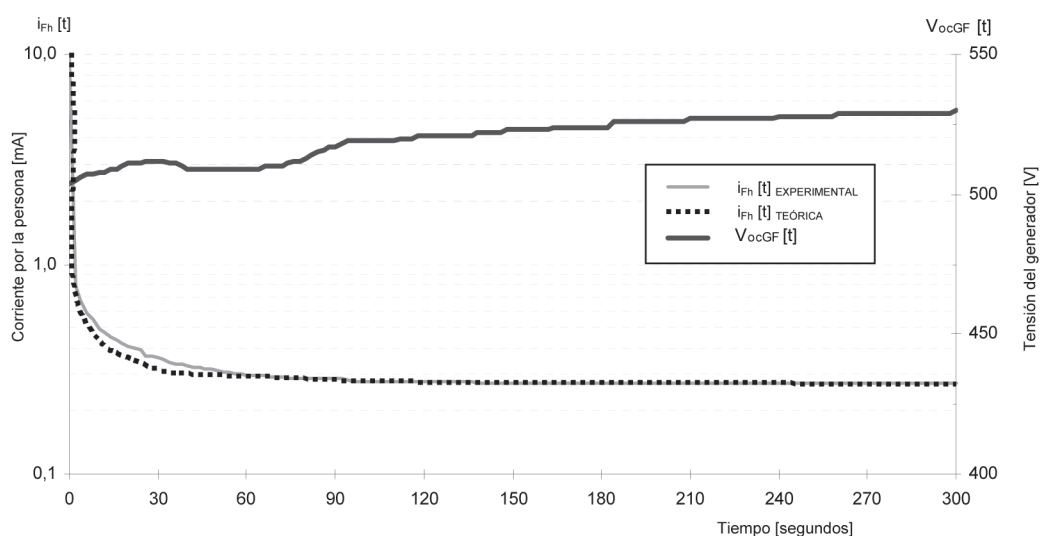


Figura 4.15. Corriente por una persona teórica y experimental frente al tiempo tras un contacto directo con uno de los polos del generador flotante de 68 kWp (aislamiento del generador bajo-medio).

En el caso de aislamiento elevado, figura 4.16, existen diferencias apreciables entre ambas corrientes en los primeros instantes del transitorio. Las causas de esta discrepancia pueden estar, más que en un mal modelado del circuito del generador, en que para estos valores de resistencia de aislamiento elevados, la inductancia de los cables de conexión del circuito adquieren importancia y el transitorio de la corriente, al introducir este parámetro, tiende a alejarse del comportamiento de un circuito de primer orden y se acerca al de uno de segundo orden.

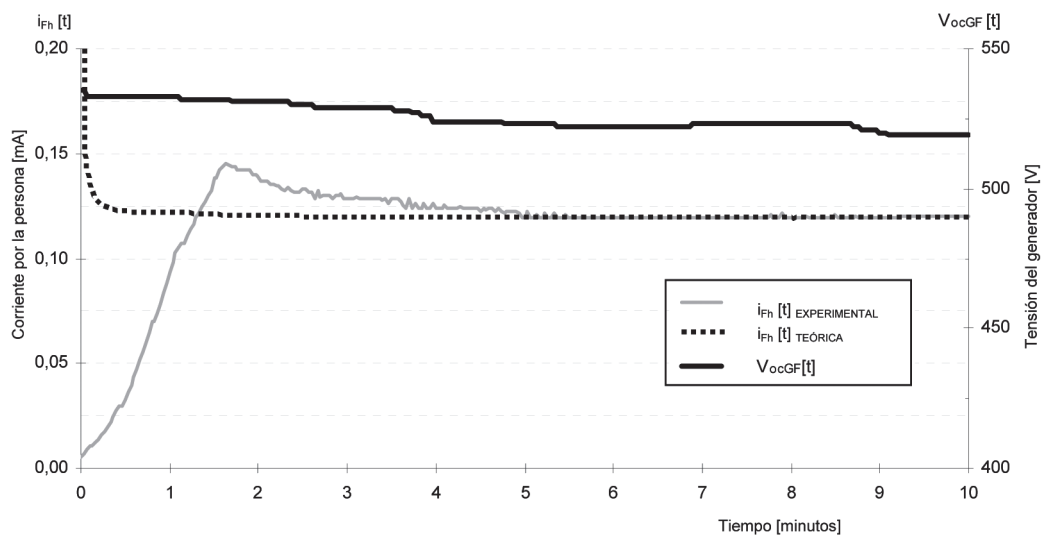


Figura 4.16. Corriente por una persona teórica y experimental frente al tiempo tras un contacto directo con uno de los polos del generador flotante de 68 kWp (aislamiento del generador elevado).

4.4.3. Influencia de las condiciones medioambientales sobre los parámetros t (constante de tiempo) y F (R_s/R_p).

Las figuras 4.17 y 4.18 muestran respectivamente la variación en función de la humedad relativa de la constante de tiempo (parámetro t), del transitorio asociado a un choque eléctrico por contacto directo en un generador flotante, y del parámetro F (R_s/R_p), obtenido de este transitorio. Se presentan datos para dos isotermas diferentes, una a 11 ± 1 °C y otra a 17 ± 1 °C.

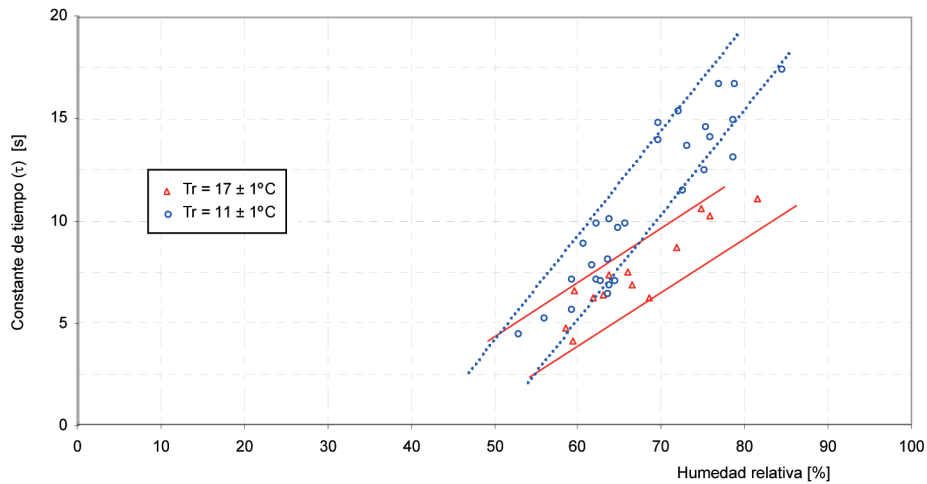


Figura 4.17. Constante de tiempo del transitorio asociado a un contacto directo con el generador flotante de 68 kWp en función de la humedad relativa.

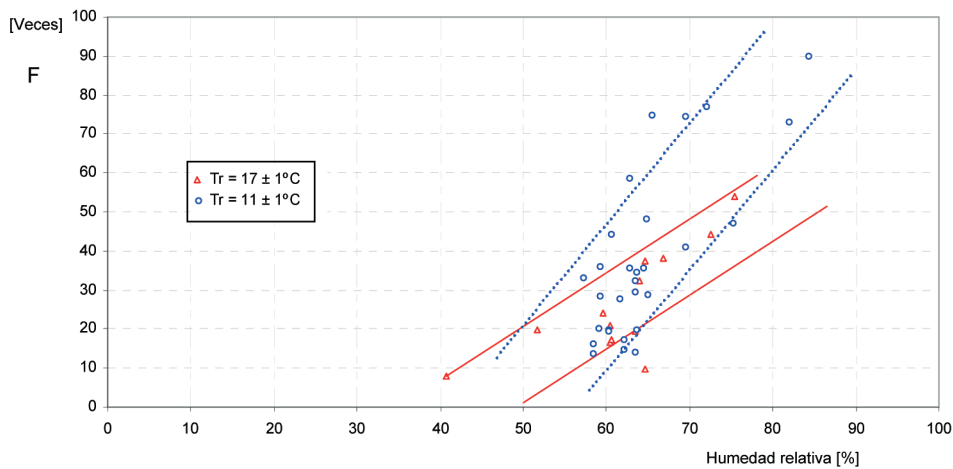


Figura 4.18. Relación F ($=R_s/R_p$) entre resistencias serie y paralelo de aislamiento de un módulo fotovoltaico constituyente del generador flotante de 68 kWp en función de la humedad relativa.

La figura 4.19 muestra la variación del parámetro F en función de la temperatura. Se presentan datos para tres valores de humedades relativas diferentes: bajas ($40 \pm 2\%$), medias ($60 \pm 2\%$) y altas ($80 \pm 2\%$).

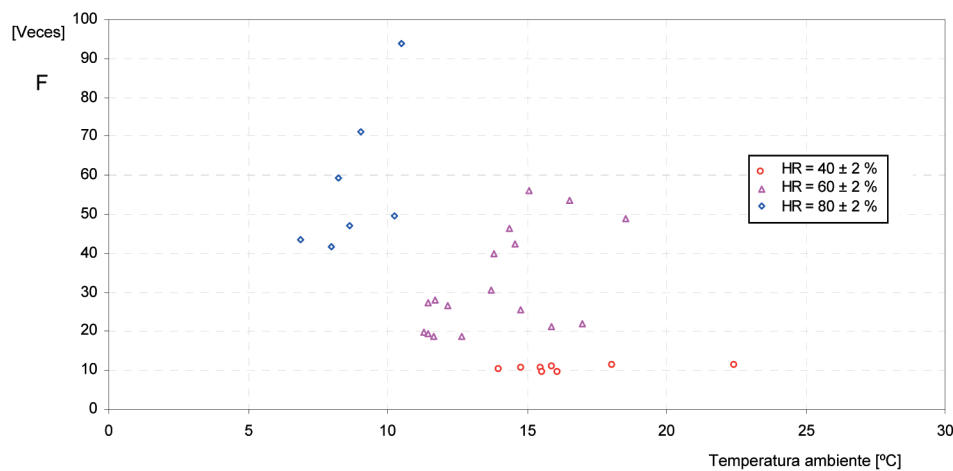


Figura 4.19. Relación $F (=R_s/R_p)$ entre resistencias serie y paralelo de aislamiento de un módulo fotovoltaico constituyente del generador flotante de 68 kWp en función de la temperatura ambiente.

De dichas gráficas se obtienen las siguientes conclusiones:

- La constante de tiempo, ver figura 4.17, decrece a medida que las condiciones meteorológicas son más favorables. El rango de variación está entre 1 y 20.
- El valor del parámetro F , ver figuras 4.18 y 4.19, es altamente sensible a la variación de cualquiera de las dos variables meteorológicas analizadas. Los menores valores de este parámetro (orden de ≈ 10) se dan en condiciones meteorológicas favorables, baja humedad relativa y alta temperatura y los mayores valores (orden de ≈ 100) se dan con condiciones meteorológicas adversas, alta humedad relativa y baja temperatura
- Los valores obtenidos de los parámetros τ y F a partir de medidas de corrientes son muy similares a los obtenidos en el capítulo anterior (apartado 3.5.2) a partir de medidas de aislamiento. Esta similitud de valores hace que, dependiendo de los medios disponibles por el usuario, para definir la protección de choques eléctricos en generadores flotantes, puedan obtenerse estos parámetros bien a través de medidas de aislamiento o bien a través de medidas de corrientes.

CAPITULO 5.
Análisis de las medidas de
protección utilizadas en el
proyecto «UNIVER»

5.1. INTRODUCCIÓN.

En este capítulo se hace un estudio de la viabilidad de implantación en generadores fotovoltaicos de las medidas de protección a personas descritas en el capítulo 2. Para el análisis se han utilizado los generadores fotovoltaicos del Proyecto 'UNIVER': uno de 68 kWp (640 módulos) en configuración flotante (esquema IT); uno de 68 kWp (640 módulos) puesto a tierra (esquema TN).

En el caso de configuración flotante el estudio se centrará sobre la medida de protección que proporciona un controlador permanente de aislamiento. La operatividad y buen funcionamiento del controlador vendrán dados por:

- La compatibilidad entre el umbral de resistencia de aislamiento necesario para la protección de choques eléctricos con el aislamiento mínimo del generador sin defectos de aislamiento.
- El tiempo de respuesta del sistema de eliminación de tensión del generador fotovoltaico.
- Las consecuencias que tiene sobre el rendimiento del generador fotovoltaico el error de medida que llevan asociados los dispositivos comerciales de protección.

En el caso de configuración ligada a tierra el estudio se centrará en la protección que proporciona la medida de la corriente a tierra. La operatividad y buen funcionamiento de la protección vendrán dados por:

- La compatibilidad entre el umbral de corriente necesario para la protección de choques eléctricos con la corriente de fuga máxima del generador sin defectos de aislamiento.
- El tiempo de respuesta del sistema de eliminación de tensión del generador y el tiempo para la protección de choques eléctricos.
- La existencia en el mercado de dispositivos que presenten los requerimientos necesarios para aplicar estas medidas de protección y su operatividad.

Esta operatividad será comprobada mediante circuitos auxiliares de simulación de contactos directos e indirectos.

5.2. GENERADOR FLOTANTE.

5.2.1. Ajuste del dispositivo de protección.

5.2.1.1. Umbral superior de ajuste para evitar disparos sin defectos de aislamiento.

De los datos obtenidos en la medida de la resistencia de aislamiento del generador realizada en el capítulo 3, la mínima resistencia de aislamiento medida en condiciones normales de funcionamiento fue de 120 kΩ. Bajo esta condición de mínimo aislamiento se realizaron medidas a agrupaciones con distinto número de módulos, obteniéndose en todos los casos una medida de aislamiento inversamente proporcional a dicho número y que responde a la ecuación:

$$R_{ISO_n} \cong \frac{76,8}{n} M\Omega \quad (5.1)$$

donde:

R_{ISO_n} : Resistencia medida para la agrupación;

n: Número de módulos utilizados para la medida.

De acuerdo con este valor mínimo, el valor máximo de ajuste ($R_{ISO\Delta N}$) del dispositivo de protección (CPI), para evitar disparos en ausencia de defectos eléctricos, se debe fijar por debajo de este valor mínimo con un cierto margen de seguridad. Por tanto, en instalaciones fotovoltaicas que utilicen el módulo I-106 de Isofotón se debería cumplir la siguiente condición:

$$R_{ISO\Delta N} \leq 0,8 * \frac{76,8}{n} M\Omega \quad (5.2)$$

5.2.1.2. Umbral necesario de ajuste para garantizar la protección.

a) Contactos indirectos.

En un generador flotante un primer defecto a masa o a tierra no presenta riesgo de contacto indirecto, y por tanto no es obligatorio la eliminación de la tensión del generador, siempre que se verifique la ecuación (2.2).

La máxima corriente medida, en esta situación de primer defecto, fue de 3 mA. Sustituyendo en la ecuación (2.2) se obtiene:

$$0,1^* \Omega * 0,003 A = 10^{-4} V \leq 60^{**} V$$

donde:

0,1* Ω : Resistencia máxima medida del electrodo de protección de las masas del generador;

60** V: Tensión límite convencional de seguridad para un emplazamiento exterior.

De acuerdo con este resultado no es necesario la desconexión del generador ante el primer defecto y por tanto la actuación del CPI.

Bajo esta condición de máxima corriente y, con la tensión del generador perteneciente al intervalo normal de funcionamiento [430][490 V], se realizaron medidas a diferentes agrupaciones de ramas, obteniéndose en todos los casos una medida de corriente directamente proporcional al número de ramas del ensayo y a la tensión del generador según la ecuación:

$$I_{Fm}^p \cong 8,15 * 10^{-4} * m * V_{ocGF} \quad mA \quad (5.3)$$

donde:

I_{Fm}^p : Corriente de defecto medida para la agrupación;

m: Número de ramas utilizadas para la medida;

V_{ocGF} : Tensión a circuito abierto del generador.

Por tanto, como conclusión para generadores fotovoltaicos que utilicen el módulo I-106 de Isofotón y trabajen con tensiones en el entorno [400 ÷ 500 V] no es necesaria la desconexión ante un primer defecto siempre que se verifique:

$$R_{EEP} * 8,15 * 10^{-7} * m * V_{ocGF} \leq 60 V \quad (5.4)$$

donde:

R_{EEP} : Resistencia de puesta a tierra del electrodo de protección de las masas.

b) Contactos directos.

El valor de ajuste necesario ($R_{iso\Delta N}$) del dispositivo de protección (CPI), para alcanzar la protección complementaria de contactos directos en el caso de este generador fotovoltaico flotante, viene establecido por dos condiciones:

- Régimen permanente, ecuación (4.20):

$$R_{ISO} \geq 10 * V_{ocGF} - R_{HB} = 10 * 580 - 750^* = 5.005 \Omega \Rightarrow R_{iso\Delta NCD} \text{ R. permanente} \geq 5 \text{ k}\Omega \quad (5.5)$$

donde:

$V_{ocGF} = 580 \text{ V}$: Tensión máxima del generador en circuito abierto;

$750^* \Omega$: Corresponde al valor mínimo de resistencia del cuerpo humano para la tensión de 580 V establecido en ^[1].

¹ CEI 479-1, *Efectos de la corriente sobre el hombre y los animales domésticos. Aspectos generales*. Comisión Electrotécnica Internacional, Ginebra, 1.994.

- Régimen transitorio, ecuación (4.22):

$$R_{ISO} \geq \frac{V_{ocGF}}{2,44} * [1 + F] - R_{HB} = \frac{580}{2,44} * [1 + 100^{**}] - 750^* = 23.258 \Omega \Rightarrow R_{ISO \Delta NCD} R. \text{ transitorio} \geq 24 k\Omega \quad (5.6)$$

donde:

750* Ω : Corresponde al valor mínimo de resistencia del cuerpo humano para la tensión de 580 V establecido en^[1];

100** : Corresponde al valor máximo obtenido del parámetro F en la condición de mínima de resistencia de aislamiento del generador (apartado 3.5.2. ó apartado 4.4.3)

5.2.1.3. Compatibilidad entre ambos niveles.

De acuerdo con el apartado anterior, el nivel mínimo de ajuste para garantizar la protección a personas en este generador es de 24 k Ω , nivel que es perfectamente compatible con el valor de mínimo aislamiento sin defectos (=120 k Ω , ecuación (5.2)).

Considerando el valor de 76,8 M Ω , obtenido a través de la ecuación (5.1), como el valor de mínimo aislamiento del módulo I-106 de Isofotón, se puede establecer una condición de viabilidad de esta protección utilizando la ecuación (4.22), que acota la tensión del generador en función del número de módulos empleados, por medio de la expresión:

$$V_{ocGF} \leq \frac{1}{41} * \left[\frac{76,8 * 10^6}{n} + R_{HB} \right] \quad V \quad (5.7)$$

5.2.2. Tiempo de respuesta del sistema de eliminación de la tensión del generador.

Como regla general un primer defecto a masa o a tierra en un generador flotante no presenta riesgo por contacto indirecto y la eliminación de tensión del mismo no

es obligatoria. No obstante, la normativa analizada en el capítulo 2 (CEI 364-4-41^[2]) recomienda ante este primer defecto la desconexión del sistema en un tiempo lo más corto posible.

Por otro lado, la implantación del dispositivo de protección (CPI) en el generador para alcanzar una protección complementaria de contactos directos también hace muy conveniente que ante el primer defecto la tensión del generador sea eliminada en un tiempo breve (del orden de segundos). De esta forma, la probabilidad que ocurra un contacto directo peligroso tras un primer defecto eléctrico es prácticamente nula.

La eliminación de la tensión en un generador se realiza mediante la acción conjunta de diferentes dispositivos que van secuenciando acciones en el tiempo (ver figura 1.4). En el caso de un generador flotante los tiempos involucrados en este proceso son los siguientes:

- **T_{DECT}** : Tiempo necesario para que el dispositivo de protección (CPI) detecte el defecto y actúe sobre el sistema de eliminación de la tensión del generador.
- **T_{AP_INV}** : Tiempo de apertura de los contactores de potencia (C1, figura 1.4) que separan el generador fotovoltaico del inversor.
- **T_{CC_GF}** : Tiempo de cierre de los contactores que cortocircuitan el generador y lo ponen a tierra (C2 y C3 simultáneamente, figura 1.4).

A) T_{DECT} .

No existe ninguna normativa de carácter internacional que regule específicamente el tiempo de actuación de los CPIs. Una revisión de estos tiempos en diferentes controladores comerciales muestra variaciones desde 3 a 20 s. Estos tiempos dependen fundamentalmente de la marca comercial del controlador, del número simultáneo de salidas controladas y del rango valores del defecto localizado.

B) T_{AP_INV} Y T_{CC_GF} .

La normativa que regula los contactores (dc y ac)^[11] establece un tiempo máximo de apertura o cierre de los contactores de 50 ms.

¹¹ CEI 947-4. *Aparatos de baja tensión. Contactores y arrancadores de motor*. Comisión Electrotécnica Internacional, Ginebra, 1.996.

Por tanto, el tiempo para eliminar la tensión del generador (T_{ETF}) que se deduce de los tiempos parciales que acaban de ser establecidos viene dado por la siguiente expresión:

$$T_{ETF} = T_{DECT} + T_{AP_INV} + T_{CC_GF} = [3 \div 20] + 0,05 + 0,05 = [3,1 \div 20,1] \text{ s}$$

De esta forma, aún utilizando un CPI que haga que el tiempo de eliminación de la tensión del generador, tras un primer defecto, sea el más desfavorable de la expresión anterior, 20,1 s, se puede afirmar que el generador está dotado de protección complementaria de contactos directos, debido a la casi nula probabilidad de ocurrencia de un contacto directo peligroso en este corto intervalo de tiempo.

5.2.3. Error en la medida de la resistencia de aislamiento de CPI comerciales. Influencia en la seguridad y rendimiento eléctrico.

El Megger, utilizado en esta tesis para la medida de la resistencia de aislamiento, es un dispositivo de gran precisión que en la actualidad solo utilizan laboratorios homologados y fabricantes para el control de calidad de productos e instalaciones. Existen diferentes causas por las cuales estos dispositivos no están diseñados para realizar el control continuo del aislamiento en instalaciones eléctricas, entre estas causas están:

- **Técnicas:** Los Meggers no están pensados para realizar la protección de una instalación, por tanto no disponen del interfaz necesario para actuar sobre elementos de protección de la instalación cuando se detecta algún defecto eléctrico.
- **Económicas:** El precio de un Megger al ser un dispositivo de medida de alta precisión ronda los 8000 Euros, coste muy elevado en comparación con el coste total de un generador fotovoltaico (incluso en grandes instalaciones).
- **Seguridad:** La utilización de un Megger puede llevar asociado algún peligro ya que para la medida, generan 500 V, 1.000 V a o veces más, tensiones que son peligrosas para las personas y a veces para las instalaciones si se mantienen de forma continua.

Por estas razones, existen en el mercado otros dispositivos, los CPIs, que están diseñados específicamente para el control del aislamiento y que en la actualidad se

están empleando fundamentalmente para instalaciones de corriente alterna aunque por sus características de medida también pueden utilizarse en instalaciones de corriente continua.

5.2.3.1. Error en la medida.

En este apartado se va a analizar el error que lleva asociado la medida del aislamiento de un generador fotovoltaico cuando se emplean estos controladores comerciales. Para este análisis se van a comparar, bajo diferentes condiciones meteorológicas, las medidas de ambos dispositivos. Los equipos y procedimientos para realizar las medidas se describen en el anexo B.

Los resultados obtenidos se muestran en la figura 5.1 donde se representa la relación entre la medida de aislamiento del generador empleando un Megger y la obtenida con un CPI en función de la temperatura ambiente. Se presentan datos para tres valores de humedades relativas diferentes: bajas ($40 \pm 2\%$), medias ($60 \pm 2\%$) y altas ($80 \pm 2\%$).

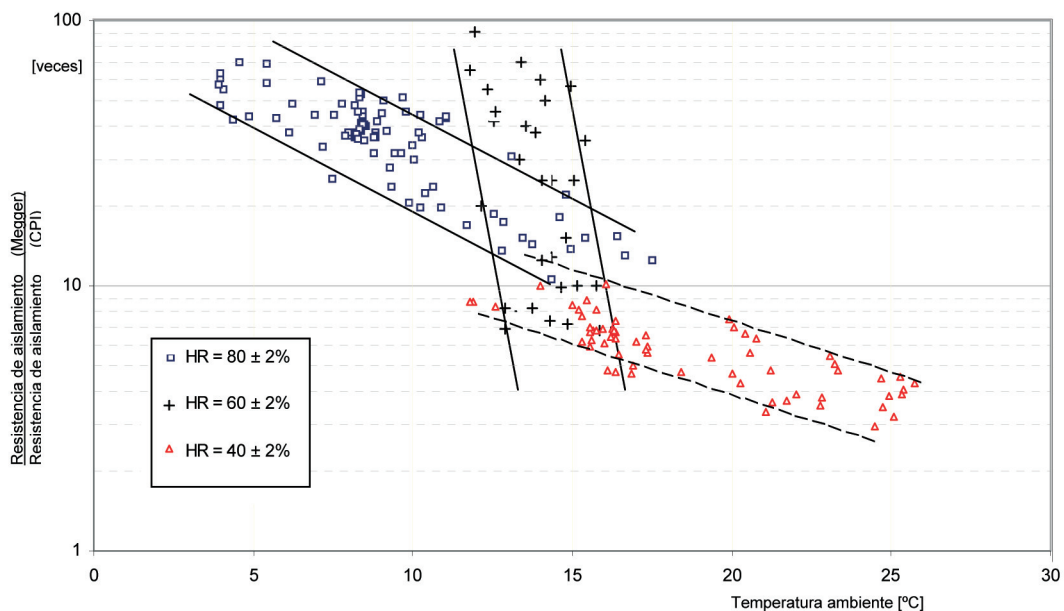


Figura 5.1. Gráfica semi - logarítmica de la relación resistencia de aislamiento medida por Megger/ resistencia de aislamiento medida con CPI frente a la temperatura en tres rangos separados de humedades relativas: 40, 60 y $80 \pm 2\%$.

Del análisis de las gráficas de esta figura se deduce que: para bajas humedades relativas ($\leq 40\%$) el error es mínimo (medidas ≈ 3 a 10 veces menores); para altas humedades relativas ($\geq 80\%$) el error es mayor (medidas ≈ 15 a 70 veces menores); finalmente en la condición de mínimo aislamiento del generador el error es máximo (medidas ≈ 100 veces menores).

El conocimiento de las condiciones meteorológicas que condicionan los mayores errores que comete el CPI en la medida de la resistencia de aislamiento del generador sirve para determinar la causa de estos errores: la distorsión que introduce en la medida las capacidades parásitas del generador con respecto a tierra. Así, los CPIs comerciales son dispositivos que proporcionan medidas fiables en instalaciones con capacidades no muy elevadas (los controladores indican una capacidad máxima de $10 \mu\text{F}$ ó inferior). Sin embargo, en el generador fotovoltaico objeto de estudio, como se expuso en el análisis del aislamiento del capítulo 3, la capacidad a tierra alcanza valores importantes (valor máximo medido $46 \mu\text{F}$). Se observa la coincidencia de cómo los mayores (menores) errores medidos se dan en aquellas condiciones meteorológicas que originan un valor de capacidad de aislamiento mayor (menor).

5.2.3.2. Influencia del error en la seguridad y rendimiento eléctrico del generador.

En este apartado se analiza las consecuencias que tiene el error de medida de estos controladores comerciales sobre la seguridad y el rendimiento eléctrico del generador fotovoltaico.

La medida de la resistencia de aislamiento en un generador flotante de valor muy inferior al real que, en algunas situaciones meteorológicas, realiza el CPI puede originar la puesta fuera de servicio del mismo sin que en realidad exista una verdadera situación de riesgo.

En el caso del generador del proyecto Univer, utilizado en el estudio, el valor mínimo de resistencia de aislamiento medida fue de $120 \text{ k}\Omega$, valor muy superior al umbral de protección de $5 \text{ k}\Omega$, que finalmente se estableció para este generador. De acuerdo con lo anterior, y en ausencia de defectos de aislamiento, el CPI, ante cualquier modificación de las condiciones meteorológicas, nunca debería actuar y dejar a este generador fuera de servicio. La realidad, tal como se presenta en la figura 5.2, es diferente. La medida errónea del CPI, con valores por debajo de $5 \text{ k}\Omega$, en algunas situaciones meteorológicas, provoca la desconexión del mismo (10:15 h) durante aproximadamente una hora y diez minutos sin que realmente exista un riesgo potencial de choque eléctrico por contacto directo.

Estas desconexiones del generador, ordenadas por el CPI, provocan una disminución de la energía eléctrica generada que puede ser evaluada aproximadamente en el 5% de la energía producida por el generador a lo largo del año.

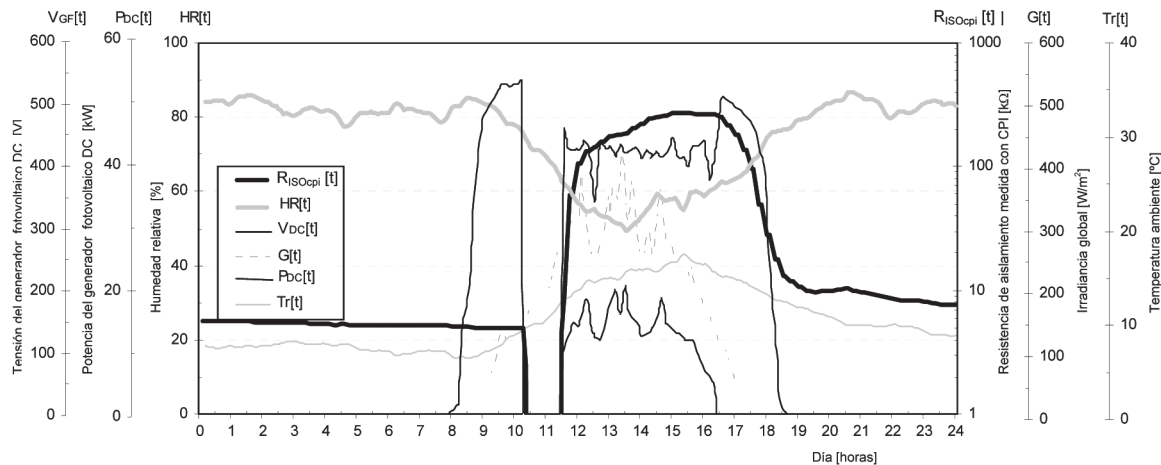


Figura 5.2. Desconexión matinal del generador fotovoltaico debido al error de la medida del CPI.

Para solventar esta situación de disparos erróneos del CPI, se podría pensar en disminuir el nivel de actuación del CPI, para así compensar el error obtenido en la medida. Sin embargo, esta solución no es viable, por ser el error variable y función de las condiciones medioambientales, ya que podría conducir a situaciones reales de defecto con riesgo eléctrico no detectadas.

5.2.3.3. Conclusiones.

El CPI es un dispositivo operativo que asegura la protección de choques eléctricos en generadores flotantes. No obstante, la elevada capacidad que pueden presentar generadores de gran tamaño con respecto a tierra distorsiona la medida del CPI de su resistencia de aislamiento. Las consecuencias fundamentales de este error de medida son:

- Disminución del rendimiento eléctrico anual del generador provocado por desconexiones ordenadas por el CPI sin que exista riesgo potencial eléctrico para personas.
- En el generador estudiado el ajuste establecido finalmente ha sido de 5 kΩ, umbral insuficiente para alcanzar la protección complementaria de contactos

directos en régimen transitorio ($24 \text{ k}\Omega$ según apartado 5.2.1.2). No obstante, se ha establecido este ajuste para evitar una disminución mayor del rendimiento eléctrico anual por desconexiones no necesarias.

Una solución para evitar estas desconexiones del generador flotante será:

- Disminuir la tensión de generación (manteniendo el tamaño de generador) para que el ajuste del CPI establecido mediante las ecuaciones (4.20) y (4.22) disminuya y, las medidas erróneas del aislamiento sin defectos siempre sean superiores a los nuevos umbrales.
- Diseñar generadores de menor potencia (manteniendo la tensión de generación) de forma que las medidas erróneas mínimas de aislamiento del CPI crezcan y siempre se mantengan por encima de los umbrales establecidos por las ecuaciones (4.20) y (4.22).

5.3. GENERADOR CONECTADO A TIERRA (ESQUEMA TN).

5.3.1. Disponibilidad de dispositivos comerciales para la protección de choques eléctricos.

La protección activa complementaria de contactos directos en un generador fotovoltaico conectado a tierra (esquema TN) (figura 1.2) se realiza mediante un dispositivo de corriente diferencial-residual. La sensibilidad de este dispositivo debe ser del orden de 100 mA con tiempos de respuesta análogos a los interruptores diferenciales de corriente alterna. Además, debe soportar corrientes que pueden ser similares a las de cortocircuito del generador cuando se producen defectos francos a tierra.

A continuación se recogen los dispositivos de medida de corriente continua encontrados en el mercado y su viabilidad de utilización como elementos de protección en generadores fotovoltaicos conectados a tierra.

Entre los fabricantes europeos los dispositivos diferenciales dc localizados presentan características que no los hacen aptos para la protección de choques eléctricos:

- Relés electrónicos sensibles a bajas corrientes desde 20 mA -1 A. En principio estos dispositivos se pueden utilizar para la protección de choques eléctricos pero, al medir directamente la corriente diferencial, un defecto a masa que origine una corriente diferencial similar a la del cortocircuito del generador protegido ($\gg 1 \text{ A}$) deteriora el relé.

- Transductores de corriente basados en sensores de efecto Hall: El inconveniente de estos dispositivos radica en el elevado umbral para las corrientes de trabajo, 25 A ÷ 200 A. Estos dispositivos que si soportan la corriente de cortocircuito del generador sin embargo, debido su rango de funcionamiento, no son sensibles para la protección de choques eléctricos (corrientes ≈100 mA).
- Shunt: Los shunts con sensibilidad para medir corrientes para la protección de choques eléctricos se deterioran frente a posibles corrientes de cortocircuito del generador (>> 100 mA). Por contra, los shunts capaces de soportar corrientes de cortocircuito del generador no son sensibles para realizar protección de choques eléctricos.

Entre los fabricantes americanos si se han localizado dispositivos diferenciales dc que reúnen las características necesarias para realizar la protección. Así, presentan un rango de funcionamiento (30 mA ÷ 3 A dc) válido para la protección de choques eléctricos y, mediante la medida indirecta de la corriente a través de un transformador, admite altas intensidades diferenciales (del orden de corrientes de cortocircuito del generador). El dispositivo en sí (figura 5.3), solamente es un elemento que capta la existencia de una corriente diferencial a tierra, conmutando un relé del mismo cuando esta corriente es superior a un umbral preestablecido.

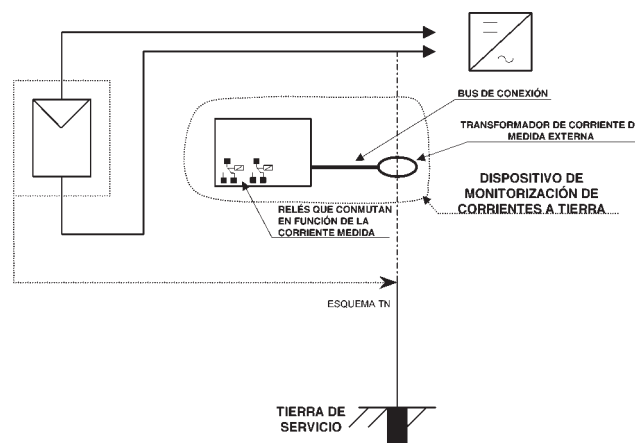


Figura 5.3. Elementos y emplazamiento del equipo de monitorización de corrientes diferenciales a tierra en un generador fotovoltaico conectado a tierra (esquema TN).

No forma parte de este grupo de diferenciales, el que desde el año 1.991 se implanta en EE.UU. en los generadores fotovoltaicos situados en viviendas y que tiene como

objetivo la protección de incendios^[46] e impuesto reglamentariamente por^[III]. Aunque en la actualidad el campo de aplicación de éste abarca generadores de hasta 48 V y 400 A, su umbral de disparo ($\approx 1 \text{ A}^{\text{[IV, V]}}$), imposibilita que puedan utilizarse para la protección de choques eléctricos.

5.3.2. Ajuste del dispositivo de protección.

5.3.2.1. Umbral inferior de ajuste para evitar disparos sin defectos de aislamiento.

De los datos obtenidos en la medida de la corriente de fuga del generador realizada en el capítulo 4, la máxima corriente de fuga medida en condiciones normales de funcionamiento fue de 3 mA. Bajo esta condición de máxima corriente y, con la tensión del generador perteneciente al intervalo normal de funcionamiento [430 ÷ 490 V], se realizaron medidas a diferentes agrupaciones de ramas, obteniéndose en todos los casos una medida de corriente dada por la ecuación (5.3).

De acuerdo con este valor máximo, el valor mínimo de ajuste ($I_{\Delta N}$) del dispositivo de protección, para evitar disparos en ausencia de defectos eléctricos, se debe fijar por encima de este valor máximo con un cierto margen de seguridad. Por tanto, en instalaciones fotovoltaicas que utilicen el módulo I-106 de Isofotón y trabajen en el entorno de [430 ÷ 490 V], se debería cumplir la siguiente condición:

$$\frac{I_{\Delta N}}{2} \geq 8,15 * 10^{-4} * m * V_{ocGF} \quad mA \quad (5.8)$$

donde:

m: Número de ramas del generador fotovoltaico;

V_{ocGF} : Tensión a circuito abierto del generador.

^{III} ANSI/NFPA-70-690-5, *National Electrical Code, Solar Photovoltaic System*. National Fire Protection Association, Quincy, MA, 2.002.

^{IV} IEEE 1374, *Guide for Terrestrial Photovoltaic Power System Safety*. 1.988.

^V W.Bower, J. Wiles. 'Investigation of Ground-Fault Protection Devices for Photovoltaic Power Systems Applications'. IEEE 2.000

5.3.2.2. Umbral necesario de ajuste para garantizar la protección.

a) Contactos directos.

El valor de ajuste del dispositivo de protección para garantizar la protección complementaria de contactos directos se establece en 100 mA^[I], nivel que es perfectamente compatible con el valor de máxima corriente de fuga del generador sin defectos (=3 mA, ecuación (5.8)).

b) Contactos indirectos.

No es necesaria la protección de contactos indirectos ya que las caídas de tensión en los conductores de protección cuando circulan las corrientes de cortocircuito del generador no son peligrosas.

5.3.3. Tiempo de respuesta del sistema de eliminación de la tensión del generador y tiempo para la protección de choques eléctricos.

5.3.3.1. Análisis del tiempo real de eliminación de la tensión en un generador conectado a tierra.

La diferencia entre el tiempo para eliminar la tensión, tras un defecto eléctrico, en un generador ligado a tierra en relación con un generador flotante radica únicamente en el tiempo involucrado en la detección del defecto (T_{DECT}), al ser el sistema de eliminación de la tensión el mismo para ambas configuraciones.

En relación con este tiempo (T_{DECT}) en generadores ligados a tierra, no existe ninguna normativa de carácter internacional que regule específicamente el tiempo de actuación de los dispositivos de monitorización de corrientes diferenciales dc a tierra. Una revisión de estos tiempos en diferentes dispositivos sitúa la curva máxima de actuación en tiempos similares al disparo de un diferencial de corriente alterna tipo G^[VI] (ver figura 5.4).

^I CEI 479-1, *Efectos de la corriente sobre el hombre y los animales domésticos. Aspectos generales*. Comisión Electrotécnica Internacional, Ginebra, 1.994.

^{VI} UNE EN 61.008, *Interruptores automáticos para actuar por corriente diferencial residual, sin dispositivo de protección contra sobrecorrientes, para usos domésticos y análogos*. AENOR, Madrid, 1.999.
UNE EN 61.009, *Interruptores automáticos para actuar por corriente diferencial residual, con dispositivo de protección contra sobrecorrientes incorporado, para usos domésticos y análogos*. AENOR, Madrid, 2.000.

Por tanto, el tiempo para eliminar la tensión tras un defecto eléctrico (T_{ETG}) viene dado por la siguiente expresión:

$$T_{ETG} = T_{DECT} + T_{AP_INV} + T_{CC_GF} = T_{DECT} + 0,05 + 0,05 = T_{DECT} + 0,10 \text{ s} \quad (5.9)$$

Es decir, la curva de tiempo máximo de eliminación de la tensión del generador (T_{ETG}), tras el defecto eléctrico, se sitúa 100 ms por encima de la curva de actuación de un diferencial de corriente alterna tipo G (ver figura 5.4).

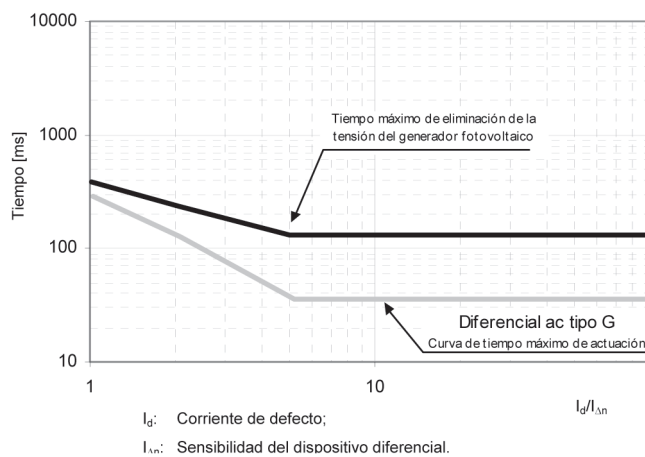


Figura 5.4. Tiempo máximo de eliminación de la tensión del generador ligado a tierra tras un defecto eléctrico.

5.3.3.2. Compatibilidad del tiempo de eliminación de la tensión del generador con la protección.

a) Contactos directos.

En la figura 5.5 se representa la curva de eliminación de la tensión del generador fotovoltaico (con un umbral del dispositivo de protección de 100 mA) superpuesta a las zonas tiempo-corriente de los efectos de la corriente continua sobre el cuerpo humano^[1]. Se puede observar como para choques eléctricos con corrientes por la

¹ CEI 479-1, *Efectos de la corriente sobre el hombre y los animales domésticos. Aspectos generales*. Comisión Electrotécnica Internacional, Ginebra, 1.994.

persona inferiores a 0,5 A la eliminación de la tensión del generador limita la duración de la descarga a valores no comprendidos en la zona peligrosa 4 (posibilidad de fibrilación ventricular).

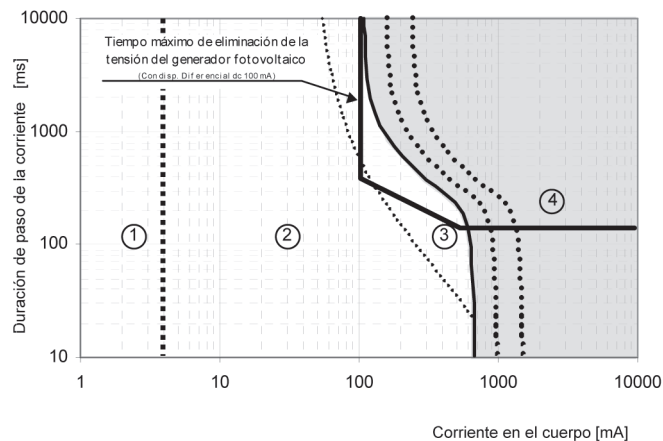


Figura 5.5. Zonas tiempo-corriente de los efectos de la corriente continua en el cuerpo humano.

b) Contactos indirectos.

El tiempo máximo de eliminación de la tensión del generador fotovoltaico cuando hay un defecto a masas dado por la expresión (5.9) es de 0,40 s, umbral muy inferior al tiempo máximo de 5 s establecido en las medidas de protección.

5.3.4. Operatividad del sistema de protección activo.

Una vez instalado el dispositivo de monitorización de corrientes diferenciales en el generador fotovoltaico de 68 kWp del proyecto Univer, se ha estudiado su operatividad frente a contactos directos e indirectos mediante las medidas descritas en el anexo G.

- **Contactos directos:** se han simulando contactos directos por medio de una resistencia de un valor de 750Ω ^[1] (valor mínimo de resistencia del cuerpo humano para la tensión de 580 V) localizados en distintos puntos del generador.

¹ CEI 479-1, *Efectos de la corriente sobre el hombre y los animales domésticos. Aspectos generales.* Comisión Electrotécnica Internacional, Ginebra, 1.994.

En las simulaciones que originaban corrientes superiores a 100 mA se ha comprobado en todos los casos, independiente de la posición del contacto directo en el campo de paneles, que el dispositivo de monitorización de corrientes ha puesto en marcha la secuencia de disparo, visualizando el defecto y eliminado la tensión del generador en un tiempo compatible con la protección de choques eléctricos.

Es importante destacar que en las simulaciones han sido medidas corrientes por la persona superiores a 0,5 A que, independientemente de tiempo de eliminación de la tensión del generador, pueden originar posibilidad de fibrilación ventricular^[1]. Por tanto, aquellos generadores con tensión superior a la establecida por la expresión (5.10), tal que originen corrientes por la persona superiores a 0,5 A, deben estar implantados en un terreno de una resistividad superficial suficiente para que la corriente ante un contacto directo en la situación más desfavorable sea inferior a 0,5 A.

$$V_{ocGF} = R_{HB} * I_{Fh}^p = 900 * I_{Fh}^p \geq 900 * 0,5 = 450 \text{ V} \quad (5.10)$$

donde:

I_{Fh}^p : Corriente permanente que circula por la persona ante un contacto directo.

$R_{HB} = 900 \Omega$: Resistencia mínima de la persona para la tensión de 450 V^[1].

- **Contactos indirectos:** se ha simulando la situación de máximo riesgo por contacto indirecto consistente en un defecto rígido a masa en el extremo opuesto del punto de conexión a tierra bajo diferentes condiciones meteorológicas. En todos los casos, la tensión que adquieren las masas del generador (no peligrosa) es eliminada en un tiempo inferior a 5 s que establece las medidas de protección.

¹ CEI 479-1, *Efectos de la corriente sobre el hombre y los animales domésticos. Aspectos generales*. Comisión Electrotécnica Internacional, Ginebra, 1.994.

CAPÍTULO 6. Conclusiones

6.1. CONCLUSIONES.

A lo largo de esta tesis doctoral se ha analizado, a través de estudios teóricos y de medidas experimentales, el comportamiento eléctrico de generadores fotovoltaicos en lo relativo a su seguridad frente a choques eléctricos tanto por contactos directos como indirectos. La viabilidad de utilización en estos generadores de distintas medidas de protección a personas, obtenidas a partir de la adaptación de las medidas que de forma general se están aplicando en instalaciones de corriente alterna, también ha sido uno de los objetivos fundamentales propuestos en esta tesis doctoral.

Así, se parte de un modelo propuesto de circuito eléctrico equivalente del generador respecto a tierra, cuyos parámetros se pueden obtener con medidas experimentales de la resistencia y capacidad de aislamiento, que permite calcular las corrientes a tierra tanto en condiciones normales de funcionamiento como en situaciones de defectos. **Dicho modelo ha sido validado, tanto en régimen transitorio como en permanente, contrastando medidas reales de dichas corrientes en el generador con las calculadas teóricamente en el circuito eléctrico propuesto.**

Este modelo puede ser de gran ayuda para el análisis del riesgo eléctrico y posterior diseño de la protección en generadores fotovoltaicos con esquemas de conexión bien flotantes o a tierra.

Un aspecto importante analizado en esta tesis ha sido la variación de los parámetros de aislamiento del generador (resistencia y capacidad) con las condiciones medioambientales. De los resultados obtenidos se deduce que **las variables meteorológicas que más influyen en el aislamiento eléctrico de un generador fotovoltaico son la humedad relativa y la temperatura ambiente.** La condición que origina el mínimo aislamiento de un generador, coincidente con la máxima corriente de fuga, se da en bajas temperaturas y altas humedades relativas; para el clima local analizado, esta condición se alcanza en el periodo de tiempo en el cual, una fuerte helada matinal en días fríos y despejados de invierno condensa por la acción de los rayos solares y penetra en el aislamiento de los módulos.

La variación de las condiciones medioambientales provocan que la resistencia de aislamiento de un generador fotovoltaico oscile en amplios márgenes. En el caso del generador analizado se han medido **variaciones de hasta 40 veces**. El valor mínimo medido de aislamiento por módulo (I-106 de Isofotón) en este generador ha sido de 76 M Ω .

En esta tesis se han establecido **dos ajustes teóricos para alcanzar la protección de personas en generadores flotantes** recogidos en las ecuaciones (4.20) y (4.22). En el caso del módulo I-106 de Isofotón, de estas ecuaciones se deduce que la protección de personas está garantizada si **la resistencia de aislamiento en ohmios se mantiene aproximadamente por encima de 40 veces la tensión de generación en voltios**.

Comparando el valor mínimo de resistencia de aislamiento del generador en ausencia de defectos y este valor de ajuste necesario para asegurar la protección de personas, muy por debajo del anterior, incluso en generadores de potencias elevadas, se deduce que **la protección por controlador de aislamiento es totalmente operativa**.

Los controladores de aislamiento convencionales existentes en el mercado comete un error por defecto en la medida del aislamiento del generador, pudiendo provocar la desconexión del mismo sin que exista un riesgo eléctrico potencial para las personas. Esta situación se da en generadores donde la relación entre la mínima resistencia de aislamiento y el valor de ajuste de la protección no es muy grande. **Se recomienda diseñar instalaciones donde esta relación sea al menos de 10 veces para reducir al mínimo estas desconexiones, no necesarias, que reducen el rendimiento eléctrico del generador**.

En generadores ligados a tierra, el dispositivo de protección por medida de corriente a tierra se puede ajustar **para cubrir incluso la protección de contactos directos** (ajuste de 100 mA dc), corriente que es perfectamente compatible con la máxima corriente de fuga medida en el generador en ausencia de defectos eléctricos; para el generador fotovoltaico de 68 kWp y 580 V de tensión a circuito abierto, la máxima corriente medida fue de 3 mA.

Se han analizado dispositivos de corriente diferencial-residual dc en el mercado que son perfectamente operativos en generadores ligados a tierra. Así, por un lado, tiene un umbral de ajuste adecuado (\cong 100 mA dc); por otro lado, presentan tiempos de actuación que hacen compatible, tras un defecto eléctrico, el tiempo de respuesta del sistema de eliminación de la tensión del generador y el tiempo establecido en las medidas de protección de choques eléctricos.

La **resistencia de aislamiento** que presenta una **instalación fotovoltaica** se puede obtener, de forma aproximada, **dividiendo el aislamiento individual del módulo** de dicha instalación **por el número de módulos y por un factor de 7** que tiene en cuenta la influencia sobre el aislamiento, además de los módulos, de los distintos elementos que componen la instalación (cajas de conexión, cableado...). El valor del mínimo aislamiento individual del módulo debería ser proporcionado por los fabricantes de módulos en base a una normativa que estableciera las condiciones de dicho ensayo.

6.2. LÍNEAS FUTURAS DE INVESTIGACIÓN.

Esta Tesis Doctoral ha realizado un análisis general de la protección de choques eléctricos en la parte de continua de la instalación fotovoltaica. Una continuación natural de los estudios desarrollados será seguir las siguientes líneas de investigación:

- Se ha mostrado como uno de los parámetros que influye en la definición de la protección tanto en generadores flotantes como ligados a tierra es la mínima resistencia de aislamiento. Por tanto, es conveniente hacer extensivo el estudio realizado en esta tesis a otro tipo de módulos fotovoltaicos y climas, en concreto:
 - Conocer condiciones meteorológicas normalizadas para diferentes climas que originen el mínimo aislamiento como base para establecer una normativa de ensayos.
 - Estudiar si los parámetros τ y F descritos en esta tesis difiere entre módulos de diferentes fabricantes y su orden de magnitud.
- Estudiar la influencia de la polución sobre el aislamiento del generador fotovoltaico desde un punto de vista temporal tanto a corto como a largo tiempo.
- Profundizar en el desarrollo tecnológico de dispositivos de corriente diferencial-residual que además incorporen todos los elementos necesarios para la protección de personas en generadores ligados a tierra.

REFERENCIAS

1. ANSI/NFPA-70-690: *National Electrical Code, Solar Photovoltaic System*. National Fire Protection Association, Quincy, MA, 2.002.
2. CEI 364-7-712, *Instalaciones eléctricas en edificios. Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sistemas fotovoltaicos solares*. Comisión Electrotécnica Internacional, Ginebra, 2.002.
3. CEI 364-4-41, *Instalaciones eléctricas en edificios. Protección contra choques eléctricos*. Comisión Electrotécnica Internacional, Ginebra, 1.998.
4. Real Decreto 1.663/2.000 de 29 de septiembre, *sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión*. B.O.E. nº 235, Ministerio de Economía de España.
5. Norma particular de: Sevillana de Electricidad: *Instalaciones Fotovoltaicas. Condiciones técnicas de conexión a la red de Baja Tensión*.
Unión Fenosa: *Instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión*. 21/01/2.003.
6. IEEE 1374, *Guide for Terrestrial Photovoltaic Power System Safety*. 1.988.
7. CEI 364-4-47, *Instalaciones eléctricas en edificios. Protección para garantizar la seguridad. Aplicación de medidas de protección para garantizar la seguridad*. Comisión Electrotécnica Internacional, Ginebra, 1.996.
8. CEI 755, *General requirements for residual current operated protective devices*. Comisión Electrotécnica Internacional, Ginebra, 1.983.
9. *Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión*. Ministerio de Ciencia y Tecnología. 2.002.
10. Tesis doctoral. *Contribución al desarrollo tecnológico de la seguridad y protección a personas en aplicaciones fotovoltaicas conectadas a red*. Pedro Gómez Vidal, Jaén 2.000.

11. CEI 479-1, *Efecto de la corriente sobre el hombre y los animales domésticos. Aspectos generales*. Comisión Electrotécnica Internacional, Ginebra, 1.994.
12. CEI 439-1, *Conjuntos de aparata de baja tensión. Requisitos para los conjuntos de serie y los conjuntos derivados de serie*. Comisión Electrotécnica Internacional, Ginebra, 1.992.
13. P.G. Vidal, G. Almonacid, P.J. Pérez and J. Aguilera. 'Measures Used to Protect People Exposed to a PV Generator:"Univer Project"', *Progress in Photovoltaic: Reserch and Applications*, **9**, pp 57-67, 2.001.
14. G. Mon, J, R. Ross Jr. 'Electrochemical Degradation of Amorphous-Silicon Photovoltaic Modules', Proceedings of the 18th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Las Vegas, NV, 21-25 October, 1.985, pp 1.142-1.149.
15. G. Mon, L. Wen, J. Meyer, A. Nelson, R. Ross, Jr. 'Electrochemical and Galvanic Corrosion Effect in Thin-Film Photovoltaic Modules'. Proceedings of the 20th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, September 1.988.
16. G. Mon, L. Wen, R. Ross, Jr. 'Water-Module Interaction Studies'. Proceedings of the 20th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, September 1.988.
17. R. G. Gross. Proceedings of the 17th IEEE Photovoltaic Especialist Conference, (1.984) pp 465.
18. M Pellegrino, G. Nardelli and A. Sarno. Proceedings of the 19th European Solar Energy Conference, Barcelona, Spain, (1.997), pp 247.
19. F. J. Perns, S.H. Glick and A.C. Czaderna, World Renawable Energy Congress, Denver Colorado, (1.996), pp 367.
20. D. Berman, S. Biryakov and D. Faiman. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, **36**, pp 421, (1.995).
21. G. Mon, J. Orehotsky, G.R. Ross and G. Whitla. 'Predicting Electrochemical Breakdown in Terrestrial Photovoltaic Modules'. Proceedings of the 17th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, May 1.984, pp 682-692.
22. J.A. del Cueto and T.J. McMahon. 'Analysis of Leakage Currents in Photovoltaic Modules under High-Voltage Bias in the Field'. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, **10**, pp 15-28, 2.002.
23. C.M. Whitaker, A.B. Reyes, T.U. Townsend. 'The PVUSA Field Wet Resístanse Test Procedure'. Proceedings of the 16th European Solar Energy Conference, Glasgow, UK, (2.000), pp. 2.293-2.296.

24. CEI 61.215, *Crystalline silicon terrestrial Photovoltaic (PV) Modules. Design qualification and type approval*. Comisión Electrotécnica Internacional, Ginebra, 1.995.
25. CEI 61.646, *Thin-Film Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules. Design Qualification and Type Approval*. Comisión Electrotécnica Internacional, Ginebra, 1.997.
26. NF-C 57-100, *Transformación directa de la energía solar en energía eléctrica. Módulos fotovoltaicos para aplicaciones terrestres*.
27. DIN EN 50.178-11, DIN EN 292-11, CEI 536, CEI 664-10, CEI 270: Normas a seguir para la calificación de módulos fotovoltaicos clase II.
28. IEEE Standard 1.262, *IEEE Recommended Practice for Qualification of Photovoltaic (PV) Modules*. IEEE, New York, 1.995.
29. UL 1.703, *Standard for Flat-Plate Photovoltaic Modules and Panels*, Underwriter Laboratories, May 15, 1.987.
30. ASTM E 1.462-00, *Standard Test Methods for Insulation Integrity and Ground Path Continuity of Photovoltaic Modules*, ASTM, United States, 2.000.
31. ASTM E 1.802-01, *Standard Test Method for Wet Insulation Integrity Testing of PV Modules*, ASTM, United States, 2.001.
32. CEI 364-6-61, *Instalaciones eléctricas en edificios. Verificación inicial previa a la puesta en servicio*. Comisión Electrotécnica Internacional, Ginebra, 1.992.
33. ASTM E 2.047, *Standard Test Method for Wet Insulation Integrity Testing of PV Arrays*, ASTM, United States, 1.999.
34. CEI 61.730-2, *Módulos fotovoltaicos, calificación de calidad; Requerimientos para el ensayo*. Comisión Electrotécnica Internacional, Ginebra.
35. R. Sugimura, G. Mon, L. Wen, R. Ross, Jr., 'Electrical Isolation Design and Electrochemical Corrosion in Thin-Film Photovoltaic Modules'. Proceedings of the 20th IEEE PV Specialists Conference, September 1.988.
36. G. Mon, L. Wen, R. Ross, Jr. 'Encapsulant Free-Surfaces and Interfaces: Critical Parameters in Controlling Cell Corrosion'. Proceedings of the 19th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, May 1.987.

37. G. Mon. 'Defect Design of Insulation Systems for Photovoltaic Module Design'. Proceedings of the 15th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 1.981, pp 964-971.
38. G. Mon, L.C. Wen, R.S. Sugimura and R.G. Ross, Jr. 'Reliability Studies of Photovoltaic Module Insulation Systems'. Proceedings of the 19th Electrical Electronics Insulation Conference, 1.989. Chicago'89 EEIC/ICWA Exposition, Sep 1.989.
39. P.J. Pérez, J. Aguilar, G. Almonacid, P.G. Vidal. 'Univer Proje. A 200 kWp Photovoltaic Generator at Jaén University Campus. First Experience and Operational Results'. Proceedings of the 17th European Solar Energy Conference, Munich, Germany, (2.001).
40. M. Pellegrino, A. Parreta and A. Sarno. 'A Survey on the Electrical Insulation Behaviour of the PV Modules Encapsulant Materials'. Proceedings of the 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna, 1.998, pp 1.924-1.929.
41. V. Sály, M. Ruzinský, J. Packa, P. Redi. 'Examination of Solar Cells and Encapsulations of Small Experimental Photovoltaic Modules'. IEEE Polytronic 2.002 Conference, pp 137-141.
42. M. Camani, N. Cereghetti, D. Chianese and S. Rezzonico. 'Test of Reliability on Crystalline and Amorphous Silicon Modules'. Proceedings of the 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference. Barcelona, 1.997, pp 228-231.
43. G. Mon, J. Orehtsky, G.R. Ross and G. Whitla. 'Predicting Electrochemical Breakdown in Terrestrial Photovoltaic Modules'. Proceedings of the 17th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, MAY 1.984, pp 682-692.
44. K. Kawasaki, N. Hacherman. 'On the Variation of Surface Conduction Current of Porous Vycor Glass by the Adsorption of Water Vapor'. *Surface Science*, **10**, pp 299-302, 1.968.
45. W. Bower, J. Wiles. 'Investigation of Ground-Fault Protection Devices for Photovoltaic Power Systems Applications'. IEEE 2.000.
46. J. Wiles. 'Photovoltaic Safety Equipment and the National Electrical Code'. IEEE 1.991, pp 652-657.
47. W. Bower, J. Wiles. 'Analysis of Grounded and Ungrounded Photovoltaic Systems'. First WCPEC, Hawaii, 1.994, pp 809-812.

48. B. Marison, G. Atmaram, C. Lashway, J. W. Strachan. 'Design and Operation of Grid-interactive Thin Silicon PV Systems'. IEEE 1.988, pp 1.027-1.034.

PUBLICACIONES GENERADAS
POR ESTA TESIS

- 1.- P.G. Vidal, **J.C. Hernández**, G. Almonacid. *PROTECCIÓN Y SEGURIDAD EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS*. Matelec 96 -Cired. Madrid, 1.996.
- 2.- G. Almonacid, P.J. Pérez, **J.C. Hernández**, G. Nofuentes, R. Eyra, P.G. Vidal, L. Hontoria, J. de la Casa, P.J. Casanova, M. Martínez, F. Jiménez. *PROYECTO UNIVER. INSTALACIÓN DE 200KWP FOTOVOLTAICOS EN LA UNIVERSIDAD DE JAÉN*. Matelec 96 -Cired. Madrid, 1.996.
- 3.- P.G. Vidal, **J.C. Hernández**, G. Almonacid, A. Medina. *PROTECCIÓN Y SEGURIDAD EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS*. 5ª Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica. Salamanca, 1.997.
- 4.- **J.C. Hernández**, P.G. Vidal, G. Almonacid, A. Medina. *RIESGO ELÉCTRICO A PERSONAS EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS*. 5ª Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica. Salamanca, 1.997.
- 5.- P.G. Vidal, **J.C. Hernández**, G. Almonacid. *PROTECCIÓN Y SEGURIDAD EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS*. VIII Ibérico de Energía Solar. Oporto, 1.997.
- 6.- **J.C. Hernández**, P.G. Vidal, G. Almonacid. *RIESGO ELÉCTRICO A PERSONAS EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS*. VIII Ibérico de Energía Solar. Oporto, 1.997.
- 7.- P.G. Vidal, **J.C. Hernández**, G. Almonacid. *PROTECTION AND SAFETY IN PHOTOVOLTAIC SYSTEMS*. 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Barcelona, 1.997.
- 8.- G. Almonacid, J. Aguilera, P.J. Pérez, P.G. Vidal, R. Eyra, G. Nofuentes, **J.C. Hernández**, M. Martínez, P. Casanova, J. de la Casa, J.D. Aguilar. *UNIVER PROJECT. A 200KWP PHOTOVOLTAIC GENERATOR AT JAEN UNIVERSITY CAMPUS*. 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Barcelona, 1.997.
- 9.- **J.C. Hernández**, P.G. Vidal, G. Almonacid. *ANALYSIS OF PERSONAL ELECTRIC RISK IN PHOTOVOLTAIC SYSTEMS USING A STANDARD ELECTRONIC CIRCUIT SIMULATOR*. 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Barcelona, 1.997.

- 10.-** G. Nofuentes, **J.C. Hernández**, G. Almonacid, J.M. Abril. *ANALYSIS OF THE POSSIBILITIES TO OMIT BLOCKING AND BYPASS DIODES USING A STANDARD ELECTRONIC CIRCUIT SIMULATOR*. 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Barcelona, 1.997.
- 11.-** **J.C. Hernández**, P.G. Vidal, G. Almonacid. *APPLICATION OF THE SPANISH ELECTRIC SAFETY STANDARD TO GRID CONNECTED PHOTOVOLTAIC PLANTS*. The European Congress on Renewable Energy Implementation. Atenas, 1.997.
- 12.-** **J.C. Hernández**, P.G. Vidal, G. Almonacid. *ASSEMENT OF ELECTRICAL SAFETY IN PV SYSTEMS USING A CIRCUIT SIMULATOR*. The European Congress on Renewable Energy Implementation. Atenas, 1.997.
- 13.-** **J.C. Hernández**, G. Almonacid. *IMPROVED PV SYSTEM SAFETY USING A REAL-TIME MONITORING*. World Renewable Energy Congress V. Florencia, 1.998.
- 14.-** **J.C. Hernández**, P.G. Vidal, G. Almonacid. *PHOTOVOLTAIC IN GRID-CONNECTED BUILDINGS. SIZING AND ECONOMIC ANALYSIS*. World Renewable Energy Congress V. Florencia, 1.998.
- 15.-** **J.C. Hernández**, G. Almonacid. *DEVELOPMENT OF A FAULT DETECTION SYSTEM IN A PV INSTALLATION*. 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion. Viena, 1.998.
- 16.-** **J.C. Hernández**, P.G. Vidal, G. Almonacid, A. Medina. *CONTROL DE AISLAMIENTO EN INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS*. 6^{as} Jornadas Luso-Espanholas de Engenharia Electrotécnicas. Lisboa, 1.999.
- 17.-** G. Nofuentes, G. Almonacid, F.J. Muñoz, E. Guzmán, **J.C. Hernández**. *MODELO DE SPICE PARA MÓDULO FOTOVOLTAICO*. 3^a Conferencia de Dispositivos Electrónicos. Granada, 2.001.

ANEXO

ANEXO A

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO DEL PROYECTO 'UNIVER'

A.1. Diseño, instalación y fuentes de financiación.

El proyecto 'Univer' fue aprobado dentro del programa THERMIE (número de proyecto SE/00383/95/ES/UK) del cuarto programa de IDT de la Unión Europea participando en el proyecto las siguientes universidades y empresas: Universidad de Jaén como promotor y coordinador del proyecto; Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid; Universidad de Newcastle del Reino Unido; Empresa Isofotón; Empresa Solar Gienense y Empresa Cía. Sevillana de Electricidad.

La instalación fotovoltaica definida por el proyecto Univer tiene una potencia total de 200 kWp repartidos en tres generadores fotovoltaicos diferentes: dos generadores flotantes independientes (G1, G2) de 68 kWp de potencia nominal e instalados en el aparcamiento de la universidad; el tercer generador conectado a tierra en el punto central (G3) de 64 kWp instalado en una pérgola y una fachada de un edificio de la universidad. Este último generador está constituido por 24 subgeneradores más pequeños e independientes

A.2. Características generales de los generadores fotovoltaicos G1 y G2.

Ambos generadores son idénticos y están constituidos por 640 módulos del tipo I-106 de Isofotón agrupados en 8 ramas en paralelo cada una de las cuales está constituida por 80 módulos en serie. Las características de los módulos y las globales de los generadores se muestran en la tabla A.1.

Ambos generadores están instalados a una altura media del suelo de 3 metros sobre la estructura metálica que constituye la cubierta de un aparcamiento de la universidad con una orientación 38º suroeste y una inclinación de 7º.

MÓDULOS				GENERADOR			
Fabricante		Isofotón					
Modelo		I-106					
Tipo		a-Si					
Estructura (cubierta anterior-posterior)						Vidrio- (C-Si)- Tedlar	
Área	0,8 m ²	Perímetro	3,75 m				
Nº de células serie		6		Nº de módulos serie	80		
Nº de células paralelo		12		Nº de módulos paralelo	8		
Total células		72		Total módulos	640		
Medidas en condiciones estándar: 1.000 W/m²; T_c = 25°C; T_{amb} = -8,75°C							
Corriente de cortocircuito		19,6 A		Corriente de cortocircuito	156 A		
Tensión de circuito abierto		7,26 V		Tensión de circuito abierto	580 V		
Corriente máxima potencia		18,3 A		Corriente máxima potencia	146 A		
Tensión máxima potencia		5,8 V		Tensión máxima potencia	464 V		
Potencia máxima potencia		105 Wp		Potencia máxima potencia	67,8 kWp		
Medidas en condiciones normales: 900 W/m²; T_c = 55°C; T_{amb} = 25°C							
Corriente máxima potencia		16,4 A		Corriente máxima potencia	131 A		
Tensión máxima potencia		4,9 V		Tensión máxima potencia	393 V		
Potencia máxima potencia		80,5 Wp		Potencia máxima potencia	51,4 kWp		

Tabla A.1. Características generales del módulo I-106 de Isofotón y de los generadores fotovoltaicos G1 y G2 de 68 kWp del proyecto 'Univer'.

Cada generador se encuentra conectado a la red eléctrica a través de un inversor de la firma Enertron modelo ACEF-SOLAR de 60 kW de potencia nominal. Este es un inversor especialmente diseñado para aplicaciones fotovoltaicas y sus principales características son:

- Tipo: Autoconmutado IGBT
- Tensión nominal de entrada: 432 V
- Tensión máxima de entrada: 496 V
- Tensión mínima de entrada: 360 V
- Tensión máxima a circuito abierto: 650 V
- Tensión de salida nominal: 380 V (trifásica)

ANEXO B

MEDIDAS DE AISLAMIENTO EN EL GENERADOR FOTOVOLTAICO DE 68 KWP DEL PROYECTO 'UNIVER'

B.1. Características del medidor del aislamiento.

El medidor de aislamiento utilizado es el Megger de Hypotronics modelo *HV5D*, equipo portátil compacto de alta tensión. El rango de medidas de este dispositivo para la resistencia de aislamiento varía desde 10 k Ω a 5 T Ω y, permite medir corrientes de fuga hasta aislamientos de 500 T Ω . La capacidad de aislamiento tiene un rango de medida desde 0,01 μ F hasta 100 μ F. La tensión de ensayo es ajustable desde 25 a 5.000 V en escalones de 25 V. La duración máxima de un ensayo viene establecida en 90 minutos.

B.2. Procedimiento operativo para la realización de medidas.

Las medidas de aislamiento realizadas al generador fotovoltaico de 68 kWp del proyecto 'Univer' (generador G1, Anexo A) se llevan a cabo emplazando los distintos equipos de medida y adquisición de datos en la sala de control del generador. Esta sala se encuentra acondicionada climáticamente y emplazada a 20 metros aproximadamente del campo de módulos del generador.

El Megger proporciona cada 5 s la medida de aislamiento del generador lo que posibilita realizar el estudio en función de las condiciones meteorológicas por un lado, del aislamiento eléctrico del generador en régimen permanente y, por otro lado, del transitorio asociado a la medida del aislamiento.

Con el objetivo de que las medidas obtenidas en los ensayos permitan realizar ambos estudios, se ha establecido la realización de ensayos con una duración de compromiso de 30 minutos (< 90 minutos, tiempo máximo establecido por el

Megger). De los 30 minutos de duración de cada ensayo, solo en 23 minutos el Megger está midiendo el aislamiento del generador, los 7 minutos restantes se emplean en preparar el generador para el próximo ensayo. Por un lado, esta duración del ensayo permite que el Megger proporcione valores estables del aislamiento del generador, no distorsionados por el transitorio inicial asociado a la realización de la medida, en una parte importante de la duración del mismo ($> [3/4]$ de la duración). Por otro lado, analizar el transitorio asociado a la medida del aislamiento cada 30 minutos posibilita detectar variaciones de este transitorio a lo largo del día con un periodo de muestreo suficiente.

El procedimiento seguido para medir el aislamiento del generador fotovoltaico ha sido el siguiente:

- a) La medida del aislamiento del generador fotovoltaico comprende únicamente la parte de dc del mismo, por lo que es necesario en principio abrir un interruptor automático emplazado en el cuadro dc de la sala de control para aislar el campo de módulos del inversor.
- b) Se comprueba que no existen dispositivos de protección de sobretensiones o cualquier conexión a tierra en la parte dc separada del inversor. Así, es necesario desconectar el CPI que tiene este generador flotante en su configuración normal de trabajo.

Se han realizado medidas de aislamiento con dos configuraciones diferentes en el generador fotovoltaico: en cortocircuito, en cortocircuito-circuito abierto.

- En el **ensayo en cortocircuito**:
 - c) Se cortocircuitan los terminales \oplus y \ominus del generador mediante un segundo interruptor automático emplazado en el cuadro de continua de la sala de control.
 - d) Se conecta por un lado el terminal \oplus del Megger a los terminales cortocircuitados del generador y por otro lado el terminal \ominus al único electrodo de tierra de la instalación fotovoltaica donde se hayan conectadas las partes metálicas del generador.
 - e) El Megger aplica una tensión de ensayo al generador de 500 V dc, con un régimen de subida que no supera $500 \text{ V}\cdot\text{s}^{-1}$, durante 23 minutos.
- En el **ensayo en cortocircuito-circuito abierto** sobre el terminal positivo (negativo):

- c) Se conecta el terminal \oplus del Megger sobre el terminal \oplus (\ominus) del generador y el terminal \ominus del Megger sobre el electrodo de tierra del generador fotovoltaico. El terminal no utilizado del generador \ominus (\oplus) se deja flotante.
- d) Se mantiene durante el ensayo el generador en cortocircuito (2,5 minutos) y en circuito abierto (2,5 minutos) de forma cíclica mediante la actuación de un interruptor automático.
- e) El Megger aplica una tensión de ensayo al generador de 500 V dc durante 83 minutos.
- f) Se reduce la tensión aplicada del Megger hasta cero y se espera a que la tensión en los terminales del Megger sea inferior a 50 V, mientras permanece conectado el generador. Este tiempo (siempre < 1 minuto) es necesario para que el Megger pueda determinar el valor de la capacidad de aislamiento del generador.
- g) Se cortocircuitan los terminales del Megger a tierra durante 30 segundos.
- **Para ensayos donde se comparan las medidas de aislamiento obtenidas con un Megger y un CPI:**
 - h) Se desconecta el Megger, dejando el generador flotante, y se conecta en su lugar un CPI que mide el aislamiento del generador durante 1 minuto.
 - i) Se desconecta el CPI dejando nuevamente el generador flotante (\approx 5 minutos) hasta el inicio del siguiente ensayo (paso d), repitiendo esta secuencia de forma cíclica durante todo el día. El tiempo de 5 minutos se considera suficiente para que las capacidades parásitas a tierra del generador alcancen un estado de carga estable en esta configuración.
- **Resto de ensayos:**
 - h)+i) Se desconecta el Megger dejando el generador flotante (\approx 6 minutos) hasta el inicio del siguiente ensayo (paso d), repitiendo esta secuencia de forma cíclica durante todo el día.
 - j) Terminado el periodo de medida, cuando acaba el día, se restaura la situación inicial del generador flotante.

B.3. Periodo de medidas y variables monitorizadas.

La medida del aislamiento del generador fotovoltaico se han realizado en diferentes días del periodo comprendido entre los días 25/08/02 al 30/08/03.

Cada día de ensayos la medida se inicia antes de la salida del sol, cuando aún es de noche y, concluye después de la puesta del sol, nuevamente cuando es de noche.

La medida del aislamiento engloba dos variables por separado, por un lado la resistencia de aislamiento y por otro lado la capacidad de aislamiento.

Los sistemas de adquisición de datos que se tiene en funcionamiento durante la realización de las medidas son los siguientes:

- Sistema de adquisición de datos A (Anexo D) que almacena:
 - Variables meteorológicas: humedad relativa, temperatura ambiente, irradiancia global sobre la superficie del módulo y presión atmosférica cada 3 segundos y sus valores medios cada minuto.
 - Tensión a circuito abierto del generador cada 5 minutos (solo en ensayos cortocircuito-circuito abierto).
- Sistema de adquisición de datos B (Anexo D) que almacena un valor puntual de aislamiento medido con CPI del generador G1 cada 30 minutos y del generador G2 cada minuto. A partir de estos valores, como los generadores fotovoltaicos G1 y G2 son idénticos, se obtiene un valor puntual cada minuto del aislamiento del generador G1 (solo para medidas que sirvan para comparar el CPI frente al Megger).
- Sistema de adquisición de datos C (Anexo D) que procesa las medidas de aislamiento del Megger almacenando la capacidad de aislamiento cada 30 minutos (cada 90 minutos en ensayos cortocircuito-circuito abierto) y la resistencia de aislamiento cada 5 segundos y su valor medio cada minuto.

ANEXO C

MEDIDAS DE CORRIENTES DE FUGA EN EL GENERADOR FOTOVOLTAICO DE 68 KWP DEL PROYECTO 'UNIVER'

C.1. Procedimiento operativo para la realización de medidas.

La medida de corrientes de fuga realizada al generador fotovoltaico de 68 kWp del proyecto 'Univer' (generador G1, Anexo A) se lleva a cabo emplazando los distintos equipos de medida y adquisición de datos en la sala de control del generador.

El procedimiento seguido para medir dos tipos de corrientes de fuga del generador ha sido el siguiente:

- Corriente permanente de fuga a tierra.
 - Generador en vacío:
 - a) La medida de la corriente de fuga del generador fotovoltaico comprende únicamente la parte continua del mismo, por lo que es necesario en principio abrir un interruptor automático emplazado en el cuadro dc de la sala de control para aislar el campo de módulos del inversor.
 - b) Se comprueba que no existen dispositivos de protección de sobretensiones o cualquier conexión a tierra en la parte dc separada del inversor. Así, es necesario desconectar el CPI que tiene este generador flotante en su configuración normal de trabajo.
 - c) Se conecta rígidamente el terminal \ominus del generador al único electrodo de puesta a tierra del generador dejando el terminal \oplus del generador flotante.

- d) Terminado el periodo de medida, cuando acaba el día, se restaura la situación inicial del generador flotante.
- Generador en carga:
- a) Se comprueba que no existen cualquier conexión a tierra en la parte dc (excepto dispositivos de protección de sobretensiones). Así, es necesario desconectar el CPI que tiene este generador flotante en su configuración normal de trabajo.
- b) Se conecta rígidamente el terminal \ominus del generador al único electrodo de puesta a tierra del generador.
- c) Terminado el periodo de medida, cuando acaba el día, se restaura la situación inicial del generador flotante.
- **Choque eléctrico por contacto directo con el terminal negativo del generador.**

a) La medida de este choque eléctrico debido únicamente a la parte continua del generador se realiza abriendo un interruptor automático emplazado en el cuadro dc de la sala de control que aísla el campo de módulos del inversor.

b) Se comprueba que no existen dispositivos de protección de sobretensiones o cualquier conexión a tierra en la parte dc separada del inversor. Así, es necesario desconectar el CPI que tiene este generador flotante en su configuración normal de trabajo.

c) Se simula el contacto directo de una persona con el terminal n del generador mediante la conexión de una resistencia de un valor de 750 Ω ^[1] que une el terminal \ominus y el único electrodo de puesta a tierra del generador dejando el terminal \oplus del generador flotante. Esta conexión se mantiene durante 25 minutos.

d) Se quita la conexión que simula el contacto directo dejando el generador flotante (\approx 5 minutos) hasta el inicio del siguiente ensayo (paso c), repitiendo esta secuencia de forma cíclica durante todo el día. El tiempo

¹ Valor mínimo de resistencia del cuerpo humano para la tensión de 580 V según: CEI 479-1, *Efectos de la corriente sobre el hombre y los animales domésticos. Aspectos generales*. Comisión Electrotécnica Internacional, Ginebra, 1.994.

de 5 minutos se considera suficiente para que las capacidades parásitas a tierra del generador alcancen un estado de carga estable en esta configuración.

- e) Terminado el periodo de medida, cuando acaba el día, se restaura la situación inicial del generador flotante.

El establecimiento de ensayos de una duración total de 30 minutos para el análisis de este transitorio ha sido un compromiso entre tener por un lado un tiempo prolongado para ver como evoluciona el transitorio y, por otro lado disponer de un periodo de muestreo suficiente para detectar variaciones del transitorio a lo largo del día.

La medida de la corriente permanente de fuga a tierra y de choque eléctrico por contacto directo se ha realizado únicamente sobre el terminal negativo del generador tras realizar diversos ensayos que han puesto de manifiesto como los valores obtenidos sobre el terminal negativo y positivo eran iguales (cambiados de signo) ante condiciones meteorológicas idénticas.

C.2. Periodo de medidas y variables monitorizadas.

La medida de corrientes de fuga del generador fotovoltaico se han realizado en diferentes días del periodo comprendido entre los días 12/11/01 al 10/05/03.

Cada día de ensayos la medida se inicia antes de la salida del sol, cuando aún es de noche y, concluye después de la puesta del sol, nuevamente cuando es de noche. Fuera de este periodo, como la tensión del generador es prácticamente nula, no hay corriente de fuga que medir. A lo largo de un día solo se mide un tipo de corriente de fuga, bien permanente con el generador en vacío, bien permanente con el generador en carga ó bien el choque eléctrico por contacto directo con el generador en vacío.

Los sistemas de adquisición de datos que se tiene en funcionamiento durante la realización de las medidas son los siguientes:

- Sistema de adquisición de datos A (Anexo D) que almacena:
 - Variables meteorológicas: humedad relativa, temperatura ambiente, irradiancia global sobre la superficie del módulo y presión atmosférica cada 2 segundos y sus valores medios cada minuto.

- Tensión del generador cada 2 segundos y su valor medio cada minuto.
- Corrientes de fuga a tierra o de choque eléctrico por contacto directo cada 2 segundos y su valor medio cada minuto.
- Sistema de adquisición de datos D (Anexo D) que almacena el valor de la corriente del choque eléctrico por contacto directo en el instante 0^+ (solo para medidas de corrientes del choque eléctrico).

ANEXO D

SISTEMAS DE MONITORIZACIÓN

D.1. Introducción.

Se han utilizado cuatro sistemas de monitorización diferentes, sincronizados en el tiempo, para la captación de variables en las distintas medidas realizadas al generador fotovoltaico de 68 kWp:

- Medidas del aislamiento del generador (Megger);
- Medidas del aislamiento del generador obtenidas con un Megger y un CPI;
- Medidas de corrientes de fuga.

D.2. Sistema de adquisición de datos A.

Este sistema de adquisición de datos tiene por objetivo la captación de las variables meteorológicas presentes durante la realización de las diferentes medidas. Almacena también variables eléctricas del lado dc del generador: tensión y corrientes de fuga (solo para medidas de corrientes de fuga).

Este sistema está constituido por los siguientes elementos:

- Dos sondas activas que captan las variables meteorológicas:
 - Presión atmosférica (una sonda);
 - Temperatura ambiente y humedad relativa (una sola sonda);

Estas sondas están situadas en el techo de la sala de control debajo de módulos fotovoltaicos de las mismas características y emplazamiento que los módulos del generador estudiado.

- Célula calibrada de Isofotón emplazada con la misma orientación y inclinación que los módulos del generador estudiado.

DENOMINACIÓN DE LA SONDA	VARIABLE MEDIDA	TIPO DE SONDA	PRECISIÓN [%]	RANGO DE MEDIDAS	RESOLUCIÓN DEL CANAL EN LA TARJETA DE ADQUISICIÓN DE DATOS
Sensor de humedad relativa y temperatura ambiente modelo HD 8608 TV 150 de la firma Lana Sarrate	Humedad relativa	Sensor de corriente 4-20 mA	0,2	0 ÷ 100%	0-5 V
	Temperatura ambiente	Sensor de corriente 4-20 mA	0,2	-30 ÷ 90°C	0-5 V
Célula calibrada de la firma Isofotón	Irradiancia global	Shunt calibrado 2,5 A -100 mV		0 ÷ 1.200 W/m ²	0-5 V
Presostato electrónico modelo UDS 7 de la marca Barksdale	Presión atmosférica	Sensor de corriente 4-20 mA	0,1	0÷1.500 mbar (Escalable en escalones)	0-5 V

Tabla D.1. Datos de las sondas utilizadas en el sistema de adquisición de datos A.

- Resistencias de acondicionamiento de señal para la tarjeta de adquisición de datos de las diferentes variables medidas.

VARIABLE MEDIDA	VALOR DE RESISTENCIA [Ω]	TOLERANCIA [%]
Humedad relativa	220	1
Temperatura ambiente	220	1
Presión atmosférica	220	1

Tabla D.2. Datos de las resistencia utilizadas para entrada a la tarjeta de adquisición de datos.

- Tarjeta de adquisición de datos modelo A-821/PGH de la firma ICP-DAS con las siguientes características generales:
 - 16 entradas y salidas analógicas configuradas en modo diferencial;
 - 16 entradas y salidas digitales;
 - Resoluciones posibles de los canales analógicos: ± 5 V; $\pm 0,5$ V; $\pm 0,05$ V; $\pm 0,005$ V.

- Pc.

El Pc interroga a la tarjeta de adquisición de datos (cada 2 segundos en medidas de corrientes de fuga y cada 3 segundos en medidas de aislamiento) almacenando estos datos y sus medidas cada minuto en el disco duro del mismo.

D.3. Sistema de adquisición de datos B.

Este sistema de adquisición de datos tiene por objetivo la captación del aislamiento de los generadores fotovoltaicos G1 y G2 medido por dos CPI (ver características en anexo E). Está constituido por los siguientes elementos:

- Dos controladores de aislamiento que miden el aislamiento por separado de cada generador.
- Un interfaz.
- Un convertidor RS485/422 a RS232.
- Pc.

Mediante el convertidor e interfaz es posible transferir las medidas del aislamiento de ambos controladores al Pc. El Pc procesa las medidas y almacena un valor puntual cada minuto con el empleo de un software específico.

D.4. Sistema de adquisición de datos C.

Este sistema de adquisición de datos tiene por objetivo la captación de la medida del aislamiento del generador en los diferentes ensayos (cortocircuito y cortocircuito-circuito abierto). Está constituido por los siguientes elementos:

- Megger.
- Pc.

El Pc, vía un software específico, interroga al Megger el aislamiento del generador cada 5 segundos almacenando esta medida y sus medias cada minuto.

D.5. Sistema de adquisición de datos D.

Este sistema de adquisición de datos tiene por objetivo la captación de la corriente en el instante 0^+ debida al choque eléctrico por contacto directo (solo para medidas de corrientes por choques eléctricos). Está constituido por los siguientes elementos:

- Osciloscopio digital modelo TDS 410a de Tektronix utilizado para capturar el transitorio durante los primeros 0,5 segundos.
- Pc.

El Pc, vía un software específico, captura el transitorio inicial (0,5 s) de cada simulación.

ANEXO E

CONTROLADOR PERMANENTE DE AISLAMIENTO

E.1. Características generales del controlador permanente de aislamiento.

Para seleccionar el controlador permanente de aislamiento se ha comparado las medidas de tres controladores comerciales ampliamente extendidos en el mercado en el generador fotovoltaico de 68 kWp del proyecto 'Univer', eligiendo el de mayor precisión. Las características eléctricas de este controlador se describen a continuación:

- Tensión máxima de la red a vigilar: 1.200 V dc
- Rango de lectura de resistencia de aislamiento: 0,1 ÷ 999 k Ω
- Tensión de medida: 5 V
- Frecuencia de medida: 2.5 Hz
- Tiempo máximo de cierre de contactos ante un defecto: 15 s

F.1.2. Condiciones meteorológicas del ensayo.

El ensayo de aislamiento eléctrico debe realizarse sobre los módulos a la temperatura de la atmósfera envolvente (CEI 68-1) y a una humedad relativa que no supere el 75% (\approx condiciones en seco).

F.1.3. Procedimiento de ejecución.

La medida del aislamiento eléctrico de módulos fotovoltaicos mediante un generador de alta tensión es peligrosa y por tanto las dos normas establecen un procedimiento que toma precauciones. Esta medida de aislamiento está constituida por dos ensayos diferentes cuya secuencia de ejecución se describe a continuación:

- A) Medida de la corriente de fuga del módulo aplicando alta tensión:
 - a) Conectar los terminales de salida del módulo \oplus y \ominus al terminal positivo de un instrumento de medida de aislamiento en corriente continua con un limitador de corriente.
 - b) Conectar las partes metálicas expuestas del módulo al terminal negativo del instrumento de medida.
 - c) Aumentar la tensión aplicada por el instrumento de medida con un régimen que no supere $500 \text{ V} \cdot \text{s}^{-1}$ a un máximo igual a 1.000 V más dos veces la tensión máxima del sistema (en condiciones STC). Mantener la tensión a este nivel durante 1 minuto. Si la tensión máxima del sistema no supera 50 V la tensión aplicada debe ser 500 V .
 - d) Reducir la tensión aplicada hasta cero y cortocircuitar los terminales del instrumento de medida durante 5 minutos mientras permanece conectado al módulo.
 - e) Abrir el cortocircuito.
- B) Medida de la resistencia de aislamiento:
 - f) Aplicar al módulo una tensión en corriente continua no inferior a 500 V , con el instrumento de medida conectado como en los puntos a) y b) para determinar la resistencia de aislamiento.

El doble ensayo de aislamiento será satisfactorio si la corriente en el punto c) es inferior a $50 \mu\text{A}$ y la resistencia de aislamiento en el punto f) es superior a $50 \text{ M}\Omega$.

F.2. Norma UL 1.073.

Nuevamente, esta norma prescribe la realización del ensayo de aislamiento eléctrico al módulo tras someter a éste a una serie de ensayos no eléctricos. El procedimiento de ejecución es similar al descrito en las normas del apartado anterior y solo no incluye la medida de la resistencia de aislamiento (punto f). No obstante, la norma UL 1.073 incorpora en relación con las normas CEI 61.215 y CEI 61.646 la realización del ensayo de aislamiento eléctrico tras llevar a cabo una lluvia simulada sobre el módulo.

Como en las normas anteriores, se establece un límite de 50 μA para el ensayo de corriente de fuga aplicando alta tensión.

F.3. Norma IEEE 1.262.

Esta norma presenta una estructura de ensayos muy similar a las normas CEI 61.215 y CEI 61.646. No obstante, los ensayos de aislamiento eléctrico son más completos. Así, se realizan de la forma siguiente:

- Medida de la corriente de fuga aplicando alta tensión:
 - En seco: ensayo similar al planteado en las normas CEI 61.215 y CEI 61.646, regulado por^[1].
 - Con humedad: el módulo se introduce parcialmente en una solución de características definidas con caja de conexión y conductores, tal y como se implantará en la instalación real. Durante 1 minuto, se aplica una tensión igual a 1.000 V más dos veces la tensión máxima del sistema con una tasa de subida que no supere 500 $\text{V}\cdot\text{s}^{-1}$.

El ensayo para ambas condiciones se considera superado cuando la corriente de fuga medida no supere el mayor de los dos valores siguientes: 100 $\mu\text{A}/\text{m}^2$ ó 10 μA .

- Medida de la resistencia de aislamiento con humedad: ensayo similar al planteado en las normas CEI 61.215 y CEI 61.646 pero con condiciones más severas. La diferencia básica radica que durante el ensayo (aplicando

ⁱ ASTM E 1.462-94, *Test Methods for Insulation Integrity and Ground Path Continuity of Photovoltaic Modules*.

500 V dc durante 2 minutos) el módulo debe estar parcialmente inmerso en una solución de características definidas con caja de conexión y conductores, tal y como se implantará en la instalación real.

El ensayo se considera superado cuando la resistencia de aislamiento sea mayor que el menor de los dos valores siguientes: $40 \text{ M}\Omega \cdot \text{m}^2$ ó $400 \text{ M}\Omega$.

Comparando los ensayos de aislamiento eléctrico establecidos por las normas CEI 61.215 y CEI 61.646 con los de la norma IEEE 1.262 es posible extraer las siguientes conclusiones:

- Los umbrales necesarios para considerar superados los ensayos de resistencia de aislamiento y corriente de fuga son similares en un módulo típico (60 a 80 Wp con $\approx 0,6$ a $0,8 \text{ m}^2$) para ambas normas.
- Las condiciones de ensayo establecidas por la norma IEEE 1.262 con humedad son mucho más severas que las establecidas en las otras dos normas.

F.4. Norma ASTM E 2.047.

F.4.1. Ámbito de aplicación.

Esta norma establece un procedimiento para determinar el aislamiento eléctrico entre las partes activas y masas metálicas de un generador fotovoltaico real o de una parte del mismo.

F.4.2. Procedimiento de ejecución.

A continuación se describe brevemente el procedimiento que debe seguirse para medir el aislamiento del generador fotovoltaico real:

- a) Aislar de tierra las partes activas del generador que van a ser ensayadas, manteniendo las conexiones de masas metálicas a tierra.
- b) Desconectar si existen, los dispositivos de protección de sobretensiones del generador.
- c) Conectar el medidor de aislamiento (Megger) en dos configuraciones posibles:

- En cortocircuito: unir los terminales cortocircuitados del generador al terminal positivo del medidor de aislamiento.
- En circuito abierto: conectar el terminal positivo del medidor de aislamiento al terminal negativo del generador. El terminal positivo debe dejarse flotante y protegido (figura F.1).

El terminal negativo del medidor para ambas configuraciones se unirá al punto de puesta a tierra del generador.

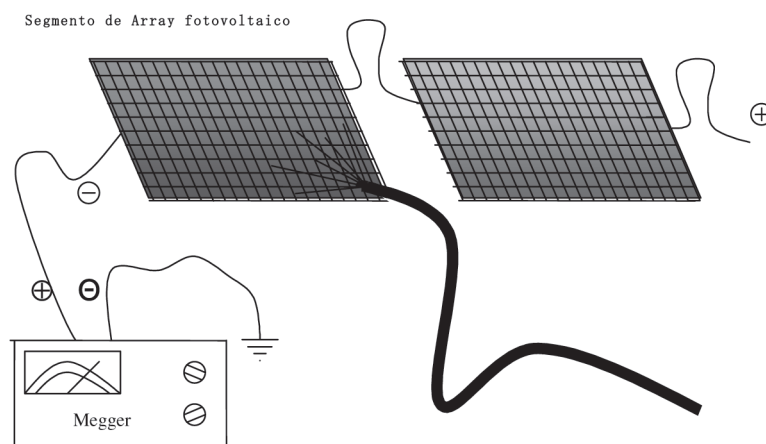


Figura F.1. Configuración para medir el aislamiento de un generador fotovoltaico en circuito abierto.

- d) Aplicar una tensión de 500 V dc y medir la resistencia de aislamiento en seco tras un periodo donde la medida se haya estabilizado (quizás mayor que 30 s). Reducir la tensión del medidor a cero.
- e) Rociar la parte posterior de los módulos con una solución de características definidas y volver a medir la resistencia de aislamiento bajo humedad con el mismo procedimiento descrito en el apartado d).
- f) Rociar la parte frontal de los módulos con la misma solución anterior y volver a medir la resistencia de aislamiento bajo humedad con el mismo procedimiento descrito en el apartado d).
- g) Cortocircuitar los terminales del medidor antes de desconectarlo del generador.
- h) Volver a conectar las desconexiones realizadas en los apartados a) y b).

F.4.3. Condiciones meteorológicas de ensayo.

La norma recomienda que el ensayo sea realizado con una temperatura ambiente inferior a 40°C y un viento inferior a 7.5 m/s con el objetivo de mantener el generador húmedo el tiempo necesario para realizar las medidas. Si el ensayo se realiza en cortocircuito recomienda realizarlo en condiciones de baja radiación.

F.4.4. Umbrales de paso para el aislamiento establecidos en la norma.

Esta norma no establece los umbrales necesarios para considerar superado el ensayo de aislamiento eléctrico. Es responsabilidad de la persona que realiza el ensayo el fijar los umbrales de los que derive la seguridad de la instalación. No obstante, la norma establece que estos umbrales dependerán fuertemente del tamaño del generador, de la humedad relativa ambiente, del vapor de agua absorbido por el módulo y otros factores.

ANEXO G

MEDIDAS PARA VERIFICAR LA OPERATIVIDAD DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN ACTIVA DE CHOQUES ELÉCTRICOS EN GENERADORES CONECTADOS A TIERRA (ESQUEMA TN)

G.1. Comprobación de la operatividad del sistema de protección frente a contactos directos.

G.1.1. Circuito de ensayo.

La figura G.1 muestra el circuito utilizado para comprobar la operatividad del sistema de protección activa de contactos directos.

La medida del único electrodo de puesta a tierra (electrodo de servicio + protección) en el momento del ensayo fue de 0,1 Ω .

El circuito de simulación se formó con una resistencia de 750 Ω ^[1] (valor mínimo de resistencia del cuerpo humano para la tensión de 580 V) conectada bien al terminal positivo, bien a un punto intermedio, bien al terminal negativo en serie con dos pesas homologadas situadas en un suelo de baja resistividad superficial. La misión de las pesas es simular la presión de la pisada de un ser humano descalzo con el suelo.

¹ CEI 479-1, *Efectos de la corriente sobre el hombre y los animales domésticos. Aspectos generales*. Comisión Electrotécnica Internacional, Ginebra, 1.994.

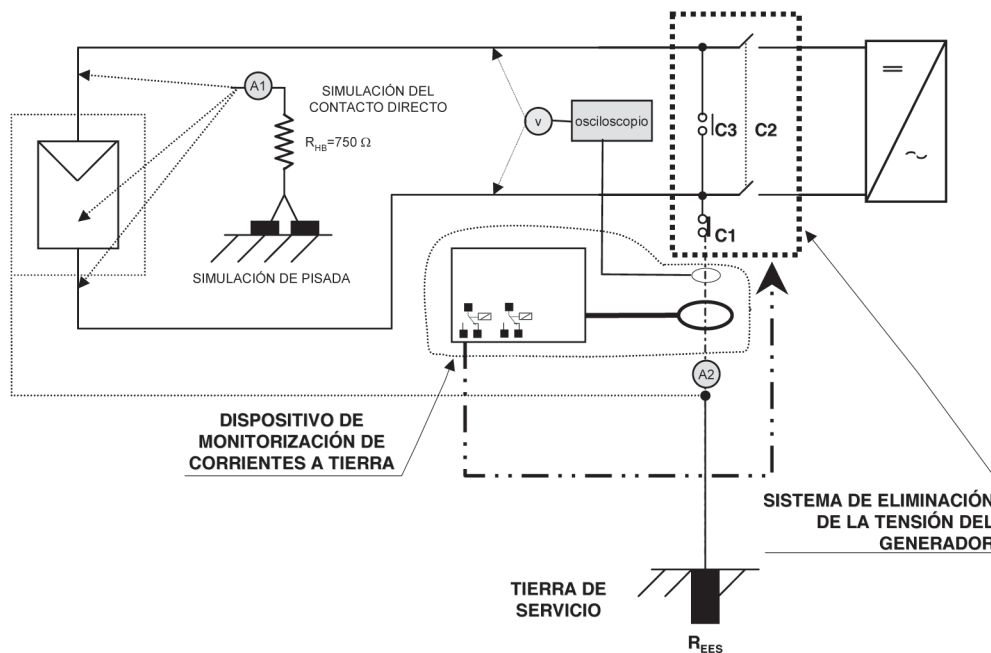


Figura G.1. Circuito de ensayo para verificar la operatividad del sistema de protección activa de contactos directos en un generador conectado a tierra (esquema TN).

G.1.2. Medida.

Con el generador en vacío, bajo las situaciones de defecto indicadas en la figura G.1 y con el dispositivo de monitorización de corrientes con sus relés de salida sin estar conectados al sistema de eliminación de tensión del generador se han medido las siguientes variables:

- Corriente por la persona: con un amperímetro conectado en serie con la resistencia de 750Ω .
- Corriente por conductor de puesta a tierra: con un amperímetro intercalado en serie en este conductor.
- Corriente medida por el dispositivo de monitorización de corrientes a tierra.

Inmediatamente después, conectado los relés del dispositivo de monitorización de corrientes con el sistema de eliminación de la tensión del generador se vuelve a simular el contacto y se mide:

- Tiempo de eliminación de la tensión del generador desde la simulación del contacto directo con el empleo de un osciloscopio digital.

G.1.3. Condiciones del ensayo.

El ensayo se realizó con el generador fotovoltaico separado del inversor, y por tanto trabajando solo con la carga equivalente del circuito de defecto.

G.1.4. Resultados.

En la tabla G.1 se recogen los resultados del ensayo.

SITUACIÓN DE CONTACTO DIRECTO	TENSIÓN DEL GENERADOR [V]	LECTURA AMPERÍMETRO A1 [mA]	LECTURA AMPERÍMETRO A2 [mA]	LECTURA DEL DISPOSITIVO DE MONITORIZACIÓN [mA]	TIEMPO DE ELIMINACIÓN DE LA TENSIÓN DEL G.F. [ms]
EXTREMO +	514	668	669	665	< 200
PUNTO CENTRAL	502	320	321	318	< 200
EXTREMO -	494	0	0,7	0,8	No-desconexión

Tabla G.1. Operatividad del sistema de protección de contactos directos en un generador conectado a tierra (esquema TN).

G.1.5. Equipos utilizados durante el ensayo.

- Generador fotovoltaico G1 (68 kWp) del proyecto "Univer.
- Dos multímetros digitales modelo F865 de Fluke.
- Osciloscopio digital modelo TDS 410a de Tektronix.
- Medidor de tierras modelo GEOHM 40D de Kainos.
- Dispositivo de monitorización de corrientes a tierra modelo RCMA472LY de Bender.

G.2. Comprobación de la operatividad del sistema de protección frente a contactos indirectos.

G.2.1. Circuito de ensayo.

La figura G.2 muestra el circuito utilizado para comprobar la operatividad del sistema de protección frente a contactos indirectos.

La situación más desfavorable del riesgo eléctrico ocurre cuando aparece un primer defecto de aislamiento rígido en el terminal opuesto al punto de conexión a tierra del generador. El valor medido de las resistencias de los electrodos de tierra, separados eléctricamente, se presenta en la figura.

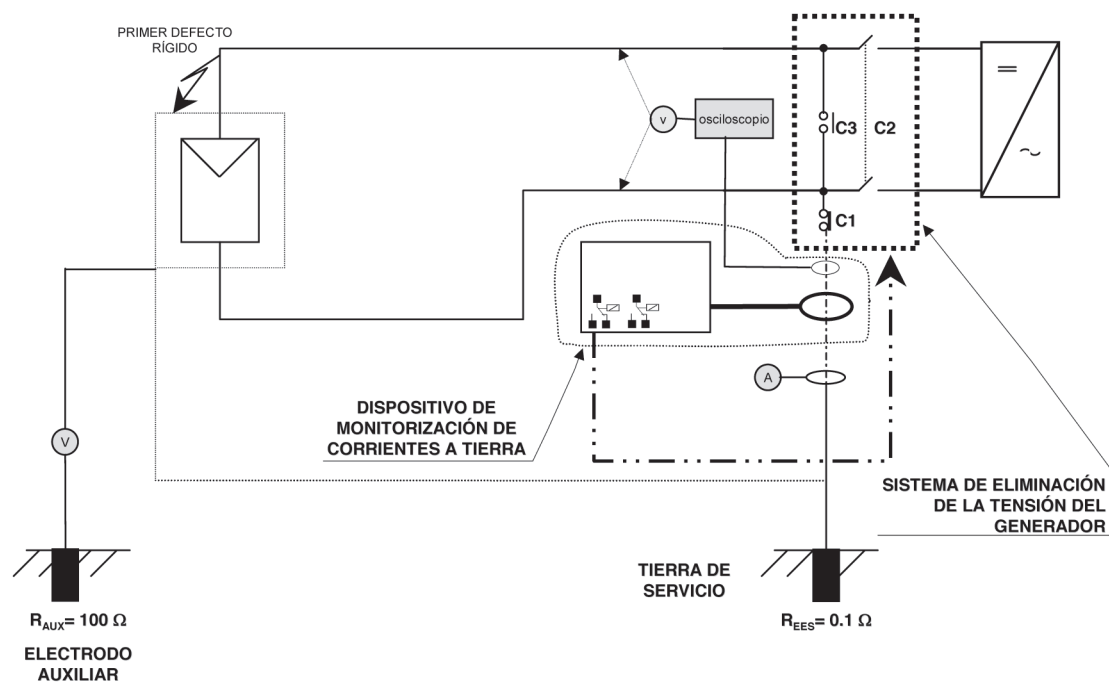


Figura G.2. Circuito de ensayo para verificar la operatividad del sistema de protección de contactos indirectos en un generador fotovoltaico conectado a tierra (esquema TN).

G.2.2. Medida.

Con el generador en vacío trabajando bajo la situación de defecto indicada en la figura G.2 y, con el dispositivo de monitorización de corrientes con sus relés de salida sin estar conectados al sistema de eliminación de tensión del generador se han medido las siguientes variables:

- Potencial absoluto de las masas metálicas: con un voltímetro conectado entre el conductor de protección y un electrodo separado eléctricamente del electrodo de servicio.
- Corriente de defecto: con una pinza amperimétrica en el conductor de conexión a tierra del generador.

Inmediatamente después, conectado los relés del dispositivo de monitorización de corrientes con el sistema de eliminación de la tensión del generador se vuelve a simular el defecto y se mide:

- Tiempo de eliminación de la tensión del generador tras producirse el defecto de aislamiento rígido con el empleo de un osciloscopio digital.

G.2.3. Condiciones de ensayo.

El ensayo se realizó con el generador separado del inversor, y por tanto trabajando solo con la carga equivalente al circuito de defecto y con diferentes condiciones meteorológicas, esto es, diferentes valores de intensidades de cortocircuitos del generador.

G.2.4. Resultados.

En la tabla G.2 se recogen los resultados del ensayo.

INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO [A]	POTENCIAL DE LAS MASAS (LECTURA DEL VOLTÍMETRO) [V]	LECTURA AMPERÍMETRO [A]	TIEMPO DE ELIMINACIÓN DE LA TENSIÓN DEL G.F. [ms]
40	0,4	40	< 200
60	0,7	60	< 200
95	1,1	95	< 200
125	1,5	125	< 200

Tabla G.2. Operatividad del sistema de protección de contactos indirectos en un generador conectado a tierra (esquema TN).

G.2.5. Equipos utilizados durante el ensayo.

- Generador fotovoltaico G1 (68 kWp) del proyecto "Univer";
- Multímetro digital modelo F865 de Fluke.
- Osciloscopio digital modelo TDS 410a de Tektronix.
- Medidor de tierras modelo GEOHM 40D de Kainos.
- Pinza amperimétrica de corriente continua modelo TE-3050 de Kainos.
- Dispositivo de monitorización de corrientes a tierra modelo RCMA472LY de Bender.