



MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS

# Resolución *Directoral* No. 030-2005 EM/DGE

Lima, 22 de Marzo de 2005

## CONSIDERANDO:

Que, en el Artículo 1° de la Ley N° 27744, Ley de Electrificación Rural y de Localidades Aisladas y de Frontera, se declara de necesidad nacional y utilidad pública la electrificación de las zonas comprendidas en la mencionada norma legal;

Que, en el Artículo 10° de la misma Ley se señala que el Ministerio de Energía y Minas, a través de sus órganos de línea, queda encargado de fomentar el aprovechamiento y desarrollo de los recursos energéticos renovables, procurando adoptar y desarrollar nuevas tecnologías para la utilización de estos recursos en la ejecución del Programa de Electrificación Rural;

Que, en el Artículo 11° de la misma Ley se señala que la Electrificación Rural deberá contar con normas específicas de diseño y construcción adecuadas a las zonas rurales;

Que, el Reglamento Técnico Especificaciones Técnicas y Ensayos de los Componentes de Sistemas Fotovoltaicos Domésticos Hasta 500 Wp, originalmente propuesta por la Dirección Ejecutiva de Proyectos, ha sido actualizada y adecuada a las necesidades técnicas y legales para la ampliación de la frontera eléctrica;

Que, en aplicación de lo dispuesto en la Resolución Ministerial N° 162-2001-EM/SG, el proyecto de la presente Resolución Directoral fue prepublicado en la página Web del Ministerio de Energía y Minas;

De conformidad con lo establecido en el Artículo 37° del Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, aprobado por el Decreto Supremo N° 025-2003-EM;

## SE RESUELVE:

**Artículo 1°.-** Aprobar el Reglamento Técnico "Especificaciones Técnicas y Ensayos de los Componentes de Sistemas Fotovoltaicos Domésticos hasta 500 Wp", cuyo texto forma parte integrante de la presente Resolución, la cual es de cumplimiento obligatorio para los proyectos que se desarrollan en el marco de la Ley de Electrificación Rural y de Localidades Aisladas y de Frontera.



**Artículo 2°.-** La presente Resolución entrará en vigencia a partir del día siguiente de su publicación en el Diario Oficial "El Peruano".

Regístrese, comuníquese y publíquese.



*Aguiñaga*

~~Ing. JORGE AGUINAGA DÍAZ~~  
DIRECTOR GENERAL  
DIRECCION GENERAL DE ELECTRICIDAD

**MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS  
DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD**

**REGLAMENTO TÉCNICO**

**“ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y  
ENSAYOS DE LOS COMPONENTES DE  
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS  
DOMÉSTICOS HASTA 500 W<sub>p</sub>”**

**2005, febrero**

## ÍNDICE

	Página
1.- Objetivo	04
2.- Alcances	04
3.- Aplicaciones	04
4.- Componentes de los Sistemas Fotovoltaicos Domésticos	04
5.- Requisitos de los componentes de los Sistemas Fotovoltaicos Domésticos	05
5.1 Objetivo	05
5.2 Definiciones	06
5.3 Información General	07
5.4 Información para el dimensionamiento	07
5.5 Requisitos del Sistema	07
5.5.1 Obligatorios	07
5.5.2 Recomendados	07
5.5.3 Sugeridos	08
5.6 Requisitos del Generador Fotovoltaico	08
5.6.1 Obligatorios	08
5.6.2 Recomendados	08
5.6.3 Sugeridos	08
5.7 Requisitos de la Estructura Soporte	08
5.7.1 Obligatorios	08
5.7.2 Recomendados	08
5.7.3 Sugeridos	09
5.8 Requisitos de la Batería	09
5.8.1 Obligatorios	09
5.8.2 Recomendados	10
5.8.3 Sugeridos	11
5.9 Requisitos del Regulador de Carga	11
5.9.1 Obligatorios	11
5.9.2 Recomendados	13
5.9.3 Sugeridos	14
5.10 Requisitos de las Luminarias	14
5.10.1 Obligatorios	14
5.10.2 Recomendados	15

5.10.3 Sugeridos	15
5.11 Requisitos del Cableado	16
5.11.1 Obligatorios	16
5.11.2 Recomendados	16
5.11.3 Sugeridos	17
5.12 Requisitos de la Instalación	17
5.12.1 Obligatorios	17
5.12.2 Recomendados	18
5.12.3 Sugeridos	18
6.- Ensayos de Sistemas Fotovoltaicos Domésticos	18
6.1 Prueba de Sistemas Fotovoltaicos Domésticos	18
6.1.1 Recepción	18
6.1.2 Medidas del Generador Fotovoltaico	19
6.1.3 Autonomía	20
6.1.3.1 Instrumentación	20
6.1.4 Caída de Tensión en el Cableado	20
6.1.4.1 Instrumentación	21
6.2 Evaluación de los Módulos Fotovoltaicos	21
6.2.1 Nomenclatura y Definiciones	21
6.2.2 Condiciones Generales de Medida	22
6.2.3 Recepción	23
6.2.4 Medida de las Condiciones de Operación	23
6.2.5 Caracterización de los Parámetros Eléctricos Principales	25
6.2.5.1 Ecuaciones para el Cálculo del Factor de Forma	27
6.2.5.2 Descripción del Método	27
6.2.5.3 Instrumentación	28
6.3 Evaluación de la Batería Solar	29
6.3.1 Recepción	29
6.3.2 Nivel de carga Inicial	30
6.3.2.1 Instrumentación	30
6.3.3 Capacidad Estabilizada y Ciclado, Umbrales de Regulación de la Tensión	30
6.3.3.1 Instrumentación	31
6.3.4 Gaseo	31
6.3.4.1 Instrumentación	32
6.4 Evaluación de los Reguladores de Carga	32

6.4.1	Recepción	32
6.4.2	Autoconsumo	33
6.4.2.1	Instrumentación	33
6.4.3	Caídas Internas de Tensión	33
6.4.3.1	Instrumentación	34
6.4.4	Umbrales de Regulación de Tensión	34
6.4.4.1	Instrumentación	35
6.4.5	Protecciones	35
6.4.5.1	Instrumentación	36
6.4.6	Resistencia frente a Corriente Máxima	36
6.4.6.1	Instrumentación	37
6.5	Evaluación de las Luminarias	37
6.5.1	Recepción	37
6.5.2	Protecciones	38
6.5.2.1	Instrumentación	38
6.5.3	Durabilidad	39
6.5.3.1	Instrumentación	39
6.5.4	Condiciones Extremas	39
6.5.4.1	Instrumentación	39
6.5.5	Luminosidad	40
6.5.5.1	Instrumentación	40
6.6	Evaluación de la Eficiencia del Sistema	40

ANEXO Formularios de registro y resultados de ensayos

## REGLAMENTO TÉCNICO “ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y ENSAYOS DE LOS COMPONENTES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMÉSTICOS HASTA 500 Wp”

### 1 OBJETIVO

El presente Reglamento establece los procedimientos para la especificación de los Sistemas Fotovoltaicos Domésticos (SFD), o sistemas fotovoltaicos autónomos, así como para los ensayos que verifiquen el cumplimiento de las especificaciones mencionadas.

### 2 ALCANCES

Este Reglamento establece: Especificaciones técnicas de los componentes, ensayos de laboratorio y controles de calidad *in-situ* de los SFD de potencias no mayores a 500 Wp<sup>1</sup>, que se utilizarán en los proyectos de electrificación rural que ejecute el Estado.

### 3 APLICACIONES

Se empleará como referencia de calidad en las especificaciones de las compras que realicen las diferentes entidades del gobierno, donantes e inversionistas. Además intenta ser de utilidad para fabricantes e instaladores como guía para el diseño de los SFD.

Los SFD son requeridos para la electrificación en zonas rurales de viviendas, postas médicas, centros comunales y escuelas; se emplean generalmente para atender demandas de energía en corriente continua (CC). Es posible también que los SFD provean energía eléctrica en corriente alterna (CA), utilizando convertidores CC/CA, también llamados onduladores o inversores, por razones de costo y confiabilidad los sistemas en CA se usan en sistemas de potencias mayores a 200 Wp. Esto es así, por ejemplo, cuando los SFD están orientados a satisfacer mercados emergentes con alto poder adquisitivo.

### 4 COMPONENTES DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMÉSTICOS

Los SFD generalmente responden a un esquema común que comprende los siguientes componentes:

- Un generador fotovoltaico compuesto por uno o más módulos fotovoltaicos, los cuales están interconectados para conformar una unidad generadora de corriente continua, CC.
- Una estructura de soporte mecánica para el generador fotovoltaico.
- Una batería de plomo-ácido compuesta de varias celdas, cada uno de 2 V de tensión nominal.
- Un regulador de carga para prevenir excesivas descargas o sobrecargas de la batería.

---

<sup>1</sup> Wp (Watts pico): Es la potencia máxima que entrega un panel fotovoltaico a 1 000 W/m<sup>2</sup> de irradiancia y 25 °C de temperatura en las células solares.

- Las cargas (lámparas, radio, etc.).
- El cableado (cables, interruptores y cajas de conexión).

Esta clasificación de componentes es útil a efectos de presentación, y puede ser también utilizada de un modo más general. Por ejemplo, el término *batería* puede usarse para referirse no solamente a la batería en sí misma, sino también para referirse al contenedor de la batería, los conectores, etc.

En el apartado 5 del presente Reglamento, se trata los requisitos de los componentes de los SFD, y en el apartado 6 los procedimientos de Ensayo.

## 5 REQUISITOS DE LOS COMPONENTES DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMÉSTICOS

### 5.1 OBJETIVO

Esta sección establece los requisitos de los componentes de los Sistemas Fotovoltaicos Domésticos, SFD, destinados a proveer energía eléctrica para alimentar pequeñas cargas, principalmente iluminación, radiocasetes y televisión blanco y negro.

Este Reglamento es aplicable a las características técnicas de los SFD en sí mismos, es decir, al generador fotovoltaico, la batería, el regulador de carga y el cableado, así como a las luminarias. No es aplicable a otras cargas eléctricas.

Este Reglamento es aplicable sólo a los SFD que utilizan baterías de plomo-ácido y operan en 12 V CC.

Los requisitos especificados en este Reglamento están clasificados de acuerdo a su ámbito de aplicación: sistemas, componentes e instalación; y a su nivel de exigencia que ha sido clasificado en tres categorías diferentes: Obligatorios, Recomendados y Sugeridos.

Requisitos *obligatorios* (**C**), son aquellos que pueden afectar directamente a la seguridad o a la confiabilidad. Su falta de cumplimiento puede acarrear daños personales o fallos del SFD, y por lo tanto constituyen un núcleo mínimo de requisitos que deben ser satisfechos en cualquier lugar y situación.

Requisitos *recomendados* (**R**) son aquellos que normalmente conducen a optimizar los sistemas. La mayoría son de aplicación Universal y de su cumplimiento se derivan incrementos en los costes. Sin embargo, como las consideraciones económicas pueden depender de las condiciones locales, su aplicación debe ser analizada en cada caso particular.

Requisitos *sugeridos* (**S**) Son aquellos que contribuyen a la calidad y robustez de la instalación. Ahora bien, cualquier juicio sobre la bondad de una instalación es esencialmente subjetivo, por lo que la aplicación de los requisitos sugeridos aquí debe ser analizada en cada caso.

NOTA: Los símbolos **C**, **R** y **S** se utilizan en este documento para especificar el carácter de obligatorio, recomendado o sugerido de cada especificación, de acuerdo con las definiciones precedentes.

Cada especificación va acompañada de una referencia en clave, compuesta por dos letras y un número (por ejemplo CB6), la primera letra indica el nivel de exigencia (ejemplo: C = obligatorio), la segunda letra indica el ámbito de aplicación (ejemplo: B = batería) de acuerdo a la tabla siguiente.



El número es únicamente un identificador que se usa como referencia,

Primera Letra	Segunda letra
Obligatorio ( <u>C</u> )	<u>S</u> istema
<u>R</u> ecomendado	<u>G</u> enerador fotovoltaico
<u>S</u> ugerido	Estr <u>U</u> ctura Soporte
	<u>B</u> atería
	<u>R</u> egulador de carga
	Cableado ( <u>W</u> )
	<u>L</u> uminarias
	<u>I</u> nstalación

## 5.2 DEFINICIONES

SFD	Sistema Fotovoltaico Doméstico.
$C_A$	Capacidad del Generador fotovoltaico.
$C_B$	Capacidad nominal de la batería en 20 horas (A.h).
$C_U$	Capacidad útil de la batería.
DOA	Días de autonomía.
$G_d(0)$	Valor medio mensual de la irradiación global diaria sobre superficie horizontal.
$G_d(\beta)$	Valor medio mensual de la irradiación global diaria sobre superficie inclinada un ángulo $\beta$ y orientada hacia el ecuador.
$F_S$	Coefficiente de seguridad.
$I_{MG}^*$	Corriente del generador fotovoltaico en el punto de máxima potencia y en condiciones estándar de medida (1000 W/m <sup>2</sup> de irradiancia y 25 °C de temperatura en las células solares).
LLP	Probabilidad de pérdida de carga.
NOC(50 %)	Número de ciclos de vida de la batería cuando se la descarga a una profundidad de descarga del 50 %.
$N_{CS}$	Número de células en serie del módulo.
$PD_{MAX}$	Profundidad de descarga máxima de la batería.
$Q_M$	Cantidad de corriente consumida diariamente.
$T_{MAX}$	Temperatura ambiente máxima.
$V_{MG}^*$	Tensión del generador fotovoltaico en el punto de máxima potencia en condiciones estándar de medida.
$V_{NOM}$	Tensión nominal de la instalación (en SFD es, típicamente, de 12 V).

### 5.3 INFORMACIÓN GENERAL

Las condiciones climáticas pueden afectar al comportamiento y durabilidad de los SFD. Si no se proponen otras condiciones particulares, deben utilizarse las siguientes:

- Humedad relativa: 80 %
- Rango de temperaturas ambiente: -5 °C a 45 °C
- Velocidad máxima del viento: 120 km/h

### 5.4 INFORMACIÓN PARA EL DIMENSIONAMIENTO

Para configurar el sistema es necesario conocer:

- Cantidad x Potencia (W) de las lámparas fluorescentes
- Cantidad x Potencia (W) de las lámparas incandescentes
- Cantidad x Potencia de los enchufes (W)

Los datos necesarios para el diseño son:

- Consumo diario de corriente  $Q_M = \text{_____} \text{ A.h/día}$
- Inclinación del generador fotovoltaico  $\beta = \text{_____}^\circ$
- Irradiación sobre el generador fotovoltaico  $G_d(\beta) = \text{_____} \text{ kW.h/m}^2$
- Temperatura ambiente máxima  $T_{MAX} = \text{_____}^\circ\text{C}$

### 5.5 REQUISITOS DEL SISTEMA

#### 5.5.1 Obligatorios

**CS1** Tanto la batería como el regulador de carga deben estar protegidos contra sobrecorrientes y corrientes de cortocircuito por medio de fusibles, diodos, etc. Se debe proteger tanto a la línea del generador fotovoltaico como a la línea de las cargas.

**CS2** Los módulos fotovoltaicos, baterías, reguladores de carga y balastos, deberán estar debidamente etiquetados.

#### 5.5.2 Recomendados

**RS1** El valor de diseño del consumo energético diario debe estar comprendido en el rango de 120 a 160 W.h/día.

**RS2** El tamaño del generador fotovoltaico debe asegurar que la energía producida durante el peor mes pueda, como mínimo, igualar a la demandada por la carga.

**RS3** La capacidad útil de la batería (capacidad nominal multiplicada por la máxima profundidad de descarga) debe permitir entre 3 y 5 días de autonomía.

**RS4** En los casos en que se provea seguimiento manual, la correspondiente ganancia de energía colectada no debe ser considerada a efectos del dimensionamiento.

**RS5** La tensión del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico, a una temperatura ambiente igual a la máxima anual del lugar y a una irradiancia de  $800 \text{ W/m}^2$ ,  $V_{\text{MAX}}(T_{\text{MAX}})$  debe estar comprendida en el rango de 14,5 a 15 V.

**RS6** Los fusibles utilizados en la protección del cableado del generador y de la línea de carga deben ser de amplia distribución en el mercado.

### 5.5.3 Sugeridos

Ninguno.

## 5.6 REQUISITOS DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

### 5.6.1 Obligatorios

**CG1** Módulos fotovoltaicos certificados de acuerdo con la norma internacional IEC-61215 “Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre. Cualificación del diseño y aprobación de tipo” o equivalente.

### 5.6.2 Recomendados

**RG1** Módulos fotovoltaicos con un mínimo de:

33 células fotovoltaicas, si el módulo se instala en localidades de la sierra.

36 células fotovoltaicas, si el módulo se instala en localidades de la costa o amazonía.

### 5.6.3 Sugeridos

Ninguno.

## 5.7 REQUISITOS DE LA ESTRUCTURA SOPORTE

### 5.7.1 Obligatorios

**CU1** Las estructuras de soporte deben ser capaces de resistir, como mínimo, 10 años de exposición a la intemperie sin corrosión o fatiga apreciables.

**CU2** En el caso de módulos fotovoltaicos con marco, su fijación a los soportes sólo puede realizarse mediante elementos (tornillos, tuercas, arandelas, etc.) de acero inoxidable.

**CU3** En caso de que se utilicen sistemas de seguimiento manual (2 a 3 posiciones por día moviéndose de Este a Oeste), todos sus componentes deberán satisfacer los requisitos especificados anteriormente para las estructuras de soporte.

### 5.7.2 Recomendados

**RU1** Las estructuras de soporte deben soportar vientos de 120 km/h, como mínimo.

**RU2** El ángulo de inclinación debe optimizar la captación de energía solar durante el peor mes, es decir, el mes con la peor relación entre los valores diarios de la irradiación y el consumo, ambos en media mensual. Generalmente puede suponerse que la demanda de los usuarios es constante, lo que lleva a la fórmula:

$$\text{Inclinación ( } ^\circ \text{ )} = \text{MAX} \{ |\Phi| + 10^\circ \}$$

donde  $\Phi$  es la latitud del lugar de instalación.

**RU3** Estructuras de soporte estáticas son generalmente preferibles a las de seguimiento.

### 5.7.3 Sugeridos

**SU1** Es preferible montar los módulos fotovoltaicos sobre pedestales o paredes, que hacerlo sobre los tejados.

## 5.8 REQUISITOS DE LA BATERÍA

### 5.8.1 Obligatorios

**CB1** El espesor de cada placa debe exceder los 2 mm.

**CB2** La cantidad de electrolito debe exceder 1,15 dm<sup>3</sup>/celda y por cada 100 A.h de capacidad nominal en 20 horas.

**CB3** La capacidad nominal de la batería en 20 horas expresada en A.h (medida a 20 °C y hasta que la tensión de una celda llegue a 1,8 V/celda) no debe exceder CR veces la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico (medida en las denominadas condiciones estándar: irradiancia igual a 1 000 W/m<sup>2</sup> y temperatura de célula igual a 25 °C). En la tabla siguiente se dan los valores de CR propuestos para cada tipo de batería.

Tipo de Batería	CR Obligatorio
Tubular SLI <sup>2</sup> :	20
- Clásica	40
- Modificada	40
- Bajo mantenimiento	40

**CB4** La máxima profundidad de descarga,  $PD_{MAX}$ , (referida a la capacidad nominal de la batería en 20 horas) no debe exceder los valores propuestos en la siguiente tabla:

---

<sup>2</sup> SLI: Start, Light, Ignition (baterías para automóviles).

Tipo de Batería	$PD_{MAX}(\%)$ Obligatorio
Tubular	80
SLI:	
- Clásica	50
- Modificada	60
- Bajo mantenimiento	30

- CB5** Deben hacerse las previsiones necesarias para asegurar que la capacidad inicial de las baterías puestas en operación no difiera en más del 95 % del valor nominal.
- CB6** La autodescarga de las baterías a 25 °C, no debe exceder el 6 % de su capacidad nominal por mes.
- CB7** La vida de la batería (es decir, antes de que su capacidad residual caiga por debajo del 80 % de su capacidad nominal) a 20 °C, debe exceder un cierto número de ciclos, *NOC*, cuando se descarga hasta una profundidad del 50 %. En la Tabla siguiente se dan los valores de *NOC* para cada tipo de batería.

Tipo de Batería	<i>NOC</i> Obligatorio
Tubular	600
SLI	
- Clásica	200
- Modificada	200
- Bajo mantenimiento	300

- CB8** La densidad del electrolito a 20 °C, hasta 1 000 m.s.n.m., para una batería del tipo SLI abierta, no debe exceder los siguientes valores:
- 1,24 g/cm<sup>3</sup> en regiones con clima cálido.
- 1,26 g/cm<sup>3</sup> en regiones con clima templado.
- 1,28 g/cm<sup>3</sup> en regiones con clima frío.

### 5.8.2 Recomendados

- RB1** Los separadores deben ser de polietileno microporoso.
- RB2** La capacidad útil de la batería,  $C_U$ , (la capacidad nominal en 20 horas, como se definió anteriormente, multiplicada por la máxima profundidad de descarga) deberá permitir entre tres y cinco días de autonomía.
- RB3** En la Tabla siguiente se dan los valores recomendados de *NOC* para cada tipo de batería.

Tipo de Batería	<i>NOC</i> Recomendado
Tubular	720
SLI	
- Clásica	240
- Modificada	240
- Bajo mantenimiento	360

**RB4** En la tabla siguiente se dan los valores de CR recomendados para cada tipo de batería.

Tipo de Batería	<i>CR</i> Recomendado
Tubular	15
SLI:	
- Clásica	30
- Modificada	35
- Bajo mantenimiento	30

**RB5** La máxima profundidad de descarga,  $PD_{MAX}$ , (referida a la capacidad nominal de la batería en 20 horas) no debe exceder los valores propuestos en la siguiente tabla:

Tipo de Batería	$PD_{MAX}(\%)$ Recomendado
Tubular	70
SLI:	
- Clásica	30
- Modificada	40
- Bajo mantenimiento	20

### 5.8.3 Sugeridos

**SB1** La densidad del electrolito no debe exceder  $1,25 \text{ g/cm}^3$ .

**SB2** La corriente de gaseo, normalizada para una batería de 100 A.h, debe ser inferior a 50 mA, a 2,23 V/celda y  $20^\circ\text{C}$ .

## 5.9 REQUISITOS DEL REGULADOR DE CARGA

### 5.9.1 Obligatorios

**CR1** Debe haber protección contra descargas profundas.

**CR2** La “tensión de desconexión de carga” debe corresponder al valor máximo de la profundidad de descarga, precisamente para una corriente de descarga,

expresada en amperes, igual al consumo diario, expresado en amperes-hora, dividido por 5.

- CR3** Las tensiones de desconexión, reconexión y alarma deben tener una precisión de  $\pm 0,5 \%$  ( $\pm 10$  mV/celda, o  $\pm 60$  mV/batería de 12 V) y permanecer constantes en todo el rango de posible variación de la temperatura ambiente.
- CR4** La “tensión de fin de carga” debe estar en el rango de 2,3 V a 2,4 V/celda, a 25 °C .
- CR5** En los Reguladores encendido-apagado (“on-off”), la “tensión de reposición” debe estar en el rango de 2,15 V a 2,2 V/celda, a 25 °C .
- CR6** La “tensión de fin de carga” y la “tensión de reposición” mencionados más arriba deben corregirse por temperatura a razón de  $-4$  mV/°C/celda a  $-5$  mV/°C/celda. Esta especificación debe ser C solamente si se espera que la variación de la temperatura ambiente interior en la cercanía del Regulador a lo largo del año, sea mayor a  $\pm 10$  °C. En caso contrario el circuito de compensación de temperatura no es realmente necesario.
- CR7** Las tensiones de "fin de carga" y de "reposición" deben tener una precisión del 0,5 % ( $\pm 10$  mV/celda, o  $\pm 60$  mV para 12 V batería).
- CR8** Si se utilizan relés electromecánicos, la reposición de la carga debe retardarse entre 1 y 5 minutos.
- CR9** Todos los terminales del regulador deben poder acomodar fácilmente cables de, al menos, 4 mm<sup>2</sup> de sección.
- CR10** Las caídas internas de tensión del regulador, entre los terminales de la batería y los del generador, deben ser inferiores al 4 % de la tensión nominal ( $\cong 0,5$  V para 12 V), en las peores condiciones de operación, es decir, con todas las cargas apagadas y con la máxima corriente procedente del generador fotovoltaico.
- CR11** Las caídas internas de tensión del regulador, entre los terminales de la batería y los del consumo, deben ser inferiores al 4 % de la tensión nominal. ( $\cong 0,5$  V para 12 V) en las peores condiciones de operación, es decir, con todas las cargas encendidas y sin corriente alguna procedente del generador fotovoltaico.
- CR12** Se debe evitar la sobrecarga de las baterías SLI de “bajo mantenimiento”.
- CR13** Deben proveerse protecciones contra corrientes inversas, en las líneas del módulo y de la batería.
- CR14** El regulador de carga debe ser capaz de resistir cualquier situación posible de operación “sin batería”, cuando el generador fotovoltaico opera en condiciones estándar de medida, y con cualquier condición de carga permitida.
- CR15** El regulador de carga debe también proteger a las cargas en cualquier situación posible de operación “sin batería”, como fue definida anteriormente, limitando la tensión de salida a un máximo de 1,3 veces el valor nominal. (También se permite la total interrupción de la alimentación a las cargas).

- CR16** El regulador de carga debe resistir sin daño la siguiente condición de operación: temperatura ambiente 45 °C, corriente de carga 25 % superior a la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico en las condiciones estándar de medida, y corriente de descarga 25 % superior a la correspondiente a todas las cargas encendidas y la tensión nominal de operación.
- CR17** Las cajas de los reguladores de carga deben como mínimo proveer protección IP 32, según las normas IEC 60529 “Degrees of protection provided by enclosures (IP Code)” o DIN 40050 “Road vehicles; degrees of protection (IP-code); protection against foreign objects; water and contact; electrical equipment”.
- CR18** El regulador de carga no debe producir interferencias en las radiofrecuencias en ninguna condición de operación.
- CR19** El consumo energético parásito diario del regulador de carga en condiciones normales de operación (es decir, generador fotovoltaico y cargas conectadas y pulsador, si existe, no presionado), no debe exceder del 3 % del consumo diario previsto en el diseño.
- CR20** Cuando las cargas puedan ser utilizadas sin restricciones, porque el estado de carga de la batería es suficientemente elevado, se indicará con una señal de color verde.
- CR21** Cuando las cargas hayan sido desconectadas de la batería, porque el estado de carga es excesivamente bajo, se indicará con una señal de color rojo.
- CR22** En el caso de reguladores PWM<sup>3</sup>, la tensión de “fin de carga” debe estar en el rango de 2,3 V/celda a 2,35 V/celda, a 25 °C .
- CR23** La vida útil del regulador no debe ser menor a 4 años.

### 5.9.2 Recomendados

- RR1** La “tensión de reconexión de carga” debe ser 0,17 V/celda (o 1 V para 12 V) superior a la “tensión de desconexión de carga”.
- RR2** Deben incluirse elementos de señalización y alarma previos a la desconexión.
- RR3** La “tensión de alarma” (estado de carga baja) debe ser 0,2 V (para sistemas de 12 V) superior a la tensión de desconexión del consumo.
- RR4** La desconexión de la carga debe retardarse entre 3 y 30 segundos desde que se alcanza la “tensión de desconexión de carga”.
- RR5** La “tensión de fin de carga” debe corresponder a un factor de recarga entre 0,95 y 1, cuando la carga se realiza precisamente a una corriente constante igual a la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico, en condiciones estándar de medida.
- RR6** El regulador de carga debe permitir la carga de la batería desde el generador fotovoltaico con cualquier tensión mayor que 1,5 V/celda.
- RR7** Las cajas de los reguladores de carga deben proveer protección IP 54, de acuerdo con las normas IEC 60529 “Degrees of protection provided by

---

<sup>3</sup> Pulse Width Modulated.



enclosures (IP Code)” o DIN 40050 “Road vehicles; degrees of protection (IP-code); protection against foreign objects; water and contact; electrical equipment”.

- RR8** El regulador de carga debe estar protegido contra polaridad inversa tanto en la línea del generador como en la de la batería. Pueden utilizarse combinaciones diodos-fusibles u otra solución.
- RR9** El regulador de carga debe estar protegido contra sobretensiones por medio de un supresor de sobretensiones de 1 000 W o mayor, instalado entre ambos polos (+ y -) de la entrada correspondiente al generador fotovoltaico.
- RR10** El regulador de carga debe estar protegido contra sobretensiones por medio de un supresor de sobretensiones de 1 000 W o mayor, instalado entre ambos polos (+ y -) de la salida correspondiente a las cargas.
- RR11** El consumo energético parásito diario del regulador de carga en condiciones normales de operación (es decir, generador fotovoltaico y cargas conectadas y pulsador, si existe, no presionado), no debe exceder del 1 % del consumo diario previsto en el diseño.
- RR12** La situación de riesgo de que se interrumpa el suministro de electricidad a las cargas, porque el estado de carga de la batería ha descendido hasta el nivel de alarma, se indicará con una señal de color amarillo.
- RR13** La vida útil del regulador no debe ser menor a 10 años.

### 5.9.3 Sugeridos

- SR1** El regulador de carga puede incluir una línea independiente para el sensor de tensión de la batería.
- SR2** Las sobrecargas controladas deben efectuarse a una tensión constante de 2,5 V/celda. Las sobrecargas deben efectuarse después de cada descarga profunda y/o a cada intervalo de 14 días. La sobrecarga debe durar entre 1 h y 5 h.
- SR3** Debe ser posible la interrupción manual de la sobrecarga.
- SR4** Los umbrales superior e inferior de la sobrecarga controlada deben ser, respectivamente, 2,5 V/celda y 2,25 V/celda.
- SR5** La inhibición manual de la protección contra descargas profundas no está permitida.
- SR6** Se permite la activación manual de las señales de estado de carga.
- SR7** El usuario puede ser alertado de que el estado de carga de la batería alcanzó el nivel de alarma mediante una desconexión automática de las cargas, que pueda ser repuesta manualmente.

## 5.10 REQUISITOS PARA LAS LUMINARIAS

### 5.10.1 Obligatorios.

- CL1** Los balastos deben asegurar un encendido seguro y regulado en el rango de tensiones de - 15 % a + 25 % de la tensión nominal (10,3 V a 15 V para baterías de 12 V).

- CL2** Los balastos deben asegurar un encendido seguro y regulado en el rango de temperaturas ambientes de  $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$  a  $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$  .
- CL3** Los balastos deben estar protegidos contra daños cuando:
- La lámpara se extrae durante la operación, y cuando los balastos operan sin lámpara.
  - La lámpara no enciende.
  - La tensión de alimentación se aplica con polaridad inversa.
  - Se cortocircuita la salida del balasto electrónico.
- CL4** Los balastos no deben producir interferencias en las radiofrecuencias.
- CL5** La potencia CC mínima requerida en la entrada del balasto será el 90 % del valor nominal de la lámpara, en todo el rango de tensiones de operación ( $-15\%$  a  $+25\%$  del valor nominal).
- CL6** El rendimiento lumínico del conjunto balasto-lámpara fluorescente debe ser como mínimo 35 lum/W.
- CL7** La luminaria deberá resistir un mínimo de 5 000 ciclos de conexión y desconexión (encendido y apagado). Cada ciclo consistirá en periodos de 60 segundos en la posición ON y 150 segundos en la posición OFF, a la potencia (tensión) nominal de la lámpara.
- CL8** Los electrodos de los balastos nunca pueden estar conectados a los elementos de fijación (regletas, etc.) de las luminarias.
- CL9** Los difusores de las lámparas, reflectores, cubiertas, etc. (si existen) deben ser a prueba de insectos.
- CL10** Todos los tubos fluorescentes deben estar disponibles localmente.
- CL11** Los difusores, reflectores, cubiertas, etc. (si existen) deben poder desmontarse fácilmente por el usuario, para el reemplazo de las lámparas o para limpieza.

#### **5.10.2 Recomendados.**

- RL1** El consumo de los balastos cuando operan sin lámpara debe ser menor que el 10 % de su consumo nominal.
- RL2** El rendimiento lumínico del conjunto balasto-lámpara fluorescente debe ser como mínimo 50 lum/W .
- RL3** La luminaria deberá resistir un mínimo de 10 000 ciclos de conexión y desconexión (encendido y apagado). Cada ciclo consistirá en periodos de 60 segundos en la posición ON y 150 segundos en la posición OFF, a la potencia (tensión) nominal de la lámpara.
- RL4** El uso simultáneo de luminarias fluorescentes e incandescentes de baja potencia ( $< 2\text{ W}$ ) debe estar permitido, siempre que no se supere el consumo de diseño.

#### **5.10.3 Sugeridos**

- SL1** La eficiencia lumínica puede incrementarse agregando reflectores a la luminaria.

**SL2** El rendimiento lumínico del conjunto balasto-lámpara fluorescente debe ser como mínimo 60 lum/W .

## **5.11 REQUISITOS DEL CABLEADO**

### **5.11.1 Obligatorio**

**CW1** Las secciones de los conductores deben ser tales que las caídas de tensión en ellos sean inferiores al 3 % entre el generador fotovoltaico y el regulador de carga, inferiores al 1 % entre la batería y el regulador de carga, e inferiores al 5 % entre el regulador de carga y las cargas. Todos estos valores corresponden a la condición de máxima corriente.

**CW2** Todos los cables deben respetar un código de colores y/o estar debidamente etiquetados.

**CW3** Las secciones mínimas de los cables en cada una de las líneas serán las siguientes:

⇒ del generador fotovoltaico al regulador de carga: 2,5 mm<sup>2</sup>

⇒ del regulador de carga a las baterías: 4 mm<sup>2</sup>

**CW4** Los cables expuestos a la intemperie deberán cumplir la norma internacional IEC 60811 “Métodos de ensayo comunes para materiales de aislamiento y cubierta de cables eléctricos” o la Norma Técnica Peruana respectiva.

**CW5** Todos los terminales de los cables deben permitir una conexión segura y mecánicamente fuerte. Deben tener una resistencia interna pequeña, que no permita caídas de tensión superiores al 0,5 % de la tensión nominal. Esta condición es aplicable a cada terminal en las condiciones de máxima corriente.

**CW6** Los terminales de los cables no deben favorecer la corrosión que se produce cuando hay contacto entre dos metales distintos.

**CW7** Los extremos de los cables de sección  $\geq 4 \text{ mm}^2$  deben estar dotados con terminales específicos y de cobre. Los extremos de los cables de sección  $\leq 2,5 \text{ mm}^2$  podrán retorcerse y estañarse para lograr una conexión adecuada.

**CW8** Los fusibles deben elegirse de modo tal que la máxima corriente de operación esté en el rango del 50 al 80 % de la capacidad nominal del fusible ( $I_{\text{nom}}$ ).

**CW9** Las combinaciones enchufe/tomacorriente deben tener protecciones contra la inversión de la polaridad de la tensión suministrada a los aparatos eléctricos.

### **5.11.2 Recomendados**

**RW1** Los fusibles deben instalarse preferentemente en las líneas de polaridad positiva.

**RW2** Los interruptores deben ser especialmente aptos para CC.

**RW3** Si se permite el uso de interruptores para CA, la corriente nominal en CA debe exceder como mínimo en 200 % la corriente máxima a ser interrumpida en CC.

### 5.11.3 Sugeridos

Ninguno.

## 5.12 REQUISITOS DE LA INSTALACIÓN

### 5.12.1 Obligatorios

- CI1** La batería debe estar ubicada en un espacio bien ventilado y seguro de manera que este protegida contra intentos de hurto.
- CI2** Deben tomarse precauciones para evitar el cortocircuito accidental de los terminales de la batería.
- CI3** El generador fotovoltaico debe estar totalmente libre de sombras durante por lo menos 8 horas diarias, centradas al mediodía, y a lo largo de todo el año.
- CI4** Todos los materiales necesarios para la instalación (tornillos, conectores, etc.) deben estar incluidos en el suministro de los SFDs.
- CI5** El diseño de las estructuras de soporte debe facilitar la limpieza de los módulos fotovoltaicos y la inspección de las cajas de conexión.
- CI6** El montaje de las estructuras de soporte debe preservar su resistencia a la fatiga, corrosión y efectos del viento.
- CI7** Si se permite el montaje en los tejados, deberá haber una separación de, por lo menos, 5 cm entre los módulos y el tejado o cubierta para permitir la circulación de aire.
- CI8** Si se permite el montaje en los tejados, las estructuras de soporte no deberán fijarse a las tejas o a las chapas, sino a las vigas del tejado u otro elemento de la estructura de la vivienda.
- CI9** Los reguladores de carga y las luminarias deben suministrarse con elementos de soporte y fijación adecuados para su montaje (la instalación debe ser relativamente simple).
- CI10** El diseño de luminarias y reguladores de carga debe permitir el acceso con cierta facilidad a los fusibles y terminales de cables.
- CI11** La necesidad de herramientas debe minimizarse, (evitando tuercas de diferente tamaño / distintos tamaños de tornillos, etc.).
- CI12** Si están montados en la superficie, los cables deben graparse a las paredes, a intervalos adecuados, asegurando su posición vertical y/o horizontal, nunca oblicuamente. De no ser así, deben embutirse en las paredes y recubrirse con yeso o similar.
- CI13** Los cables deben asegurarse a las estructuras de soporte o a las paredes, para evitar esfuerzos mecánicos sobre otros elementos de la instalación eléctrica (cajas de conexión, balastos, interruptores, etc.).
- CI14** No se permite la conexión en paralelo de más de dos baterías.
- CI15** No se permite la conexión en paralelo de baterías diferentes.
- CI16** No se permite la conexión en paralelo de baterías nuevas y viejas.

### 5.12.2 Recomendados

- RI1** La batería debe instalarse en un lugar de acceso restringido. (Nota: el acceso debería estar restringido por ejemplo mediante el uso de una puerta con cerradura).
- RI2** Los cables deben mantenerse fuera del alcance de los niños.
- RI3** En general, los cables deben disponerse horizontalmente o verticalmente, nunca oblicuamente.

### 5.12.3 Sugeridos

Ninguno.

## 6 ENSAYOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMÉSTICOS

En esta sección se establecen los procedimientos para verificar el cumplimiento de las especificaciones técnicas elaboradas en base al apartado 5 de esta norma, para expedir el certificado correspondiente. Estos ensayos permiten analizar el funcionamiento del equipo y, en consecuencia, estudiar posibles modificaciones o mejoras.

De acuerdo con la clasificación establecida en el apartado 5, existen cinco procedimientos de prueba bien diferenciados, que corresponden respectivamente a cada uno de los componentes: módulos, baterías, reguladores de carga y lámparas que integran una instalación fotovoltaica y, por último, a la evaluación del funcionamiento del sistema, con lo que también se incluyen los efectos del cableado, conectores o el ajuste del conjunto regulador de carga-batería.

### 6.1 PRUEBA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMÉSTICOS

El objetivo de esta prueba es verificar el sistema fotovoltaico domiciliario de forma global. Las medidas que aquí se recogen analizan la interacción entre todos los componentes del generador y permiten determinar la conformidad del diseño.

#### 6.1.1 Recepción

Para poder realizar la prueba en su integridad se requiere que el SFD suministrado incluya:

- módulos
- batería
- regulador de batería
- elementos accesorios (cables, tomacorrientes, cajas de conexión e interruptores)
- esquema eléctrico de la instalación

y que se especifique:

- Demanda diaria de energía prevista,  $L(W.h)$
- Irradiación solar diaria sobre los módulos, promediada en el mes de más bajo valor de irradiación,  $G_{dm}(\beta)$
- Sección de los cables y longitudes máximas en cada una de las líneas.

La figura 1 representa el esquema eléctrico de un Sistema fotovoltaico domiciliario, con los símbolos que se utilizarán en el presente reglamento:

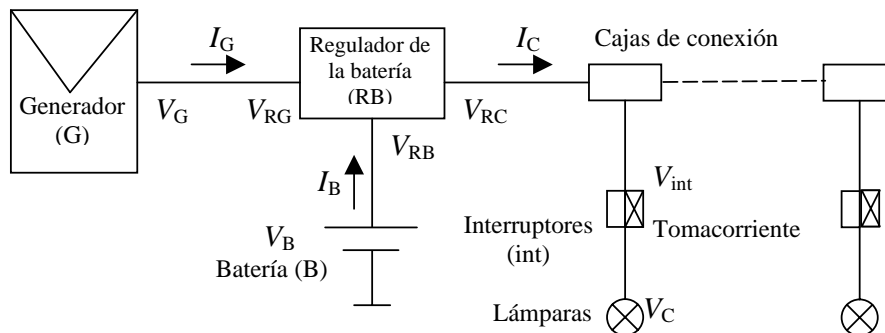


Figura 1: Esquema eléctrico de los Sistemas Fotovoltaicos Domésticos.

### Procedimiento 0: Inspección visual

Este procedimiento tiene como objetivo comprobar que el SFD reúne los siguientes requisitos y verificaciones:

- Existencia de elementos de protección contra sobrecorriente y cortocircuito tanto en el cableado del generador como en la línea de carga (Apartado CS1).
- Etiquetado (Apartado CS2).
- Fusibles de protección de amplia distribución en el mercado (Apartado RS6).
- Mínima sección del cable: (Apartado CW3):
  - 2,5 mm<sup>2</sup> del módulo fotovoltaico al regulador de batería.
  - 4,0 mm<sup>2</sup> del regulador de batería a la batería.
- Cables de intemperie (Apartado CW4).
- Protección de los tomacorrientes contra polaridad inversa (Apartado CW9).
- Codificación o etiquetado de los cables (Apartado CW2).
- Interruptores adaptados a CC (Apartado RW2).

#### 6.1.2 Medidas del Generador Fotovoltaico

Estas medidas tienen como finalidad comprobar el correcto dimensionado del generador fotovoltaico en relación con la demanda diaria de energía eléctrica considerada y el emplazamiento del SFD.

### Procedimiento 1: Promedio de Producción Diaria de Energía

Se calcula la energía producida diariamente por el generador fotovoltaico durante el peor mes,  $E_G$ , usando la siguiente fórmula:

$$E_G(\text{W.h}) = I_{GM}^* (\text{A}) V_N (\text{V}) G_{dm}(\beta) (\text{W.h/m}^2) / 1000 (\text{W/m}^2)$$

donde  $I_{GM}^*$  es la corriente en el punto de máxima potencia en condiciones estándar de medida,  $V_N$  la tensión nominal, que en los casos en los que no hay convertidor CC/CC (también denominado seguidor del punto de máxima potencia) coincide con la tensión nominal de la batería, y  $G_{dm}(\beta)$  el promedio de irradiación solar diaria durante el mes con menor radiación solar en el plano de captación,  $\beta$ , del generador fotovoltaico.

Se corrige, entonces, el consumo diario de energía,  $L(W.h)$ , con un factor de seguridad  $F_S^4$  y, finalmente, se calcula la relación entre energía generada y consumo diario:

$$C_A = \frac{E_G}{F_S \times L}$$

El criterio de aceptación establece que  $C_A$  tiene que ser mayor que 1.

### 6.1.3 Autonomía

El objetivo de esta prueba es comprobar la autonomía de la batería, mediante el cálculo del número de días durante los que el sistema podría entregar la energía demandada por las cargas sin que hubiese generación y hasta que el regulador de batería desconectase la línea de carga.

#### Procedimiento 2: Autonomía

Tras la carga completa de la batería, después de 24 horas a 14,4 V, se procede a su descarga, con el panel fotovoltaico desconectado, mediante una carga equivalente a la demanda diaria prevista distribuida en 16 horas, para ello se incluirá una resistencia adecuada en la línea de carga. La energía extraída,  $Q(A.h)$ , se determinará midiendo la corriente  $I_C$  y el tiempo de descarga hasta que el regulador de batería desconecte la línea de consumo por baja tensión de ésta. La energía descargada es  $Q \times V_N(W.h)$ . El número de días de autonomía,  $N_{AUT}$ , se determina relacionando esta energía con el consumo diario de energía prefijado. El criterio de aceptación de esta prueba requiere que  $3 < N_{AUT}(\text{días}) < 5$ .

#### 6.1.3.1 Instrumentación

Resistencia calibrada y multímetro.

### 6.1.4 Caída de Tensión en el Cableado

Mediante esta prueba, se miden las caídas de tensión desde el panel fotovoltaico hasta las cargas, que están asociadas a la sección de los conductores, cajas de conexión, interruptores, tomacorrientes y a la longitud de las líneas.

#### Procedimiento 3: Línea del Generador

Con una tensión de la batería  $V_B$  cercana a su valor nominal, se simula una corriente de panel  $I_G = 3 A$  mediante una fuente de alimentación que actúa como generador fotovoltaico<sup>5</sup>. La medida de  $V_G$  y  $V_{RG}$  se realiza con un voltímetro. El criterio de aceptación de la prueba es que la caída de tensión debe estar por debajo del 3 % del valor nominal, 360 mV en un sistema de 12 V (apartado CW1).

---

<sup>4</sup>  $F_S$  es el factor de seguridad que considera los efectos producidos por el polvo, la variación de la eficiencia fotovoltaica con el espectro solar, etc. Un valor típico de  $F_S$  es 1,1.

<sup>5</sup> Estos valores se refieren al sistema fotovoltaico doméstico más habitual (módulo de 50 Wp, batería de 12 V). Se puede generalizar considerando un valor de  $I_G$  igual a la corriente en el punto de máxima potencia del panel fotovoltaico (condiciones estándar) al mismo tiempo que la condición del 3% se aplica para cualquier valor de la tensión nominal de la batería.

#### Procedimiento 4: Línea de la Batería

Con una tensión de batería  $V_B$  cercana a su valor nominal y las cargas desconectadas, se simula una corriente de panel  $I_G = 3 \text{ A}$  con una fuente de alimentación que actúa como generador fotovoltaico. La medida de  $V_{RB}$  y  $V_B$  se realiza con un voltímetro. El criterio de aceptación de la prueba es que la caída de tensión debe estar por debajo del 1 % del valor nominal, 120 mV en un sistema de 12 V (apartado CW1).

#### Procedimiento 5: Línea de Carga

Con una tensión de batería  $V_B$  cercana a su valor nominal y un estado de carga,  $SOC$ , inferior al 100 %, se conectan todas las cargas (reales o simuladas mediante resistencias equivalentes), incluyendo los aparatos conectados a los tomacorrientes, si los hubiese. La medida de  $V_{RC}$  y  $V_C$  se realizará con un voltímetro. El criterio de aceptación de la prueba es que la caída de tensión debe estar por debajo del 5 % del valor nominal, 600 mV en un sistema de 12 V (apartado CW1).

#### 6.1.4.1 Instrumentación

Fuente de alimentación, multímetro y resistencias.

### 6.2 EVALUACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

#### 6.2.1 Nomenclatura y Definiciones

Símbolo	Unidad	Parámetro
$\beta_T$	$V \cdot ^\circ C^{-1}$	Coefficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto
$\phi$	$^\circ$	Latitud local
$D(0)$	$W \cdot m^{-2}$	Irradiancia solar difusa que incide sobre una superficie horizontal
$FF$	---	Factor de forma de un módulo fotovoltaico
$FF_o$	---	Factor de forma ideal de un módulo fotovoltaico
$G$	$W \cdot m^{-2}$	Irradiancia solar global que incide sobre la superficie de un módulo fotovoltaico
$G(0)$	$W \cdot m^{-2}$	Irradiancia solar global que incide sobre una superficie horizontal
$I$	A	Corriente suministrada por un módulo fotovoltaico
$I_M$	A	Corriente suministrada por un módulo fotovoltaico en su punto de máxima potencia
$I_{SC}$	A	Corriente de cortocircuito de un módulo fotovoltaico
$I_{SC,SG}$	A	Corriente de cortocircuito del módulo sensor de irradiancia
$I_{est}$	A	Corriente medida en el módulo fotovoltaico, utilizada para la primera estimación de $R_S$
$I_{sel}$	A	Corriente medida en el módulo fotovoltaico, utilizada para el cálculo de $R_S$
$N_S$	---	Número de células conectadas en serie en un módulo fotovoltaico
$R_S$	$\Omega$	Resistencia serie de un módulo fotovoltaico (modelo de 1 exponencial)
$R_{S,est}$	$\Omega$	Primera estimación del parámetro $R_S$
$r_s$	---	Resistencia serie normalizada de una célula solar
$T_C$	$^\circ C$	Temperatura de operación de las células de un módulo fotovoltaico
$V$	V	Tensión de trabajo de un módulo fotovoltaico
$V_M$	V	Tensión de trabajo de un módulo fotovoltaico en su punto de máxima potencia
$V_{OC}$	V	Tensión de circuito abierto de un módulo fotovoltaico



Símbolo	Unidad	Parámetro
$v_{oc}$	V	Tensión de circuito abierto normalizada de una célula solar
$V_{OC,ST}$	V	Tensión de circuito abierto del módulo sensor de temperatura de célula
$V_{est}$	V	Tensión medida en el módulo fotovoltaico, utilizada para la primera estimación de $R_s$
$V_{sel}$	V	Tensión medida en el módulo fotovoltaico, utilizada para el cálculo de $R_s$
$V_t(T_C)$	V	Potencial termodinámico a la temperatura $T_C$
$w_s$	m.s <sup>-1</sup>	Velocidad del viento
$P_M$	W	Potencia máxima suministrada por un módulo fotovoltaico

NOTA: La aparición de alguno de los parámetros anteriores junto con el superíndice ‘\*’ denota su referencia a las Condiciones Estándar de Medida (CEM).

### 6.2.2 Condiciones Generales de Medida

De entre las siguientes condiciones, algunas son necesarias para la caracterización en exterior<sup>(6)</sup> de un módulo fotovoltaico, siendo las restantes las recomendadas específicamente para el método propuesto.

- Irradiancia:
  - Irradiancia global incidente sobre la superficie del módulo,  $G > 600 \text{ W.m}^{-2}$ .
  - Fracción difusa de la irradiancia global incidente sobre una superficie horizontal característica de un día despejado,  $D(0)/G(0) < 0.2$ <sup>(7)</sup>.
- Velocidad del viento,  $1 \leq w_s \text{ (m.s}^{-1}\text{)} \leq 8$  (viento moderado).
- Módulos fotovoltaicos (módulo a medir, módulo sensor de irradiancia y módulo sensor de temperatura de célula):
  - Posición coplanar, sin obstáculos que dificulten la disipación térmica.
  - Orientación: hacia el ecuador.
  - Inclinación adecuada para que la irradiancia incida con un ángulo inferior a 40°, medido respecto de la normal a la superficie de los módulos. Por ejemplo, el ángulo cenital solar a mediodía o, en términos generales, un ángulo de inclinación igual a  $|\phi|$  (latitud local) en otoño-invierno, e igual a  $\text{MAX}\{|\phi| - 20^\circ, 0\}$  en primavera-verano.
  - Limpieza previa con agua, jabón y paños suaves. Secado.
  - Exposición previa al sol durante al menos una hora, para asegurar que los módulos se encuentran en estado de equilibrio térmico.
- Medidas ( $V$ ,  $I$ ) para la caracterización del Factor de forma (Procedimiento 5):
  - Realizadas en un intervalo de 2 horas, centrado en el mediodía solar.
  - La duración total de la medida de los puntos ( $V$ ,  $I$ ) y sus correspondientes condiciones de operación (irradiancia global incidente  $G$  y temperatura de células  $T_C$ ) debe ser inferior a 5 minutos, para evitar grandes variaciones en las condiciones antedichas. (Por el mismo motivo, no deberían efectuarse medidas en días nublados o con fuertes vientos).

<sup>(6)</sup> Esto es, en condiciones reales de operación (irradiancia y temperatura), por contraposición a la caracterización en interior, realizada con simuladores solares.

<sup>(7)</sup> Esta condición se cumple por lo general en días despejados (sin nubes). En otras condiciones atmosféricas, por ejemplo en días con nubes de partículas en suspensión (*i.e.*, alta turbiedad atmosférica), se requeriría del uso de un piranómetro medidor de irradiancia difusa para verificar la viabilidad de las mediciones.

### 6.2.3 Recepción

Una vez recibido el módulo fotovoltaico se registran sus características físicas y la información facilitada por el fabricante en los formularios correspondientes (Ver Anexo II).

#### Procedimiento 0: Inspección Visual

El módulo fotovoltaico sometido a ensayo se inspeccionará previamente para detectar posibles defectos visibles. La **Tabla I** enumera los diferentes aspectos a evaluar, así como los defectos que aconsejan rechazar el módulo fotovoltaico.

DEFECTO	CRITERIOS DE RECHAZO
Células rotas o agrietadas	Rotura o fractura que suponga la separación de más del 10 % del área de la célula
Células desalineadas	Células en contacto físico
Cara frontal de las células	Restos notables de la metalización
Impurezas en el laminado	Cobertura de más del 1 % del área de la célula
Burbujas en el encapsulado	Establecen comunicación entre las células y el marco o el borde del módulo
Vidrio frontal	Rotura
Cinta de conexión	Rotura
Etiquetas (incluido número de serie)	Ilegibilidad o borrado del texto
Módulo sucio	Manchas de silicona o encapsulante
Tedlar	Dañado o perforado
Caja de conexión	Rota o desprendida (total o parcialmente)

**Tabla I.**

Defectos que aconsejan el rechazo de un módulo fotovoltaico, detectables por inspección visual.

### 6.2.4 Medida de las Condiciones de Operación

La caracterización experimental de los principales parámetros eléctricos del módulo fotovoltaico referidos a las Condiciones Estándar de Medida (CEM) requiere del conocimiento de las condiciones de operación ( $G$  y  $T_C$ ) presentes durante las medidas. Para ello se utilizarán 2 módulos sensores de Silicio cristalino previamente calibrados por un Laboratorio de Referencia, y los procedimientos 1 y 2 descritos a continuación.

#### Procedimiento 1: Medida de la Irradiancia Solar Global Incidente

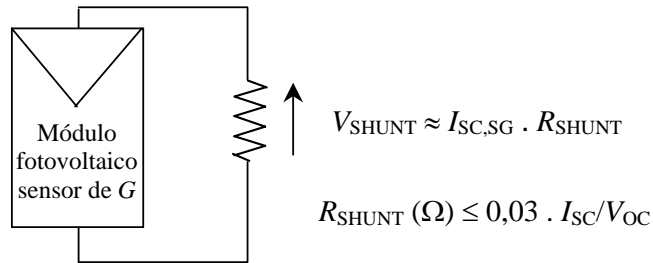
Este método se basa en la relación lineal existente entre la corriente de cortocircuito y la irradiancia solar global incidente en un módulo fotovoltaico, de la que resulta la siguiente expresión:

$$G \text{ (W m}^{-2}\text{)} = 1000 \cdot \frac{I_{SC,SG}}{I_{SC,SG}^*} \quad (1)$$

donde el subíndice “SG” se refiere al módulo sensor de irradiancia.

Esta fórmula denota una ligera sobreestimación, al no considerar efectos de segundo orden (influencia de la temperatura de las células). No obstante, su uso para la extrapolación de las medidas de corriente permite la cancelación de dicho error.

De acuerdo con la figura 2 y la ecuación (1), la tensión medida en una resistencia calibrada (resistencia de precisión o “shunt”) permitirá el cálculo del valor de la irradiancia. Nótese que sólo se precisa la calibración del módulo sensor de irradiancia en su parámetro  $I_{SC}^*$ .



**Figura 2:** Montaje experimental para la medida de la irradiancia global incidente.

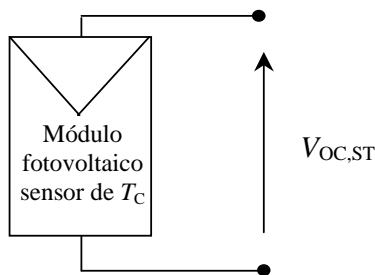
### Procedimiento 2: Medida de la Temperatura de las Células

Este método se basa en la relación lineal existente entre la tensión de circuito abierto y la temperatura de las células en un módulo fotovoltaico, que, ignorando efectos de segundo orden (influencia de la irradiancia), conduce a la siguiente expresión:

$$T_C (^{\circ}C) = \frac{1}{N_{S,ST} \cdot \beta_T} \cdot (V_{OC,ST} - V_{OC,ST}^*) + 25^{\circ}C \quad (2)$$

donde  $\beta_T = 2,3 \text{ mV}/^{\circ}C$  y  $N_{S,ST}$  es el número de células conectadas en serie en el módulo sensor de temperatura de célula.

Esta expresión implica una ligera sobreestimación que disminuye rápidamente a medida que aumenta la irradiancia. Sin embargo, al igual que en el caso de la medida de irradiancia, el uso de esta expresión para la extrapolación de medidas de tensión permite que los errores se cancelen. La figura 3 muestra el montaje requerido para el uso de este procedimiento. Nótese que sólo se precisa la calibración del módulo sensor de temperatura de célula en su parámetro  $V_{OC}^*$ .



**Figura 3:** Montaje experimental para la medida de la temperatura de las células.

### 6.2.5 Caracterización de los Parámetros Eléctricos Principales

Los procedimientos descritos a continuación conducen al cálculo de la potencia máxima entregada por el módulo fotovoltaico referida a las Condiciones Estándar de Medida (CEM), a través de la caracterización individual de sus parámetros eléctricos principales:

$$P_M^* = I_{SC}^* \cdot V_{OC}^* \cdot FF^* \quad (3)$$

#### Procedimiento 3: Caracterización de la Corriente de Cortocircuito

Se procede a la medida, durante un día completo, de los valores  $I_{SC}$  del módulo sometido a ensayo, junto con los valores de irradiancia según se describe en el Procedimiento 1. Cada valor de  $I_{SC}$  debe ser extrapolado a las CEM utilizando la siguiente expresión:

$$I_{SC}^* \Big|_i = I_{SC} \cdot \frac{1000}{G \text{ (W} \cdot \text{m}^{-2})} \Big|_i = I_{SC} \cdot \frac{I_{SC,SG}^*}{I_{SC,SG}} \Big|_i \quad (4)$$

donde “ $i$ ” denota cada una de las medidas individuales realizadas.

Las medidas deben realizarse en un intervalo mínimo de 4 horas centrado en el mediodía solar, y con una periodicidad de 10 minutos. El parámetro  $I_{SC}^*$  es el valor medio de las extrapolaciones individuales:

$$I_{SC}^* = \frac{\sum_{i=1}^N I_{SC}^* \Big|_i}{N} \quad (5)$$

siendo “ $N$ ” el número de medidas realizadas.

#### Procedimiento 4: Caracterización de la Tensión de Circuito Abierto

Se procede a la medida, durante un día completo, de los valores  $V_{OC}$  del módulo sometido a ensayo, junto con los valores de temperatura de célula según se describe en el Procedimiento 2. Cada valor de  $V_{OC}$  debe ser individualmente extrapolado a las CEM mediante la siguiente expresión:

$$V_{OC}^* \Big|_i = V_{OC} - \frac{N_S}{N_{S,S}} \cdot (V_{OC,S} - V_{OC,S}^*) \Big|_i \quad (6)$$

donde “ $i$ ” denota cada una de las medidas individuales realizadas.

Las medidas deben realizarse en un intervalo mínimo de 4 horas centrado en el mediodía solar, y con una periodicidad de 10 minutos. El parámetro  $V_{OC}^*$  es el valor medio de las extrapolaciones individuales:

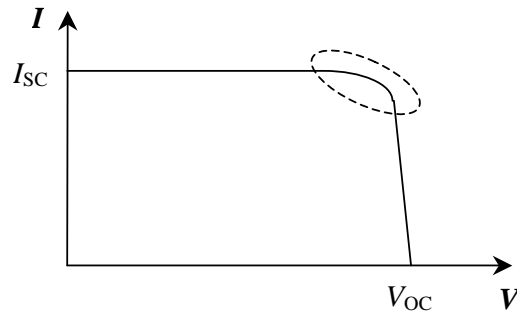
$$V_{OC}^* = \frac{\sum_{i=1}^N V_{OC}^* \Big|_i}{N} \quad (7)$$

siendo “ $N$ ” el número de medidas realizadas.

#### Procedimiento 5: Caracterización del Factor de Forma

Este procedimiento permite calcular el Factor de forma del módulo ensayado a partir de una medida realizada en un entorno próximo ( $\pm 5\%$ ) al punto de máxima

potencia. Dicha medida se obtiene mediante un método iterativo basado en el modelo de 1 exponencial que permite describir la curva I-V en la región de interés (véase figura 4).



**Figura 4:** Representación gráfica de la región a explorar para la caracterización del Factor de forma.

### 6.2.5.1 Ecuaciones para el cálculo del Factor de Forma

Se proponen las siguientes expresiones para la determinación práctica del Factor de forma de un módulo fotovoltaico:

$$FF = FF_0 \cdot (1 - r_s) \quad (8)$$

donde  $FF_0$  es el factor de forma ideal (sin efectos resistivos):

$$FF_0 = \frac{v_{oc} - \ln(v_{oc} + 0,72)}{v_{oc} + 1} \quad (9)$$

$v_{oc}$  es la tensión de circuito abierto normalizada de las células solares (promedio):

$$v_{oc} = \frac{V_{OC}}{N_S \cdot V_t(T_C)} \quad (10)$$

$V_t(T_C)$  es el potencial termodinámico a la temperatura  $T_C$ .

$r_s$  es la resistencia serie normalizada de las células solares (promedio):

$$r_s = R_s \cdot \frac{I_{SC}}{V_{OC}} \quad (11)$$

La resistencia serie del módulo fotovoltaico, considerada independiente de las condiciones de operación, puede calcularse mediante la expresión siguiente que, como puede observarse, requiere del conocimiento de 3 puntos de su curva I-V (cortocircuito, circuito abierto y un tercer punto  $(V, I)$ , lo más próximo posible al de máxima potencia):

$$R_s = R_s^* = \frac{\left[ N_S \cdot V_t(25^\circ\text{C}) \cdot \ln\left(1 - \frac{I^*}{I_{SC}^*}\right) + V_{OC}^* - V^* \right]}{I^*} \quad (12)$$

siendo  $V_t(25^\circ\text{C}) = 25,68 \text{ mV}$ .

Por otra parte, los parámetros  $v_{oc}$  y  $r_s$  permiten calcular la tensión en el punto de máxima potencia  $V_M$ :

$$V_M = V_{OC} \cdot \left[ 1 - \frac{b}{v_{oc}} \cdot \ln a - r_s \cdot (1 - a^{-b}) \right] \quad (13)$$

siendo  $a$  y  $b$  dos parámetros intermedios:

$$a = v_{oc} + 1 - 2v_{oc}r_s \quad (14); \quad b = \frac{a}{1+a} \quad (15)$$

Todas estas ecuaciones podrán ser utilizadas en cualquier condición de operación, siempre que se cumpla que  $v_{oc} > 15$  y  $r_s < 0,4$ , lo que sucede, para las condiciones habituales de operación, en la mayoría de las células solares de Silicio cristalino.

### 6.2.5.2 Descripción del Método

En todo momento, la medida de las condiciones de operación (irradiancia y temperatura de la célula) se realizará siguiendo los Procedimientos 1 y 2, respectivamente. Asimismo, se adoptarán los siguientes criterios para la extrapolación de los puntos medidos ( $V, I$ ) a las CEM:

— Las medidas de corriente se extrapolan como corriente de cortocircuito:

$$I^* = I \cdot \frac{I_{SC,SG}^*}{I_{SC,SG}} \quad (16)$$

— Las medidas de la tensión se extrapolan como tensión de circuito abierto:

$$V^* = V - \frac{N_S}{N_{S,ST}} \cdot (V_{OC,ST} - V_{OC,ST}^*) \quad (17)$$

El punto ( $V, I$ ) que, extrapolado a las CEM, permite junto con los valores de  $I_{SC}^*$  y  $V_{OC}^*$  obtenidos previamente (Procedimientos 3 y 4) calcular el Factor de forma se hallará mediante un método iterativo. Los pasos a seguir son los siguientes:

**Paso 1** Se medirá el parámetro  $V_{OC}$  del módulo sometido a ensayo, y se calculará el valor de la tensión de trabajo a medir en la primera iteración,  $V_{est,0} = 0,8 \times V_{OC}$ .  
Resultado:  $V_{est,0}$

**Paso 2** Utilizando el montaje indicado en la Figura 5 se medirá, haciendo los ajustes necesarios con el potenciómetro, un punto de trabajo del módulo fotovoltaico lo más próximo posible al calculado en el paso anterior. Simultáneamente, se medirán las condiciones de operación ( $G$  y  $T_C$ ).  
Resultado: ( $V_{est} \approx V_{est,0}$ ,  $I_{est}$ )

**Paso 3** Se extrapolará el punto medido en el paso anterior a las CEM, utilizando las ecuaciones (16) y (17).  
Resultado: ( $V_{est}^*$ ,  $I_{est}^*$ )

**Paso 4** Se realizará una primera estimación del parámetro  $RS^*$ , mediante la ecuación (12), los resultados del paso anterior y los valores de  $I_{SC}^*$  y  $V_{OC}^*$  previamente calculados (Procedimientos 3 y 4).

Resultado:  $R_{S,est}^*$

**Paso 5** Se realizará una estimación del parámetro  $V_M^*$  ( $V_{M,est}^*$ ) utilizando el resultado del paso anterior, así como los valores de  $I_{SC}^*$  y  $V_{OC}^*$  previamente calculados. Para ello se emplearán las ecuaciones (10), (11), (13)–(15). Este resultado se tomará como referencia para la segunda iteración.

Resultado:  $V_{sel,0}^* = V_{M,est}^*$

**Paso 6** Se medirá la temperatura de célula  $T_C$ . A continuación se realizará la extrapolación inversa de  $V_{sel,0}^*$ , desde las CEM hasta las condiciones de operación dadas por la  $T_C$  medida, utilizando para ello la expresión (17) del modo adecuado.

Resultado:  $V_{sel,0}$

**Paso 7** Seguidamente se medirá, haciendo los ajustes necesarios con el potenciómetro, un punto de trabajo del módulo fotovoltaico lo más próximo posible al calculado en el paso anterior, simultáneamente con las condiciones de operación ( $G$  y  $T_C$ ).

Resultado: ( $V_{sel} \approx V_{sel,0}$ ,  $I_{sel}$ )

**Paso 8** Se extrapolará el punto medido en el paso anterior a las CEM, utilizando las ecuaciones (16) y (17).

Resultado: ( $V_{sel}^*$ ,  $I_{sel}^*$ )

**Paso 9** Se realizará el cálculo final del parámetro  $R_S^*$ , mediante la ecuación (12), los resultados del paso anterior y los valores de  $I_{SC}^*$  y  $V_{OC}^*$  previamente calculados.

Resultado:  $R_S^* = R_{S,sel}^*$

**Paso 10** Finalmente, se calculará el parámetro  $FF^*$ , haciendo uso de las ecuaciones (8)–(11) y los valores de  $I_{SC}^*$ ,  $V_{OC}^*$  y  $R_S^*$  previamente calculados.

Resultado:  $FF^*$

### 6.2.5.3 Instrumentación

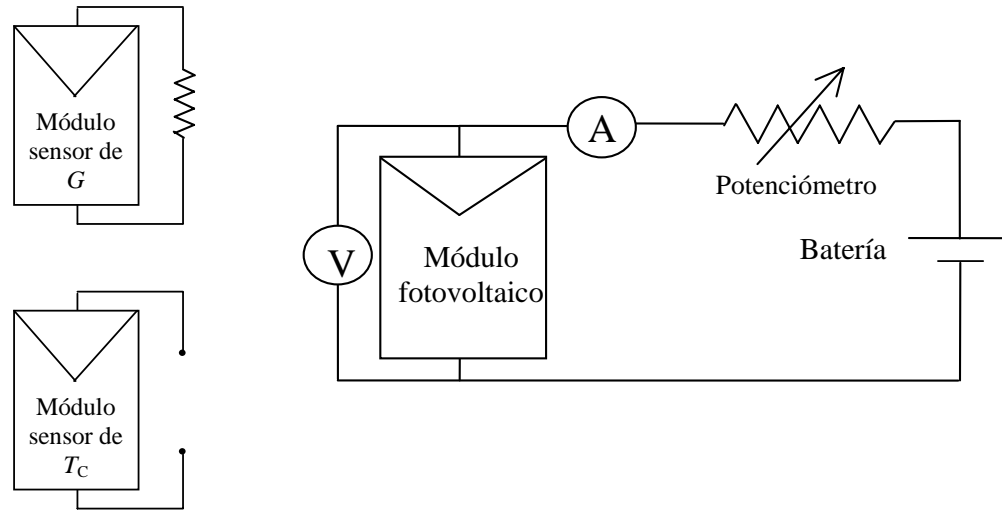
La figura 5 muestra un esquema de la instrumentación y el montaje a emplear.

La instrumentación consta de los siguientes elementos:

- Voltímetro, para realizar las medidas de tensión del módulo fotovoltaico.
- Amperímetro para la medida de la corriente del módulo o, alternativamente una combinación de resistencia calibrada (“shunt”) + voltímetro.
- Batería, para fijar las tensiones de trabajo en el módulo fotovoltaico. En caso de un módulo convencional (entre 32 y 36 células en serie), se utilizará una batería de 12 V. Para otros tipos de módulos (por ejemplo equipos basados en conexiones de 12 células en serie), podrán usarse combinaciones de celdas de batería de 2 V (la batería podría incluso omitirse, sustituyéndola por un potenciómetro de la potencia adecuada para disipar la potencia generada por el módulo).
- Potenciómetro (resistor variable), destinado a proporcionar un ajuste más preciso de las tensiones de operación del módulo fotovoltaico. Conviene notar que este

ajuste, dadas las limitaciones inherentes al potenciómetro, no siempre será de todo lo preciso que cabría esperarse. Este componente deberá ser capaz de disipar la máxima potencia del módulo fotovoltaico sometido a ensayo.

- Módulo sensor de irradiancia: módulo calibrado según el parámetro  $I_{SC}^*$ .
- Módulo sensor de la temperatura de la célula: módulo calibrado según el parámetro  $V_{OC}^*$ .



**Figura 5:** Instrumentación y montaje experimental para la caracterización del Factor de forma.

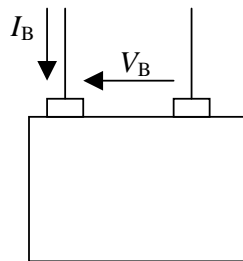
### Procedimiento 6: Caracterización de la Potencia Máxima

Los resultados de los procedimientos 3, 4 y 5 servirán para calcular la potencia máxima entregada por el módulo en las condiciones estándar de medida, utilizando la expresión (3). La incertidumbre estimada de este resultado es  $\pm 5\%$ .

## 6.3 EVALUACIÓN DE LA BATERÍA SOLAR

### 6.3.1 Recepción

En la figura 6 se muestran los parámetros a medir y los símbolos que se utilizan en el presente reglamento.



**Figura 6:** Esquema de la batería

### Procedimiento 0: Inspección Visual

El objetivo de este procedimiento es definir las principales características técnicas de la batería.



Tipo:

- Tubular
- SLI (Start – Light – Ignition)
  - Clásica
  - Modificada
  - De bajo mantenimiento

Estado de recepción:

- Cargada en seco
- Rellena de electrolito

En el primer caso, la batería habría de rellenarse con electrolito de densidad no superior a 1,25 g/cm<sup>3</sup> (apartado SB1).

Los siguientes requisitos se verifican bien directamente o a través de la información técnica suministrada:

- El grosor de cada placa debe ser superior a 2 mm (apartado CB1).
- La cantidad de electrolito supera los 1,15 litros por 100 A.h de 20 horas de capacidad nominal y por célula (apartado CB2).
- La batería se suministra debidamente etiquetada (apartado CS2).

### 6.3.2 Nivel de Carga Inicial

Esta prueba tiene como objetivo la comprobación de las condiciones iniciales de la batería mediante la medida de su nivel de carga (energía acumulada) una vez recibida y antes de la recarga. El ensayo se inicia tras el relleno de la batería (en su caso) con el electrolito adecuado, dejando un tiempo en reposo superior a 1 hora.

#### Procedimiento 1: Nivel de Carga Inicial

Se descarga la batería hasta que la tensión entre terminales alcanza los 10,8 V, con un régimen de descarga de  $I_{20}$  (corriente tal que la descarga completa dura 20 horas), aproximadamente. La descarga se efectúa a través de una carga (consumo) con la adecuada resistencia óhmica (por ejemplo una lámpara) para obtener la corriente deseada. Durante el proceso se registran valores de tensión en terminales de batería y de corriente en la resistencia calibrada. A partir de los valores de corriente se calcula la cantidad de energía suministrada a la carga en A.h (apartado CB5). El criterio de aprobación establece un valor mínimo del 95 % de la capacidad nominal. Las baterías que presenten un nivel de carga inicial bajo, necesitan una recarga completa previa a su instalación, hecho que debe aparecer claramente indicado en la información técnica suministrada por el fabricante.

#### 6.3.2.1 Instrumentación

Fuente de alimentación, lámpara, resistencia calibrada y multímetro.

### 6.3.3 Capacidad Estabilizada y Ciclado, Umbrales de Regulación de la Tensión

Esta prueba tiene como finalidad la obtención de la capacidad de almacenamiento real de la batería, tras un cierto número de ciclos de carga y descarga, para compararlos con los datos suministrados por el fabricante. Al mismo tiempo, en esta prueba se determina la evolución de la tensión de batería con su estado de carga, a una determinada corriente, básico para fijar los umbrales de regulación del regulador de carga asociado a la batería.

## Procedimiento 2: Capacidad Estabilizada

Tras la primera descarga, la batería se recarga completamente, con una fuente de alimentación como generador, a 14,4 V durante un periodo superior a 24 horas, hasta que la corriente de entrada permanece constante durante al menos 1 hora. Se asegura así la total formación de los electrodos.

A continuación se alterna ciclos de descarga y carga, con un régimen de corriente de  $I_{20}$ , aproximadamente, registrando valores de tensión de batería  $V_B$  y de corriente  $I_B$ . Los intervalos de tiempo de medida serán de 60 segundos si se utiliza un sistema de adquisición de datos, y de 10 a 15 minutos si la medida se realiza de forma manual. Mediante este procedimiento se obtiene la capacidad real de la batería y la evolución de la tensión con el estado de carga (apartados CB3, CB5 y RB2).

Las correcciones de la capacidad para los distintos regímenes de descarga cumplen la siguiente fórmula<sup>8</sup>:

$$C_n = C_{10} \cdot \frac{1,67}{1 + 0,67 \cdot \left(\frac{I_n}{I_{10}}\right)^{0,9}} \cdot (1 + 0,005\Delta T)$$

de donde  $C_{100}/C_{20} \approx 1,235$ .

Dividiendo  $C_{20}$  entre  $I_{GSC}$  se obtiene el valor del parámetro  $CR$ , que relaciona el tamaño de la batería con la corriente del generador fotovoltaico. Los requisitos para  $CR$  dependen del tipo de batería, de manera que se asegure una corriente de carga adecuada.

## Procedimiento 3: Umbrales de Regulación de Tensión

Con las curvas de carga y descarga obtenidas en el procedimiento 2, se determinan los puntos de referencia para regulación y las alarmas, de los que debería constar el regulador de batería asociado (apartados RR5, CR2, CB4, RR1 y RR3).

### 6.3.3.1 Instrumentación

Fuente de alimentación, lámpara, resistencia calibrada y multímetro.

### 6.3.4 Gaseo

El objetivo de esta prueba es determinar la corriente de gaseo de la batería en función de la tensión y la temperatura. Proporciona información sobre su comportamiento en el rango de tensiones elevadas, así como sobre las pérdidas de agua, no cuantificadas en este documento. Ambos aspectos poseen una gran influencia en las tareas de mantenimiento de la batería y en su ciclo de vida.

## Procedimiento 4: Corriente de Gaseo de la Batería

Se recarga la batería a 14,4 V durante un periodo superior a 24 horas para asegurar la carga completa. A continuación se fijan valores de tensión de flotación en la batería entre 13,2 V y 15,5 V, midiendo la corriente de entrada  $I_B$  para cada valor de tensión después de al menos 10 minutos de espera. Al mismo tiempo se registra el valor de temperatura ambiente. Los criterios de aprobación establecen una corriente de gaseo,

---

<sup>8</sup> J.B. Copetti, E. Lorenzo y F.Chenlo. ‘General Battery Model for PV System Simulation’. *Progress in Photovoltaics*, Vol. 1, pp. 283-292, 1993.

normalizada para una capacidad de batería de 100 A.h, inferior a 50 mA, a 2,23 V/célula y 20 °C.

El fenómeno de gaseo cumple la fórmula de Tafel:

$$I_{ga}(mA/100A.h) = I_{go}.exp[C_U.(V_{celda} - 2,23) + C_T.(T - 20)]$$

donde los parámetros  $I_{go}$ ,  $C_U$  y  $C_T$  se obtienen a partir del ajuste de los resultados experimentales.

#### 6.3.4.1 Instrumentación

Fuente de alimentación y multímetro.

### 6.4 EVALUACIÓN DE LOS REGULADORES DE CARGA

#### 6.4.1 Recepción

La figura 7 muestra un esquema eléctrico del regulador de carga, así como los símbolos utilizados en el presente reglamento.

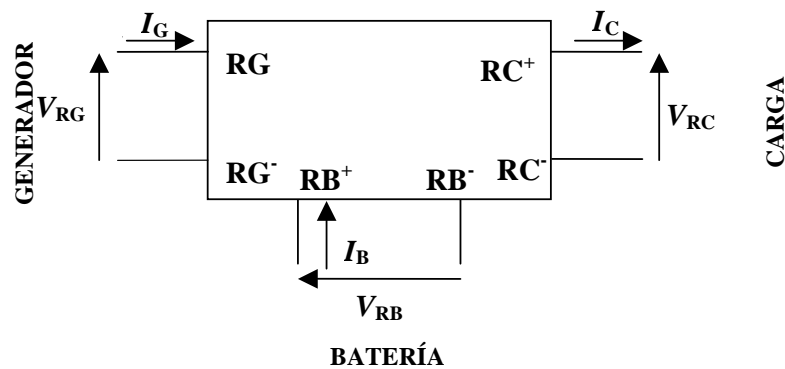


Figura 7: Esquema eléctrico del regulador de carga.

#### Procedimiento 0: Inspección Visual

Este procedimiento permite determinar las principales características del regulador de batería suministrado:

- Tipo: Paralelo, Serie
- Control: encendido-apagado (“On-Off”), PWM, dos estados.
- Dispositivo de conexión: Relé electromecánico, dispositivo de estado sólido

Se comprueba el cumplimiento de los siguientes requisitos:

- Todos los terminales del regulador de carga tienen capacidad para conectarse con cables de, al menos, 4 mm<sup>2</sup> de sección (apartado CR9).
- Se incluyen sistemas de alarma (apartados RR2, RR12, CR20 y CR21).
- Se incluye de un sensor de tensión de batería independiente (apartado SR1).
- Existe un dispositivo manual de desconexión o reconexión (apartado SR3).
- El regulador de carga está correctamente etiquetados (apartado CS2).
- Los fusibles de protección son de tipo estándar (fusibles de automóvil, por ejemplo).

#### 6.4.2 Autoconsumo

Mediante esta prueba se determinan las pérdidas de corriente debidas al autoconsumo del propio regulador de carga. Su influencia sobre el consumo total de energía del sistema se debe a su funcionamiento continuo durante las 24 horas del día. El criterio de aprobación establece un autoconsumo de energía del regulador de carga diario (24 horas) inferior al 3 % del consumo diario de energía estimada para el sistema (apartado CR19). Sin embargo, son recomendables los valores inferiores al 1 % (apartado RR11).

##### **Procedimiento 1: Generador Fotovoltaico y Cargas en Posición Apagado (“OFF”)**

Se conecta una fuente de alimentación, que actúa como batería, a los terminales de batería del regulador de carga con un amperímetro conectado en serie. Se fijan valores de tensión entre 5 V y 16 V en intervalos de 1 V, registrando  $V_{RB}$  e  $I_B$  para cada uno de ellos.

##### **Procedimiento 2: Generador Fotovoltaico y Cargas en Posición Encendido (“ON”)**

Se conecta la batería al regulador de carga, después la fuente de alimentación como si fuese un generador fotovoltaico de 50 W ( $I_G \approx 3A$ ) y a continuación una lámpara de 50 W a la línea de consumo, incluyendo una resistencia calibrada en cada línea. La medida de  $V_{RB}$ ,  $I_G$ ,  $I_B$  y  $I_C$ , da como resultado la corriente de autoconsumo como  $I_G - I_B - I_C$  cuando  $I_G > I_C$  ó  $I_G + I_B - I_C$  cuando  $I_G < I_C$ .

##### **Procedimiento 3: Generador Fotovoltaico en Posición Apagado (“OFF”), Cargas en Posición Encendido (“ON”)**

Se conecta la batería al regulador de batería, para después conectar una lámpara de 50 W a la línea de carga, incluyendo una resistencia calibrada en cada línea. Se obtiene la corriente de autoconsumo como  $I_B - I_C$  al medir  $V_{RB}$ ,  $I_B$  y  $I_C$ .

#### 6.4.2.1 Instrumentación

Fuente de alimentación, tres resistencias calibradas, multímetro, batería y lámpara de 50 W.

#### 6.4.3 Caídas Internas de Tensión

El objetivo de esta prueba es determinar las caídas de tensión que se producen dentro del regulador de batería bajo diferentes condiciones de operación. Su importancia no reside únicamente en la pérdida de energía como tal, sino también en su influencia sobre el punto de trabajo del generador fotovoltaico y sobre la tensión de alimentación de los equipos de consumo.

##### **Procedimiento 4: Línea Generador-Batería**

Se conecta una batería parcialmente descargada ( $SOC < 80 \%$ ) y una fuente de alimentación, que actúa como generador fotovoltaico, al regulador de carga, con la línea de consumo desconectada e incluyendo una resistencia calibrada en cada línea. Se suministra una corriente de generador  $I_G$  entre 0 e  $I_{max}$  amperes, en al menos 5 intervalos, midiendo para cada corriente los siguientes parámetros:  $V_{RG}$ ,  $V_{RB}$ ,  $V_{RG}^{+RB^{+}}$ ,  $V_{RG}^{-RB^{-}}$ ,  $I_G$ ,  $I_B$ . Los criterios de aprobación establecen como límite máximo

caídas internas de tensión de 0,480 V entre terminales de generador y batería del regulador, en un sistema de 12 V (apartado CR10), sometido a la máxima corriente.

#### **Procedimiento 5: Línea de Carga de Batería**

Se conecta al regulador una batería cargada ( $SOC > 80 \%$ ) y un número de lámparas tal que se pueden extraer varias corrientes entre 0 e  $I_{max}$  amperes, con el generador fotovoltaico en posición apagado (“OFF”). Se incluye una resistencia calibrada en la línea de batería y en la de consumo. Conectando cada vez una potencia de consumo mayor se varía la corriente de consumo  $I_C$  de 0 a  $I_{max}$  amperes, con al menos 5 intervalos, registrando en cada punto los siguientes parámetros:  $V_{RB}$ ,  $V_{RC}$ ,  $V_{RB}^+ RC^+$ ,  $V_{RB}^- RC^-$ ,  $I_B$ ,  $I_C$ . Los criterios de aprobación establecen como límite máximo caídas internas de tensión de 0,480 V entre terminales de batería y consumo del regulador, en un sistema de 12 V (apartado CR11), sometido a la máxima corriente.

#### **6.4.3.1 Instrumentación**

Fuente de alimentación, batería descargada ( $SOC < 80 \%$ ), batería cargada ( $SOC > 80 \%$ ), dos resistencias calibradas, multímetro y lámparas.

#### **6.4.4 Umbrales de Regulación de Tensión**

El objetivo de esta prueba es determinar los umbrales de regulación del regulador de carga sometido a distintas temperaturas. La función principal de los reguladores de carga es la protección contra la sobrecarga y la sobredescarga de la batería, por lo que un ajuste apropiado de acuerdo con el tipo de batería, contribuye a prolongar su tiempo de vida.

#### **Procedimiento 6: Protección Contra Sobrecarga**

Se conecta una batería cargada al regulador, con una resistencia variable intermedia en serie. Se conecta también al regulador una fuente de alimentación, que actúa como generador fotovoltaico. Para una corriente de generador no superior a 1 A se varía el valor de la resistencia, modificando de esta forma el valor de la tensión en terminales (de batería) del regulador. Se detecta el umbral de regulación (fin de carga) de la línea de generador, registrando el valor de tensión  $V_{RB}$ . En reguladores tipo encendido-apagado (“On-Off”), una vez interrumpida la carga de la batería ( $I_B = 0$ ), la tensión desciende hasta que se detecta de nuevo la reconexión del generador. Se registra el valor de tensión  $V_{RB}$  en ese momento. El criterio de aceptación depende, en esta prueba, del conjunto batería-regulador de batería seleccionado para el SFD (apartados CR4, CR5, RR5 y SR4).

Esta evaluación debe realizarse bajo diferentes temperaturas (apartado CR6) que oscilan entre los  $-5 \text{ }^\circ\text{C}$  y los  $45 \text{ }^\circ\text{C}$ . Para valores inferiores a la temperatura ambiente se usan las cámaras de un frigorífico doméstico (refrigerador y congelador). Para valores superiores, se emplea un horno adecuado. Este método no es tan común como el uso del refrigerador, pudiendo emplearse otros procedimientos para alcanzar altas temperaturas.

#### **Procedimiento 7: Protección Contra Sobredescarga**

Se conecta una fuente de alimentación en los terminales de batería del regulador, con una resistencia variable intermedia, en serie, fijando una tensión de 12 V. Además, se conecta una lámpara de baja potencia en los terminales correspondientes del regulador. Al variar el valor de la resistencia disminuye la tensión en el regulador,

$V_{RB}$ , hasta que se produce el apagado de la lámpara. Se registra la tensión  $V_{RB}$  justo antes del apagado, siendo este el umbral de desconexión del consumo. Después de esta desconexión del consumo la tensión se vuelve a incrementar ( $I_B=0$ ) hasta alcanzar el umbral de reconexión, instante en el que se enciende de nuevo la lámpara, debiendo registrar el valor de  $V_{RB}$  en el momento previo al encendido. Los criterios de aprobación de esta prueba dependen del equipo batería-regulador de batería seleccionado para el SFD (apartados CB4, CR2 y RR1).

Esta evaluación debe realizarse bajo diferentes temperaturas (apartado CR3) que oscilan entre los  $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$  y los  $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Para valores inferiores a la temperatura ambiente se usan las cámaras de un frigorífico doméstico (refrigerador y congelador). Para valores superiores, se emplea un horno adecuado. Este método no es tan común como el uso del refrigerador, pudiendo emplearse otros procedimientos para alcanzar altas temperaturas.

#### **6.4.4.1 Instrumentación**

Fuente de alimentación, resistencia variable, multímetro, batería completamente cargada, lámpara de baja potencia, frigorífico y horno domésticos.

La identificación de cualquier tipo de señal de alarma, bien sea acústica o luminosa, queda también recogida en esta evaluación (apartados CR20, CR21, RR3 y RR12).

#### **6.4.5 Protecciones**

Mediante esta evaluación se determina si el regulador de batería incluye mecanismos de protección que eviten daños a las personas o al propio regulador de batería en situaciones especiales que, por otra parte, son comunes durante su operación en los SFD. En todos los ensayos debe incluirse un fusible en la línea de batería ( $I > 20\text{ A}$ ).

##### **Procedimiento 8: Condición "Sin Batería"**

Después de conectar la batería, la fuente de alimentación y las lámparas al regulador, se desconecta la batería con el generador y la carga encendidos para medir la tensión en los terminales de consumo del regulador,  $V_{RC}$ . Tras conectarla nuevamente, se comprueba la correcta operación del regulador (apartado CR14). Verificar que las lámparas no han sufrido daños (apartado CR15) y registrar el valor medido y cualquier anomalía que se aprecie.

##### **Procedimiento 9: Polaridad Inversa en la Línea del Generador**

Con la batería y generador conectados al regulador, invertir la polaridad del generador durante 1 minuto para detectar la aparición de anomalías. Volver a conectar la línea del generador con la polaridad correcta y verificar la correcta operación del regulador (apartado RR8).

##### **Procedimiento 10: Polaridad Inversa en la Línea de la Batería**

Conectar la batería al regulador con la polaridad invertida durante 1 minuto, para detectar la aparición de anomalías. Volver a conectar la línea de la batería con la polaridad correcta y verificar la correcta operación del regulador de carga (apartado RR8).

### **Procedimiento 11: Sobrecorriente**

Aumentar 1,25 veces el valor de la corriente máxima específica en las líneas de carga o en el generador. Verifique las funciones de protección y la correcta operación del regulador de batería al aplicar la corriente normal (apartado CS1).

El dispositivo podría no incluir este sistema de protección, en cuyo caso, aparecerán recomendaciones sobre métodos de protección externa para el generador y líneas de carga en la información.

### **Procedimiento 12: Cortocircuito**

El regulador de carga se cortocircuita en el generador o en la línea de consumo. Comprobar su correcta operación tras reestablecer las condiciones normales (apartado CS1).

El dispositivo podría no incluir este sistema de protección, en cuyo caso, aparecerán recomendaciones sobre métodos de protección externa para el generador y líneas de carga en la información.

### **Procedimiento 13: Sobretensión**

Comprobar la existencia de un dispositivo de protección contra sobretensión en las líneas de generador (apartado RR9) y de carga (apartado RR10) del regulador.

### **Procedimiento 14: Pérdidas de Corriente Inversa**

Conectar la fuente de alimentación a los terminales de batería del regulador y fijar 12 V. Conectar entonces una resistencia de más de 10  $\Omega$  entre los terminales positivo y negativo del generador del regulador de batería. Comprobar si circula corriente (apartado CR13).

### **Procedimiento 15: Grado de Protección (IP)**

Inspección visual de la caja del regulador de batería (apartados CR17 y RR7).

#### **6.4.5.1 Instrumentación**

Fuente de alimentación, multímetro, batería, lámparas y resistencia  $R > 10 \Omega$ .

#### **6.4.6 Resistencia Frente a Corriente Máxima**

El objetivo de esta prueba es la verificación de la resistencia del regulador de batería bajo condiciones de alta corriente en el generador y en las líneas de carga. Los límites máximos vendrán fijados bien por las especificaciones del fabricante, bien por las características del SFD.

### **Procedimiento 16: Máxima Corriente (Caso 1)**

Después de conectar batería, fuente de alimentación (como generador) y lámparas al regulador, se aumenta la corriente hasta 1,25 veces el valor de la corriente máxima especificada del regulador, en las líneas de consumo y de generador, durante 30 minutos y a 45 °C. Se verifica a continuación la correcta operación del regulador.

La corriente se aumenta progresivamente hasta alcanzar el valor especificado para determinar la corriente real que el dispositivo puede resistir sin sufrir daños.

### Procedimiento 17: Máxima Corriente (Caso 2)

Después de conectar batería, fuente de alimentación (como generador) y lámparas al regulador, se aumenta la corriente hasta 1,25 veces el valor de la corriente máxima del generador ( $I_{sc}$ ), en la línea del generador, o 1,25 veces la máxima corriente de consumo del SFD a la línea de consumo, durante 30 minutos y a 45 °C. Se verifica a continuación la correcta operación del regulador (apartado CR16).

La corriente se aumenta progresivamente hasta alcanzar su valor máximo para determinar la corriente real que el dispositivo puede resistir sin sufrir daños.

#### 6.4.6.1 Instrumentación

Fuente de alimentación, batería, lámparas, multímetro y horno doméstico.

## 6.5 EVALUACIÓN DE LAS LUMINARIAS

### 6.5.1 Recepción

Se recibirán cinco luminarias idénticas, de las cuales una se destinará a las pruebas de protección, otra para las pruebas de luminosidad y las otras tres para el proceso de envejecimiento. Presentamos en la figura 8 el esquema eléctrico de la luminaria.

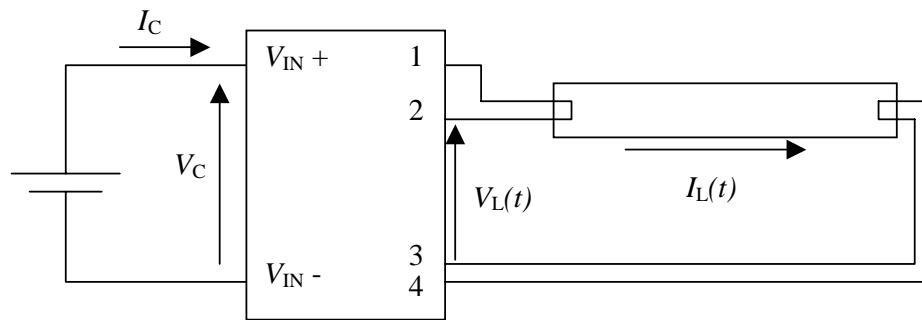


Figura 8: Esquema eléctrico de la luminaria.

### Procedimiento 0: Inspección Visual

Mediante esta evaluación se comprueba si la luminaria suministrada por el fabricante cumple con los siguientes requisitos en el momento de su recepción:

- Ninguna de las partes activas del balasto está en contacto con los accesorios de alumbrado (apartado CL8).
- Lentes de la lámpara, rejillas de cobertura, etc. (si existen) a prueba de insectos (apartado CL9).
- Lentes de la lámpara, rejillas de cobertura, etc. (si existen) serán fácilmente extraíbles para cambiar los tubos o para su limpieza (apartado CL11).
- El tubo fluorescente será de tipo estándar (apartado CL10).
- Se valorará positivamente la inclusión de un reflector en la lámpara (apartado SL1).
- Las luminarias se suministrarán debidamente etiquetadas (apartado CS2).



## 6.5.2 Protecciones

Este examen tiene como finalidad determinar si la luminaria está dotada de los mecanismos de protección capaces de evitar daños a las personas o a la misma luminaria en situaciones comunes durante su operación en un SFD.

### **Procedimiento 1: Operación sin Tubo (Caso 1)**

Polarícese el balasto a 12 V sin tubo durante 2 minutos mientras se registran la corriente suministrada  $I_C$  y las anomalías producidas por el balasto (alta temperatura, zumbido, etc). Después se cambia el tubo para comprobar si la luminaria funciona correctamente (apartado CL3). Se valorará positivamente un consumo del balasto inferior al 10 % de su potencia nominal (apartado RL1).

### **Procedimiento 2: Operación sin Tubo (Caso 2)**

Se polariza el balasto a 12 V con tubo. Mientras el balasto está en funcionamiento, se retira el tubo durante 2 minutos para registrar de este modo la corriente suministrada  $I_C$  y las anomalías producidas por el balasto (alta temperatura, zumbido, etc.). Tras este periodo, se vuelve a colocar el tubo para comprobar si la luminaria funciona correctamente (apartado CL3).

### **Procedimiento 3: Operación con un Tubo Deteriorado**

Se polariza el balasto a 12 V con un tubo deteriorado (o provocando un arco eléctrico mediante el cortocircuito de los contactos de la lámpara) durante 2 minutos, para registrar de este modo la corriente suministrada  $I_C$  y las anomalías producidas por el balasto (alta temperatura, zumbido, etc.). Tras este periodo, se coloca un tubo nuevo para comprobar que la luminaria funciona correctamente (apartado CL3).

### **Procedimiento 4: Inversión de la Polaridad**

Se invierte la polaridad de la luminaria a 12 V durante 2 minutos, para registrar en este intervalo la corriente suministrada  $I_C$  y las anomalías producidas por el balasto. Después, se polariza correctamente y se verifica el buen funcionamiento de la luminaria (apartado CL3).

### **Procedimiento 5: Salida de Cortocircuito**

Se polariza el balasto a 12 V sin tubo, y con su salida cortocircuitada durante 2 minutos, mientras se registran la corriente suministrada  $I_C$  y las anomalías producidas por el balasto. Después se vuelve a colocar el tubo y se verifica el buen funcionamiento de la luminaria (apartado CL3).

### **Procedimiento 6: Interferencias en la Frecuencia de Radio**

Se polariza la luminaria a 12 V para comprobar si se registran interferencias en un aparato de radio portátil que se irá colocando a diferentes distancias (1, 2 y 3 m) (apartado CL4). A continuación se conecta un aparato de radio a la misma fuente de alimentación que la luminaria. De este modo se comprueban las interferencias radiadas y las transmitidas a través del cable.

#### 6.5.2.1 Instrumentación

Fuente de alimentación, Multímetro, Radio.

### 6.5.3 Durabilidad

El objetivo de esta prueba es la comprobación del tiempo de vida de las luminarias cuando se conectan y desconectan imitando la operación real del SFD, y consecuentemente, la comprobación de la frecuencia de mantenimiento debida al cambio de tubos, o a la rotura total del balasto.

#### Procedimiento 7: Resistencia al Ciclado

Se someten tres unidades de la luminaria a pruebas de ciclado consistentes en 60 minutos de conexión y 150 segundos de desconexión, con una tensión  $V_C$  de 12 V y a temperatura ambiente (aproximadamente 20 °C). Se registran las incidencias (ennegrecimiento de los electrodos, parpadeos, rotura de la luminaria), y se toman fotografías con el tubo conectado, cada 500 ciclos aproximadamente, para observar así la evolución de la luminaria. La resistencia al ciclado será considerada alta cuando las tres luminarias alcancen los 5 000 ciclos sin sufrir daños.

#### Procedimiento 8: Potencia de Entrada

Se polariza la luminaria a 12 V y tras una hora de operación se registra la corriente suministrada  $I_C$  para calcular la potencia real de entrada. El resultado del test se considerará “positivo” cuando la potencia de entrada sea al menos el 90 % de la potencia nominal.

#### 6.5.3.1 Instrumentación

Multímetro, Fuente de alimentación, Cámara, Temporizador, Repetidor y Contador (éste último es opcional).

### 6.5.4 Condiciones Extremas

El objetivo de esta prueba es comprobar el comportamiento básico de la luminaria al someterla a condiciones atmosféricas severas. Esta prueba tiene un sentido especial cuando se conoce el lugar (y obviamente sus condiciones climáticas específicas) donde se ubicará.

#### Procedimiento 9: Altas Temperaturas

Se conecta la luminaria durante una hora, a una temperatura ambiente de 50 °C y con una tensión de 12 V. El resultado del test se considerará “positivo” cuando la luminaria opere normalmente y no se destruya.

#### Procedimiento 10: Bajas Temperaturas

Se polariza la luminaria con una tensión que variará entre 10,5 a 15 V, a una temperatura ambiente entre -20 °C y 10 °C . La polarización se realiza en distintas fases en las que se incrementa la tensión en 0,5 V (la lámpara debe apagarse durante 4 minutos en cada fase). Se comprobará que la luminaria se enciende correctamente.

#### 6.5.4.1 Instrumentación

Fuente de alimentación, Multímetro, Frigorífico, Horno.

### 6.5.5 Luminosidad

El objetivo de esta prueba es determinar, por una parte, el rendimiento luminoso de la lámpara y, por otra parte, si el flujo luminoso es suficiente de acuerdo con apartado correspondiente.

#### Procedimiento 14: Comportamiento Luminoso

La luminaria se introduce dentro de una caja negra (tras 1 000 ciclos de encendido y apagado de degradación), a una altura de aproximadamente 1,4 metros, y se polariza con una tensión de 12 V. Después de una hora de operación, se registra la máxima densidad del flujo luminoso en el fondo de la caja mediante un luxómetro. El cálculo del flujo luminoso de la luminaria se obtiene mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Flujo luminoso (lm)} = F_n \cdot \text{densidad}$$

donde el valor de  $F_n$  se indica en la **Tabla II**, donde  $h$  es la altura en cm para diferentes potencias de tubos fluorescentes, y donde *densidad* es el valor máximo de la densidad del flujo luminoso (lux) medido.

$h(\text{cm})$	$F_n$ (8 W)	$F_n$ (13 W)	$F_n$ (15 W)	$F_n$ (18 W)	$F_n$ (20 W)	$F_n$ (10 W)
135	18,1126	18,3921	18,2758	18,5103	18,5103	18,1491
136	18,3803	18,6598	18,5435	18,7780	18,7780	18,4168
137	18,6500	18,9295	18,8132	19,0478	19,0478	18,6864
138	18,9216	19,2012	19,0848	19,3195	19,3195	18,9581
139	19,1952	19,4748	19,3585	19,5931	19,5931	19,2317
140	19,4708	19,7505	19,6341	19,8688	19,8688	19,5073
141	19,7484	20,0281	19,9116	20,1464	20,1464	19,7848
142	20,0279	20,3076	20,1912	20,4260	20,4260	20,0644
143	20,3094	20,5892	20,4727	20,7076	20,7076	20,3459
144	20,5929	20,8727	20,7562	20,9911	20,9911	20,6294
145	20,8784	21,1582	21,0417	21,2767	21,2767	20,9149

**Tabla II.**

Valores de  $F_n$  para diferentes potencias de tubos fluorescentes.

El resultado de esta prueba se considera “positivo” cuando el rendimiento luminoso sea de al menos 35 lm/W. Se valorarán los valores de rendimiento luminoso entre 50 lm/W o incluso 60 lm/W.

#### 6.5.5.1 Instrumentación

Fuente de alimentación, Multímetro, Caja negra y Luxómetro.

### 6.6 EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DEL SISTEMA

La eficiencia del sistema, debe medirse contrastando lo que consumen las cargas, contra la energía solar que recibe el captador del sistema (módulo o panel fotovoltaico). La eficiencia nominal, considerando la radiación estándar (1 000 W.h/m<sup>2</sup>.día), y la eficiencia operacional considerando la energía solar medida durante el ensayo.

Con relación a la eficiencia operacional, se debe considerar la influencia de la batería, y se determinará midiendo la energía solar requerida para cargar la batería durante cuatro horas desde el umbral de desconexión y con las cargas desconectadas; midiendo luego la energía realmente consumida por las cargas hasta el umbral de desconexión y con el módulo desconectado, para ello se puede seguir el procedimiento siguiente:

- a) Desconectar el módulo, y conectar la carga hasta que el regulador corte la corriente.
- b) Desconectar la carga y conectar el módulo por un período de 4 horas, midiendo la energía solar que se recibe durante el período.
- c) Desconectar el módulo y conectar la carga, midiendo el tiempo que transcurre hasta que el regulador corte la corriente.
- d) Determinar la eficiencia operacional como la relación entre la energía consumida por las cargas y la energía solar recibida por el módulo durante las cuatro horas de ensayo.

La eficiencia nominal no requiere incluir el comportamiento de la batería, y se determina en forma similar pero considerando la energía nominal que recibiría el módulo durante las cuatro horas a una radiación solar de  $1\ 000\ \text{W.h/m}^2$ .

**ANEXO**

**FORMULARIOS DE REGISTRO Y  
RESULTADOS DE ENSAYOS**

**ANEXO I**  
**ENSAYOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**  
**Suministrador**

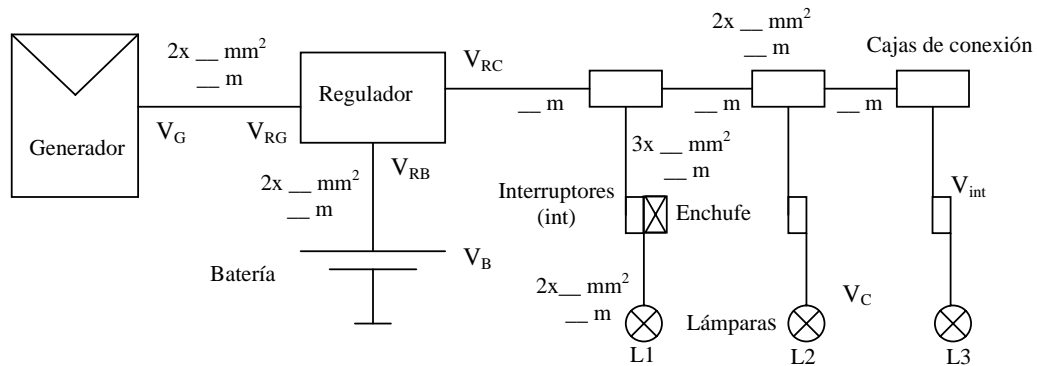
**FECHA (aaaa/mm/dd):**  
**LABORATORIO:**

## FICHA DE RECEPCIÓN

Fabricante/Suministrador:

Lugar de instalación:

Componentes	Nombre	Unidades
Módulo Fotovoltaico		
Controlador de carga		
Batería		
Lámpara		
Balasto		
Cableado		
Cajas de conexión		
Interruptores		
Enchufes		
Otros		



### Modificaciones en los ensayos por las características específicas del Sistema Fotovoltaico:

- Número de sistemas recibidos y elementos incluidos/no incluidos. Documentación técnica aportada.
- Energía estimada de consumo diario L, definida como referencia para los ensayos: 120 W.h/día.
- Datos de irradiación del lugar ( $G_{dm}(0)$  en el peor mes).
- Descripción de las líneas de consumo (distancias, sección del cableado y potencia equipos de consumo).
- Referencia informes elementos individuales del sistema.

**REGLAMENTO TÉCNICO “ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y ENSAYOS DE LOS COMPONENTES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMÉSTICOS HASTA 500 Wp”  
ANEXO I - ENSAYOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**

<b>INSPECCIÓN VISUAL</b>		
<b>Requisito</b>	<b>Cumplimiento</b>	<b>Comentarios</b>
Protección frente a sobrecorriente y cortocircuito Línea de Generador Línea de Consumo		
Etiquetado		
Disponibilidad de los fusibles de protección		
Sección del cableado Línea de Generador Línea de Batería		
Cables para uso exterior		
Identificación colores o etiquetado cables		
Rango operación fusibles 50 % - 80 % $I_{nom}$		
Toma de corriente/enchufe protegido frente a inversión de polaridad		
Interruptores adecuados para CC		

<b>DIMENSIONADO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO</b>		
<b>Generación (W.h/día)</b>	<b>Consumo<sup>(*)</sup> (W.h/día)</b>	<b>Generación/Consumo</b>

(\*) Factor de seguridad  $F_s=1,1$

<b>AUTONOMÍA</b>			
<b>PDmax<sup>*</sup></b>	<b>Tensión (V)</b>	<b>A.h descargados</b>	<b>Número de días</b>
90 %			
50 %			
40 %			
30 %			

\* PDmax: Profundidad máxima de Descarga

<b>CAÍDAS DE TENSIÓN EN CABLES</b>			
<b>Línea de generador</b>	<b><math>I_G</math> (A)</b>	<b><math>V_G - V_{RC}</math> (mV)</b>	<b><math>\%V_{nom} &lt; 3\%</math></b>
<b>Línea de Batería</b>	<b><math>I_B</math> (A)</b>	<b><math>V_B - V_{RB}</math> (mV)</b>	<b><math>\%V_{nom} &lt; 1\%</math></b>
<b>Línea de Consumo</b>	<b><math>I_C</math> (A)</b>	<b><math>V_{RC} - V_C</math> (mV)</b>	<b><math>\%V_{nom} &lt; 5\%</math></b>



**REGLAMENTO TÉCNICO “ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y ENSAYOS DE LOS COMPONENTES DE  
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMÉSTICOS HASTA 500 Wp”  
ANEXO I - ENSAYOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**

**Comentarios:**

1. Conclusiones principales de los ensayos individuales:

- Módulo Fotovoltaico.
- Batería.
- Controlador de carga.
- Lámparas.

2. Resultados ensayos del Sistema Fotovoltaico Doméstico:

- Grado de cumplimiento del presente Reglamento y, en su caso, puntos de incumplimiento.
- Aspectos a mejorar.
- Comparación con otros sistemas para el mismo tipo de aplicaciones.
- Documentación suministrada.

Ensayos realizados por:

Revisado por:

Fechas de Ensayos:

## ANEXO II

### ENSAYO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

**Fabricante / modelo**

**Número de referencia interno:**

**FECHA (aaaa/mm/dd):**

**LABORATORIO:**

## FICHA DE RECEPCIÓN

Número de referencia interno:
Nombre (fabricante y modelo): Potencia máxima, $P_M$ (W): Corriente de cortocircuito, $I_{SC}$ (A): Corriente de máxima potencia, $I_M$ (A): Tensión de circuito abierto, $V_{OC}$ (V): Tensión de máxima potencia, $V_M$ (V): Número de serie:

<b>Características del módulo fotovoltaico</b>
Material semiconductor: Configuración (asociación de células): Características externas:

<i>Fotografía</i>
-------------------

<b>Modificaciones de los procedimientos de ensayo debidas a características especiales del módulo fotovoltaico:</b>
---

**REGLAMENTO TÉCNICO “ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y ENSAYOS DE LOS COMPONENTES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMÉSTICOS HASTA 500 Wp”**

**ANEXO II - ENSAYO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**

**1. REGISTRO Y CARACTERÍSTICAS FÍSICAS**

<b>Nº. Referencia interno</b>						<b>Fecha</b>	
-------------------------------	--	--	--	--	--	--------------	--

<b>• CÉLULAS SOLARES</b>	
Material semiconductor	
Estructura cristalina	
Forma externa	
Dimensiones externas: - Transversal (mm) - Longitudinal (mm)	
Color	

<b>• CONSTITUCIÓN DEL MÓDULO</b>	
Conexión de las células: - Número de células conectadas en serie - Número de células conectadas en paralelo - Distancia mínima entre células (mm) - Distancia mínima célula-marco, transversal (mm) - Distancia mínima célula-marco, longitudinal (mm)	
Cobertura frontal: - Material - Características	
Cobertura trasera: - Material y Color - Características	
Marco (Sí / No) - Material - Dimensiones: a) Internas: ▪ Transversal (mm) ▪ Longitudinal (mm) b) Externas: ▪ Transversal (mm) ▪ Longitudinal (mm) - Altura (mm)	
Cajas de conexión: - Número - Forma - Material y Color - Grado de protección (IP) - Dimensiones exteriores: ▪ Transversal (mm) ▪ Longitudinal (mm) - Técnica de apertura/cierre - Modalidad de conexión de cables exteriores - Número de diodos de paso - Diodo de bloqueo (sí / no) - Indicación de polaridad (sí/no)	

<b>COMENTARIOS</b>
--------------------

**REGLAMENTO TÉCNICO “ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y ENSAYOS DE LOS COMPONENTES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMÉSTICOS HASTA 500 Wp”**

**ANEXO II - ENSAYO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**

**2. INFORMACIÓN DEL FABRICANTE**

<b>No. Referencia interno</b>						<b>Fecha</b>	
-------------------------------	--	--	--	--	--	--------------	--

<b>• Información general</b>	
Fabricante	
Modelo	
Número de serie	
Fecha de fabricación	
Certificación conforme a la norma	
Garantías:	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Periodo temporal</li> <li>- Aspectos considerados</li> </ul>	

<b>• Parámetros característicos eléctricos en Condiciones Estándar de Medida</b>	
Potencia máxima, $P_M$ (W)	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tolerancia (% de <math>P_M</math>)</li> </ul>	
Corriente de cortocircuito, $I_{SC}$ (A)	
Tensión de circuito abierto, $V_{OC}$ (V)	
Corriente en el punto de máxima potencia, $I_M$ (A)	
Tensión en el punto de máxima potencia, $V_M$ (V)	
Factor de forma, $FF$	

<b>• Parámetros característicos térmicos</b>	
Temperatura de Operación Nominal de Célula, $T_{ONC}$ (°C)	
Coefficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito, $\alpha_{isc}$ (A/°C.célula)	
Coefficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto, $\beta_{voc}$ (V/°C.célula)	

**3. INSPECCIÓN VISUAL**

<b>• Aspectos a analizar</b> (indicar sólo los observados) [ C.R. = Criterio de rechazo ]	
Células rotas o agrietadas <input type="checkbox"/> (C.R.: Separación de más del 10 % del área de la célula)	Cinta de interconexión <input type="checkbox"/> (C.R.: Rotura)
Células desalineadas <input type="checkbox"/> (C.R.: Células en contacto físico)	Etiquetas (incluido nº serie) <input type="checkbox"/> (C.R.: Ilegibilidad o borrado)
Cara frontal de las células <input type="checkbox"/> (C.R.: Restos notables de metalización)	Suciedad <input type="checkbox"/> (C.R.: Manchas de silicona o encapsulante)
Impurezas en el laminado <input type="checkbox"/> (C.R.: Cobertura de más del 1 % del área de la célula)	Tedlar <input type="checkbox"/> (C.R.: Dañado / perforado)
Burbujas en el encapsulado <input type="checkbox"/> (C.R.: Establecen comunicación entre células y el marco o borde del módulo)	Caja de conexión <input type="checkbox"/> (C.R.: Rota o desprendida, parcial o total)
Vidrio frontal <input type="checkbox"/> (C.R.: Rotura)	
<b>• Resultado de inspección - Aceptación</b>	
Pasa / No pasa	

REGLAMENTO TÉCNICO “ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y ENSAYOS DE LOS COMPONENTES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMÉSTICOS HASTA 500 Wp”

ANEXO II - ENSAYO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

**4. CARACTERIZACIÓN DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO**

<b>No. Referencia interno</b>						<b>Fecha</b>	
-------------------------------	--	--	--	--	--	--------------	--

<b>• Instrumentación utilizada</b>	
Módulo fotovoltaico sensor de irradiancia:	
- N° de referencia interno	
- Tecnología <sup>(1)</sup> (Misma / Similar)	
Automatización de la adquisición de medidas (Sí / No)	
- Equipamiento utilizado	
- Periodicidad de la medida (minutos)	

<b>• Resumen de las condiciones de medida</b>	<b>• Fecha:</b>
Periodo temporal considerado:	
- Comienzo: <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Tiempo oficial (reloj) (hh:mm)</li> <li>▪ Tiempo solar<sup>(2)</sup> (hh:mm)</li> </ul>	
- Final: <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Tiempo oficial (hh:mm)</li> <li>▪ Tiempo solar (hh:mm)</li> </ul>	
Irradiancia solar:	
- Global incidente, $G=G_{\text{SENSOR-G}}$ :	
▪ Mínima, $G_{\text{MIN}}$ (W/m <sup>2</sup> )	
▪ Máxima, $G_{\text{MAX}}$ (W/m <sup>2</sup> )	
- Difusa horizontal, $D(0)$ :	
▪ Mínima, $D_{\text{MIN}}$ (W/m <sup>2</sup> )	
▪ Máxima, $D_{\text{MAX}}$ (W/m <sup>2</sup> )	
Otros (opcional):	
- Temperatura ambiente, $T_a$ :	
▪ Mínima, $T_{a,\text{MIN}}$ (°C)	
▪ Máxima, $T_{a,\text{MAX}}$ (°C)	
- Velocidad del viento, $w_s$ :	
▪ Mínima, $w_{s,\text{MIN}}$ (m/s)	
▪ Máxima, $w_{s,\text{MAX}}$ (m/s)	

<b>• Posición de los módulos durante las medidas</b>	
Ángulo de orientación (°)	
Ángulo de inclinación (°)	
Distancia mínima a obstáculos próximos <sup>(3)</sup> (m)	

<sup>(1)</sup> Tecnología de las células, comparada con la del modulo ensayado.

<sup>(2)</sup> Tiempo solar = TOL – AH – (LL-LH)/15 , siendo “TOL” la hora oficial local (de reloj), “AH” el adelanto horario de los relojes en el día de la medida, “LL” la longitud local, y “LH” la longitud del uso horario de referencia (positivo hacia el oeste y negativo hacia el este del Meridiano de Greenwich).

<sup>(3)</sup> Obstáculos que pudieran influir en la disipación térmica de los módulos.

REGLAMENTO TÉCNICO “ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y ENSAYOS DE LOS COMPONENTES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMÉSTICOS HASTA 500 Wp”

ANEXO II - ENSAYO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

<p><b>• Resultados – Caracterización de <math>I_{SC}</math> en Condiciones Estándar de Medida</b>                  Extrapolación individual de medidas de <math>I_{SC}</math>                  [Véanse medidas, resultados y gráfica <sup>(4)</sup>]</p>	
<p><b>Resultado de la caracterización, <math>I_{SC}^* \leq I_{SC,i}^* &gt;</math> (A)</b></p>	
<p>Desviación típica, <math>s</math>                  (% de la media)</p>	
<p>Rango de valores individuales obtenidos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Inferior, <math>I_{SC}^*  _{MINIMO}</math> (A)                      (% de la media)</li> <li>- Superior, <math>I_{SC}^*  _{MAXIMO}</math> (A)                      (% de la media)</li> </ul>	
<p>Número de medidas consideradas</p>	

<p><b>Comentarios</b></p>
---------------------------

<sup>(4)</sup> Listado de medidas ( $G$ ,  $I_{SC}$ ) + Extrapolaciones individuales + Representación gráfica de valores de  $I_{SC}^*$  versus  $G$ , página 11.

REGLAMENTO TÉCNICO “ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y ENSAYOS DE LOS COMPONENTES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMÉSTICOS HASTA 500 Wp”

ANEXO II - ENSAYO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

**5. CARACTERIZACIÓN DE LA TENSIÓN DE CIRCUITO ABIERTO**

<b>No. Referencia interno</b>						<b>Fecha</b>	
-------------------------------	--	--	--	--	--	--------------	--

<b>• Instrumentación utilizada</b>	
Módulo fotovoltaico sensor de temperatura de célula:	
- N° de referencia interno	
- Tecnología <sup>(5)</sup> (Misma / Similar)	
Automatización de la adquisición de medidas (Sí / No)	
- Equipamiento utilizado	
- Periodicidad de la medida (minutos)	

<b>• Resumen de las condiciones de medida</b>	<b>• Fecha:</b>
Periodo temporal considerado:	
- Comienzo: <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Tiempo oficial (reloj) (hh:mm)</li> <li>▪ Tiempo solar<sup>(6)</sup> (hh:mm)</li> </ul>	
- Final: <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Tiempo oficial (hh:mm)</li> <li>▪ Tiempo solar (hh:mm)</li> </ul>	
Temperaturas y velocidad del viento:	
- Temperatura de células, $T_C = T_{C,SENSOR-T}$ : <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Mínima, <math>T_{C,MIN}</math> (°C)</li> <li>▪ Máxima, <math>T_{C,MAX}</math> (°C)</li> </ul>	
- Temperatura ambiente, $T_a$ : <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Mínima, <math>T_{a,MIN}</math> (°C)</li> <li>▪ Máxima, <math>T_{a,MAX}</math> (°C)</li> </ul>	
- Velocidad del viento, $w_s$ : <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Mínima, <math>w_{s,MIN}</math> (m/s)</li> <li>▪ Máxima, <math>w_{s,MAX}</math> (m/s)</li> </ul>	
Otras (opcional):	
- Irradiancia solar global incidente, $G$ : <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Mínima, <math>G_{MIN}</math> (W/m<sup>2</sup>)</li> <li>▪ Máxima, <math>G_{MAX}</math> (W/m<sup>2</sup>)</li> </ul>	
- Irradiancia solar difusa horizontal, $D(0)$ : <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Mínima, <math>D_{MIN}</math> (W/m<sup>2</sup>)</li> <li>▪ Máxima, <math>D_{MAX}</math> (W/m<sup>2</sup>)</li> </ul>	

<b>• Posición de los módulos durante las medidas</b>	
Ángulo de orientación (°)	
Ángulo de inclinación (°)	
Distancia mínima a obstáculos próximos <sup>(7)</sup> (m)	

<sup>(5)</sup> Tecnología de encapsulado del módulo, comparada con la del modulo ensayado.

<sup>(6)</sup> Tiempo solar = TOL – AH – (LL-LH)/15 , siendo “TOL” la hora oficial local (de reloj), “AH” el adelanto horario de los relojes en el día de la medida, “LL” la longitud local, y “LH” la longitud del uso horario de referencia (positivo hacia el oeste y negativo hacia el este del Meridiano de Greenwich).

<sup>(7)</sup> Obstáculos que pudieran influir en la disipación térmica de los módulos.



REGLAMENTO TÉCNICO “ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y ENSAYOS DE LOS COMPONENTES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMÉSTICOS HASTA 500 Wp”

ANEXO II - ENSAYO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

<p>• <b>Resultados – Caracterización de <math>V_{OC}</math> en Condiciones Estándar de Medida</b>                  Extrapolación individual de medidas de <math>V_{OC}</math>                  [Véanse medidas, resultados y gráfica <sup>(8)</sup>]</p>	
<p><b>Resultado de la caracterización, <math>V_{OC}^* \leq V_{OC,i}^* &gt; (V)</math></b></p>	
<p>Desviación típica, <math>s</math>                  (% de la media)</p>	
<p>Rango de valores individuales obtenidos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Inferior, <math>V_{OC}^*  _{MÍNIMO} (A)</math>                      (% de la media)</li> <li>- Superior, <math>V_{OC}^*  _{MÁXIMO} (A)</math>                      (% de la media)</li> </ul>	
<p>Número de medidas consideradas</p>	

**Comentarios**

<sup>(8)</sup> Listado de medidas ( $T_C$ ,  $V_{OC}$ ) + Extrapolaciones individuales + Representación gráfica de valores de  $V_{OC}^*$  versus  $T_C$  (opcional,  $V_{OC}^*$  vs.  $G$ ), página 13.

**REGLAMENTO TÉCNICO “ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y ENSAYOS DE LOS COMPONENTES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMÉSTICOS HASTA 500 Wp”**

**ANEXO II - ENSAYO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**

**6. CARACTERIZACIÓN DEL FACTOR DE FORMA**

<b>No. Referencia interno</b>						<b>Fecha</b>	
-------------------------------	--	--	--	--	--	--------------	--

<b>• Instrumentación utilizada</b>	
Módulo fotovoltaico sensor de irradiancia: - N° de referencia interno - Tecnología <sup>(9)</sup> (Misma / Similar)	
Módulo fotovoltaico sensor de temperatura de célula: - N° de referencia interno - Tecnología <sup>(10)</sup> (Misma / Similar)	
Otra instrumentación:	

<b>• Resumen de las condiciones de medida</b>	<b>Fecha:</b>												
Periodo temporal considerado: - Comienzo: <table border="0"> <tr><td>▪</td><td>Tiempo oficial (reloj) (hh:mm)</td></tr> <tr><td>▪</td><td>Tiempo solar<sup>(11)</sup> (hh:mm)</td></tr> </table> - Final: <table border="0"> <tr><td>▪</td><td>Tiempo oficial (hh:mm)</td></tr> <tr><td>▪</td><td>Tiempo solar (hh:mm)</td></tr> </table>	▪	Tiempo oficial (reloj) (hh:mm)	▪	Tiempo solar <sup>(11)</sup> (hh:mm)	▪	Tiempo oficial (hh:mm)	▪	Tiempo solar (hh:mm)					
▪	Tiempo oficial (reloj) (hh:mm)												
▪	Tiempo solar <sup>(11)</sup> (hh:mm)												
▪	Tiempo oficial (hh:mm)												
▪	Tiempo solar (hh:mm)												
Irradiancia solar: - Global incidente, $G=G_{\text{SENSOR-G}}$ : <table border="0"> <tr><td>▪</td><td>Mínima, <math>G_{\text{MIN}}</math> (<math>\text{W/m}^2</math>)</td></tr> <tr><td>▪</td><td>Máxima, <math>G_{\text{MAX}}</math> (<math>\text{W/m}^2</math>)</td></tr> </table> - Difusa horizontal, $D(0)$ : <table border="0"> <tr><td>▪</td><td>Mínima, <math>D_{\text{MIN}}</math> (<math>\text{W/m}^2</math>)</td></tr> <tr><td>▪</td><td>Máxima, <math>D_{\text{MAX}}</math> (<math>\text{W/m}^2</math>)</td></tr> </table>	▪	Mínima, $G_{\text{MIN}}$ ( $\text{W/m}^2$ )	▪	Máxima, $G_{\text{MAX}}$ ( $\text{W/m}^2$ )	▪	Mínima, $D_{\text{MIN}}$ ( $\text{W/m}^2$ )	▪	Máxima, $D_{\text{MAX}}$ ( $\text{W/m}^2$ )					
▪	Mínima, $G_{\text{MIN}}$ ( $\text{W/m}^2$ )												
▪	Máxima, $G_{\text{MAX}}$ ( $\text{W/m}^2$ )												
▪	Mínima, $D_{\text{MIN}}$ ( $\text{W/m}^2$ )												
▪	Máxima, $D_{\text{MAX}}$ ( $\text{W/m}^2$ )												
Temperaturas y velocidad del viento: - Temperatura de células, $T_C=T_{\text{C,SENSOR-T}}$ : <table border="0"> <tr><td>▪</td><td>Mínima, <math>T_{\text{C,MIN}}</math> (<math>^{\circ}\text{C}</math>)</td></tr> <tr><td>▪</td><td>Máxima, <math>T_{\text{C,MAX}}</math> (<math>^{\circ}\text{C}</math>)</td></tr> </table> - Temperatura ambiente, $T_a$ : <table border="0"> <tr><td>▪</td><td>Mínima, <math>T_{\text{a,MIN}}</math> (<math>^{\circ}\text{C}</math>)</td></tr> <tr><td>▪</td><td>Máxima, <math>T_{\text{a,MAX}}</math> (<math>^{\circ}\text{C}</math>)</td></tr> </table> - Velocidad del viento, $w_s$ : <table border="0"> <tr><td>▪</td><td>Mínima, <math>w_{\text{s,MIN}}</math> (m/s)</td></tr> <tr><td>▪</td><td>Máxima, <math>w_{\text{s,MAX}}</math> (m/s)</td></tr> </table>	▪	Mínima, $T_{\text{C,MIN}}$ ( $^{\circ}\text{C}$ )	▪	Máxima, $T_{\text{C,MAX}}$ ( $^{\circ}\text{C}$ )	▪	Mínima, $T_{\text{a,MIN}}$ ( $^{\circ}\text{C}$ )	▪	Máxima, $T_{\text{a,MAX}}$ ( $^{\circ}\text{C}$ )	▪	Mínima, $w_{\text{s,MIN}}$ (m/s)	▪	Máxima, $w_{\text{s,MAX}}$ (m/s)	
▪	Mínima, $T_{\text{C,MIN}}$ ( $^{\circ}\text{C}$ )												
▪	Máxima, $T_{\text{C,MAX}}$ ( $^{\circ}\text{C}$ )												
▪	Mínima, $T_{\text{a,MIN}}$ ( $^{\circ}\text{C}$ )												
▪	Máxima, $T_{\text{a,MAX}}$ ( $^{\circ}\text{C}$ )												
▪	Mínima, $w_{\text{s,MIN}}$ (m/s)												
▪	Máxima, $w_{\text{s,MAX}}$ (m/s)												

<b>• Posición de los módulos durante las medidas</b>	
Ángulo de orientación ( $^{\circ}$ )	
Ángulo de inclinación ( $^{\circ}$ )	
Distancia mínima a obstáculos próximos <sup>(12)</sup> (m)	

<sup>(9)</sup> Tecnología de las células, comparada con la del modulo ensayado.

<sup>(10)</sup> Tecnología de encapsulado del módulo, comparada con la del modulo ensayado.

<sup>(11)</sup> Tiempo solar = TOL – AH – (LL-LH)/15, siendo “TOL” la hora oficial local (de reloj), “AH” el adelanto horario de los relojes en el día de la medida, “LL” la longitud local, y “LH” la longitud del uso horario de referencia (positivo hacia el oeste y negativo hacia el este del Meridiano de Greenwich).

<sup>(12)</sup> Obstáculos que pudieran influir en la disipación térmica de los módulos.

REGLAMENTO TÉCNICO “ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y ENSAYOS DE LOS COMPONENTES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMÉSTICOS HASTA 500 Wp”

ANEXO II - ENSAYO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

PASO	DATOS PREVIOS	MEDIDAS	CONDICIONES DE OPERACIÓN				CÁLCULOS INTERMEDIOS	RESULTADOS
			Irradiancia Global		Temperatura de célula			
			$I_{SC,SG}$ (A)	$G_{SG}$ ( $Wm^{-2}$ )	$V_{OC,ST}$ (V)	$T_{C,ST}$ ( $^{\circ}C$ )		
0	$I_{SC}^*, V_{OC}^*$							$V_{OC}^*$ (V) = $I_{SC}^*$ (A) =
1		$V_{OC}$ (V) =					$V_{1,0} = [0,8-0,95] \times V_{OC}$	$V_{1,0}$ (V) =
2+3	$V_{1,0}$	$V_1$ (V) = $I_1$ (A) =						$V_1^*$ (V) = $I_1^*$ (A) =
4	$V_1^*, I_1^*$ $I_{SC}^*, V_{OC}^*$							$R_{S1}^*$ ( $\Omega$ ) =
5	$I_{SC}^*, V_{OC}^*$ $R_{S1}^*$						$v_{oc}^* =$ $r_{s1}^* =$ $a^* =$ $b^* =$	$V_{M1}^*$ (V) =
6	$V_{M1}^*$							$V_{M1}$ (V) =
7 + 8	$V_{M1}$	$V_2$ (V) = $I_2$ (A) =						$V_2^*$ (V) = $I_2^*$ (A) =
9	$V_2^*, I_2^*$ $I_{SC}^*, V_{OC}^*$							$R_S^*$ ( $\Omega$ ) =
10	$I_{SC}^*, V_{OC}^*$ $R_S^*$						$v_{oc}^* =$ $r_s^* =$ $a^* =$ $b^* =$	$V_M^*$ (V) = $I_M^*$ (A) =
11	$I_{SC}^*, V_{OC}^*$ $I_M^*, V_M^*$							$FF^* =$

REGLAMENTO TÉCNICO “ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y ENSAYOS DE LOS COMPONENTES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMÉSTICOS HASTA 500 Wp”

ANEXO II - ENSAYO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

RESUMEN DE RESULTADOS	
Fabricante	
Modelo	
Número de serie	
Número de referencia interno	

INSPECCIÓN VISUAL	
Pasa / No pasa	

PARÁMETROS ELÉCTRICOS PRINCIPALES	
Corriente de cortocircuito, $I_{SC}^*$ (A)	
Tensión de circuito abierto, $V_{OC}^*$ (V)	
Factor de forma, $FF^*$	
Potencia máxima, $P_M^*$ (W)	

• Comentarios

**CARACTERIZACIÓN DEL PARÁMETRO CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO ( $I_{sc}^*$ , en CEM)**

**FECHA:**

**MÓDULO:**

**Rsh ( $m\Omega$ ) =**

Rsh = 1  $m\Omega$ , para Vsh (mv) =  $I_{sc}$ (A)

**MÓDULO SENSOR:**

**Sensor\_G:**

**$I_{sc,SG}^*$  (A) =**

**Rsh ( $m\Omega$ ) =**

Rsh = Resistencia del Shunt

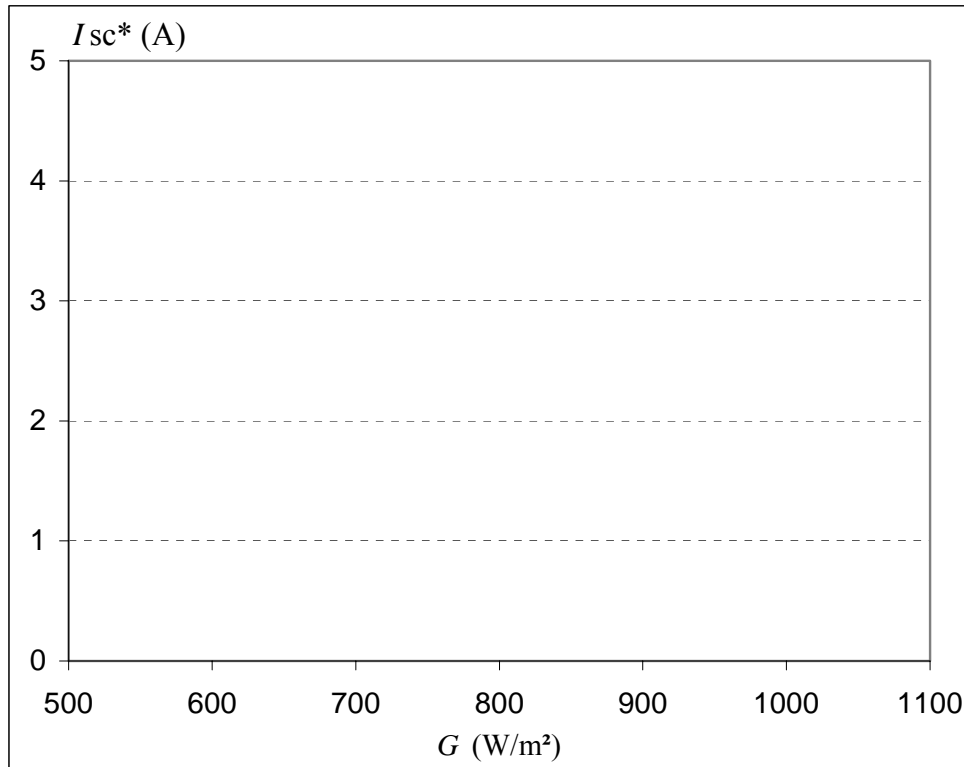
Nº Medida	$V_{sh,SG}$ (mV)	$I_{sc,SG}$ (A)	$G$ (W/m <sup>2</sup> )	$V_{sh}$ (mV)	$I_{sc}$ (A)	$I_{sc}^*$ (A)
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13						
14						
15						
16						
17						
18						
19						
20						
21						
22						
23						
24						
25						

REGLAMENTO TÉCNICO “ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y ENSAYOS DE LOS COMPONENTES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMÉSTICOS HASTA 500 Wp”

ANEXO II - ENSAYO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

RESULTADOS Parámetro $I_{sc}^*$ )	
<b>Promedio, <math>I_{sc}^*</math> (A)</b>	=
<b>Desviación típica, s(A)</b>	=
(En % del promedio)	=
Valores extremos de extrapolaciones individuales:	
<b>Mínimo <math>I_{sc,i}^*</math> (A)</b>	=
(En % del promedio)	=
<b>Máximo <math>I_{sc,i}^*</math> (A)</b>	=
(En % del promedio)	=
<b>N° de medidas, n</b>	=

Gráfica  $I_{SC}$  vs  $G$



REGLAMENTO TÉCNICO “ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y ENSAYOS DE LOS COMPONENTES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMÉSTICOS HASTA 500 Wp”

ANEXO II - ENSAYO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

**CARACTERIZACIÓN DEL PARÁMETRO TENSIÓN DE CIRCUITO ABIERTO ( $V_{oc}^*$ , en CEM):**

**FECHA:**

**MÓDULO:**

$N_s =$   
(Nº células en serie)

**MÓDULO SENSOR:**

**Sensor\_Tc:**

$V_{oc,sT^*}$  (V)=

$N_{s,ST} =$   
(Nº células en serie)

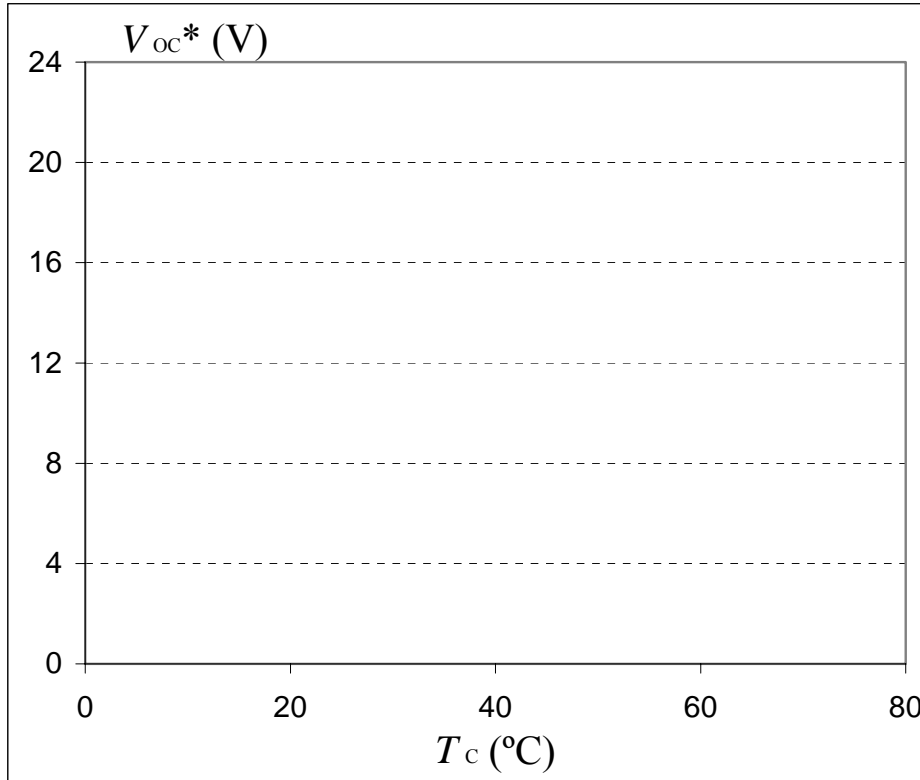
Nº Medida	$V_{oc,ST}$ (V)	$T_{C,ST}$ (A)	$V_{oc}$ (V)	$V_{oc}^*$ (V)
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
14				
15				
16				
17				
18				
19				
20				
21				
22				
23				
24				
25				

REGLAMENTO TÉCNICO “ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y ENSAYOS DE LOS COMPONENTES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMÉSTICOS HASTA 500 Wp”

ANEXO II - ENSAYO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

RESULTADOS	
Promedio, $V_{oc}^*$ (V) =	
Desviación típica, $s(A)$ =	
(En % del promedio) =	
Valores extremos de extrapolaciones individuales:	
Mínimo $I_{SC,i}^*$ (A) =	
(En % del promedio) =	
Máximo $I_{SC,i}^*$ (A) =	
(En % del promedio) =	
N° de medidas, $n$ =	

Gráfica  $V_{oc}$  vs  $T_c$



Ensayos realizados por:

Revisado por:

Fechas de Ensayos:



**ANEXO III**  
**ENSAYO DE LA BATERÍA**

**Fabricante / modelo**

**Número de referencia interno:**

**FECHA (aaaa/mm/dd):**  
**LABORATORIO:**

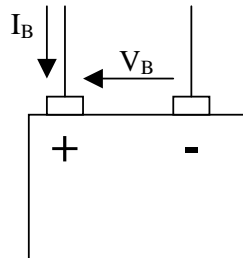
## FICHA DE RECEPCIÓN

Nombre: **MODELO (FABRICANTE)**

Tipo: **Arranque (automóvil)/Tubular/Solar modificada/Gelificada**

Tensión nominal: **V**

Capacidad nominal: **C<sub>20</sub>= A.h**



Fotografía

### Modificaciones en los ensayos por las características específicas de la batería:

- Número y estado de las baterías recibidas (llenas con electrolito/en seco). Información técnica suministrada.
- Elementos asociados a la batería recibidos (sistema, módulo, regulador, lámpara). En su defecto se define un sistema fotovoltaico tipo, para la realización de los ensayos:
  - Corriente de generación a STC,  $I_{GSC}= 3A$
  - Máxima corriente de consumo,  $I_C= 3A$
- Referencias a los informes de los elementos asociados.

**REGLAMENTO TÉCNICO “ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y ENSAYOS DE LOS COMPONENTES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMÉSTICOS HASTA 500 Wp”  
ANEXO III – ENSAYO DE LA BATERÍA**

**RESULTADOS DE LOS ENSAYOS**

<b>VOLUMEN DE ELECTROLITO</b>		
<b>Batería (l)</b>	<b>Vaso (l)</b>	<b>Litros/100 A.h</b>

<b>CAPACIDAD</b>			
<b>Ciclo</b>	<b>C<sub>20</sub> (A.h)</b>	<b>C/C<sub>nom</sub> (%)</b>	<b>CR*</b>
<b>0</b>			
<b>1</b>			
<b>2</b>			

\*CR: Capacidad de la batería (A.h), dividido por la corriente de cortocircuito del generador (A).

<b>TENSIÓN EN DESCARGA FRENTE A ESTADO DE CARGA (SOC)</b>		
<b>SOC (%)</b>	<b>Voltaje (V<sub>B</sub>)</b>	
100		
90		
80		
70		
60		
50		
40		
30		
20		
10		
0	10.80V	
<b>Capacidad C<sub>20</sub> (A.h) :</b>		

<b>TENSIÓN EN RECARGA FRENTE A FACTOR DE RECARGA (FR)</b>		
<b>FR (%)</b>	<b>Voltaje (V<sub>B</sub>)</b>	
0		
10		
20		
30		
40		
50		
60		
70		
80		
90		
100		
110		

**REGLAMENTO TÉCNICO “ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y ENSAYOS DE LOS COMPONENTES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMÉSTICOS HASTA 500 Wp”**  
**ANEXO III – ENSAYO DE LA BATERÍA**

<b>GASEO</b>		
<b>V (V/vaso)</b>	<b>I (mA)</b>	<b>T (°C)</b>
2.23		
2.25		
2.275		
2.3		
2.325		
2.35		
2.375		
2.4		
2.425		
2.45		
2.475		
2.5		
2.525		
2.55		
<b>Parametros*</b>		
<b>I<sub>go</sub> (mA/100A.h)</b>	<b>C<sub>U</sub></b>	<b>C<sub>T</sub></b>

\*I<sub>go</sub>, C<sub>U</sub> y C<sub>T</sub>, son los parámetros de la ecuación de Tafel:  $I_{gas} = I_{go} \cdot \exp(C_U \cdot (V - V_{ref}) + C_T \cdot (T - T_{ref}))$

**REGLAMENTO TÉCNICO “ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y ENSAYOS DE LOS COMPONENTES DE  
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMÉSTICOS HASTA 500 Wp”  
ANEXO III – ENSAYO DE LA BATERÍA**

**Comentarios:**

Los umbrales requeridos para el control de carga de esta batería son:

<b>Umbral</b>	<b>Ref.</b>	<b>Tensión (V)</b>
Desconexión del consumo	<b>CR2, CB4</b>	(Obligatorio) (Recomendado)
Reconexión del consumo	<b>RR1</b>	(C) (R)
Activación de la alarma	<b>RR3</b>	(C) (R)

- Grado de cumplimiento del presente Reglamento y, en su caso, puntos de incumplimiento.
- Aspectos a mejorar.
- Comparación con otras baterías para el mismo tipo de aplicaciones
- Compatibilidad con el resto de elementos del sistema y, en especial, con el controlador de carga asociado.

Ensayos realizados por:  
Revisado por:  
Fechas de Ensayos:

## **ANEXO IV**

### **ENSAYO DEL REGULADOR DE CARGA**

**Fabricante / modelo**

**Número de referencia interno:**

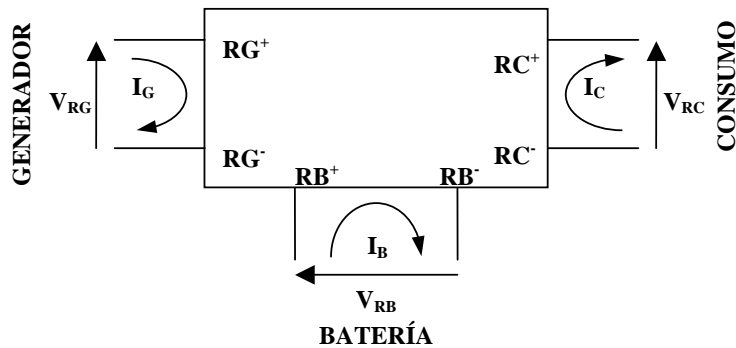
**FECHA (aaaa/mm/dd):**

**LABORATORIO:**

## FICHA RECEPCIÓN

Nombre: MODELO (FABRICANTE) Tensión (V): $I_{Gmax}$ (A): $I_{Lmax}$ (A):
---

<b>TIPO DE REGULADOR DE CARGA</b> Situación interruptor: <b>Serie/shunt</b> Método de control: <b>On-off/PWM</b> Dispositivo de interrupción: <b>relé electromecánico/ semiconductor</b>	Fotografía
---	------------



### Modificaciones en los ensayos por las características específicas del regulador de carga:

- Número de controladores recibidos y documentación técnica suministrada.
- Elementos asociados al controlador recibidos (sistema, módulo, batería, lámparas). Si no se ha recibido un sistema completo, se define uno de referencia, para la realización de los ensayos:
  - Corriente de generador en STC,  $I_G = 3A$
  - Máxima corriente de consumo,  $I_C = 3A$
- Referencia a los informes de los elementos asociados, en su caso.

REGLAMENTO TÉCNICO “ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y ENSAYOS DE LOS COMPONENTES DE  
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMÉSTICOS HASTA 500 Wp”  
ANEXO IV - ENSAYOS DEL REGULADOR DE CARGA

**RESULTADOS DE LOS ENSAYOS**

AUTOCONSUMO $I_s$					
	$V_{RB}$ (V)	$I_G$ (A)	$I_B$ (A)	$I_C$ (A)	$I_s$ (mA)
Generador OFF y Consumo OFF					
Generador ON y Consumo ON					
Generador OFF y Consumo ON					

CAÍDAS DE TENSIÓN INTERNAS						
Terminales Generador-batería						
$I_G$ (A)	$V_{RG}$ (V)	$I_B$ (A)	$V_{RB}$ (V)	$V_{RG} - V_{RB}$ (mV)	$V_{RG}^{+} RB^{+}$ (mV)	$V_{RG}^{-} RB^{-}$ (mV)
Terminales Batería-consumo						
$I_B$ (A)	$V_{RB}$ (V)	$I_C$ (A)	$V_{RC}$ (V)	$V_{RB} - V_{RC}$ (mV)	$V_{RB}^{+} RC^{+}$ (mV)	$V_{RB}^{-} RC^{-}$ (mV)

UMBRALES DE REGULACIÓN		
Temperatura: °C		
Umbral	Tensión (V)	Comentarios
Gaseo controlado Superior Inferior		
Sobrecarga Fin de carga Reposición		
Descarga profunda Alarma Desconexión Reconexión		



REGLAMENTO TÉCNICO “ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y ENSAYOS DE LOS COMPONENTES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMÉSTICOS HASTA 500 Wp”  
ANEXO IV - ENSAYOS DEL REGULADOR DE CARGA

EFECTO DE LA TEMPERATURA				
Umbral	-10°C	10°C	20°C	45°C
Gaseo controlado Superior Inferior				
Sobrecarga Fin de carga Reposición				
Descarga profunda Alarma Desconexión				
Función				
	$\Delta V/\Delta T$ (mV/°C.vaso)		Comentarios	
Sobrecarga				
Descarga profunda				

ALARMAS Y AVISOS		
	Existe (Sí/No)	Comentarios
Luz verde		
Luz naranja		
Luz roja		
Alarma ante desconexión de la carga		
Otras		

PROTECCIONES		
Evento	Función de protección	Comentarios
“Sin-batería”		
Protección consumo condición “sin batería”		
Polaridad inversa en la línea del generador		
Polaridad inversa en la línea de consumo		
Sobre-corriente: Generador Consumo		
Cortocircuito: Generador Consumo		
Sobretensión en la línea de generador		
Sobretensión en la línea de consumo		
Corriente inversa en el generador		
Grado de protección de la caja (IP)		

OPERACIÓN EN MÁXIMA CORRIENTE Y TEMPERATURA			
Línea	Fabricante	SFD	Máxima corriente (A)
Generación	A	A	
Consumo	A	A	

**REGLAMENTO TÉCNICO “ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y ENSAYOS DE LOS COMPONENTES DE  
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMÉSTICOS HASTA 500 Wp”  
ANEXO IV - ENSAYOS DEL REGULADOR DE CARGA**

**Comentarios:**

- Grado de cumplimiento del presente Reglamento y, en su caso, puntos de incumplimiento.
- Aspectos a mejorar.
- Comparación con otros controladores para el mismo tipo de aplicaciones.
- Documentación suministrada.
- Compatibilidad con el resto de elementos del sistema y, en especial, con el controlador de carga asociado.

Ensayos realizados por:  
Revisado por:  
Fechas de Ensayos:

**ANEXO V**  
**ENSAYO DE LUMINARIA**

**Fabricante / modelo**

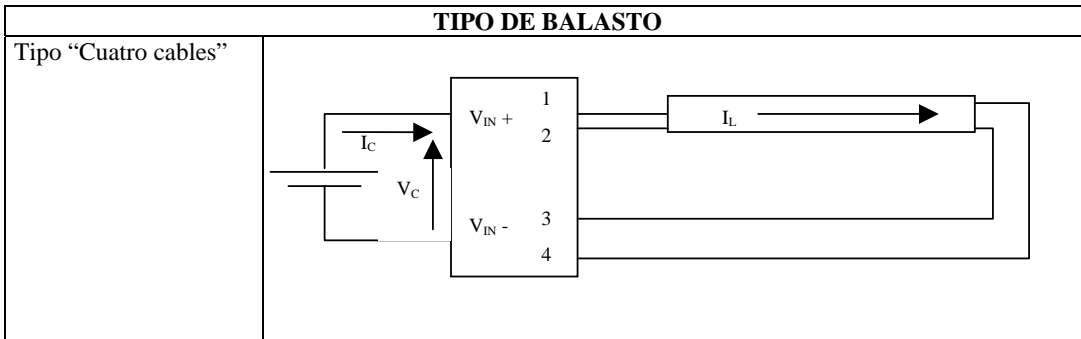
**Número de referencia interno:**

**FECHA (aaaa/mm/dd):**  
**LABORATORIO:**

REGLAMENTO TÉCNICO “ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y ENSAYOS DE LOS COMPONENTES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMÉSTICOS HASTA 500 Wp”  
ANEXO V – ENSAYO DE LUMINARIAS

1. FORMULARIO DE RECEPCIÓN

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS
<b>Modelo:</b> Balasto: Tubo Fluorescente: <b>Fabricante:</b> Balasto; Luminaria <b>Referencia interna:</b> <b>Datos Generales:</b> Voltaje Nominal Potencia Nominal de Entrada



MODIFICACIONES DE LOS PROCEDIMIENTOS DE ENSAYO POR LAS CARACTERÍSTICAS ESPECIALES DE LA LUMINARIA

Fotografía de la lámpara
--------------------------

**REGLAMENTO TÉCNICO “ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y ENSAYOS DE LOS COMPONENTES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMÉSTICOS HASTA 500 Wp”  
ANEXO V – ENSAYO DE LUMINARIAS**

**2. RESULTADOS DE LOS ENSAYOS**

**2.1.- Protecciones.**

<b>RESULTADOS DEL ENSAYO DE PROTECCIONES</b>	
<b>Protección</b>	<b>Resultado</b>
Funcionamiento sin tubo – Caso 1	
Funcionamiento sin tubo – Caso 2	
Funcionamiento con tubo deteriorado	
Inversión de polaridad	
Cortocircuito de las salidas del balasto	
Interferencia en radio-frecuencia (aérea)	Distancia (m)      Existencia
	1
	2
	Más
Interferencia en radio-frecuencia (cable)	
<b>Comentarios</b>	
$V_{NOM} =$ ; $I_C(V_{NOM}) =$ ; $P_m =$ ; Factor de potencia =	

**2.2.- Durabilidad.**

**Resistencia al ciclado.**

La lámpara alcanza los \_\_\_\_\_ ciclos. Ver las fotos adjuntas:

**ENSAYO DE CICLADO – EVOLUCIÓN FOTOGRÁFICA**

<b>Ciclo</b>	<b>Lámpara</b>
0	
500	
1000	
3000	
5000	
7000	
10 000	

**REGLAMENTO TÉCNICO “ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y ENSAYOS DE LOS COMPONENTES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMÉSTICOS HASTA 500 Wp”**  
**ANEXO V – ENSAYO DE LUMINARIAS**

**2.3.- Condiciones extremas.**

*a) Funcionamiento en altas temperaturas (50 °C)*

<b>RESULTADOS DEL ENSAYO A ALTAS TEMPERATURAS</b>	
<b>1 hora de funcionamiento</b>	
<b>Tiempo (min)</b>	<b>Funcionamiento correcto (Sí/No)</b>
15	
30	
45	
60	
<b>Comentarios</b>	

*b) Funcionamiento a bajas temperaturas*

<b>RESULTADO DEL ENSAYO DE FUNCIONAMIENTO A BAJAS TEMPERATURAS</b>	
<b>Encendido</b>	
<b>Tensión (V)</b>	<b>Arranque (Sí/No)</b>
10,5	
11	
12	
13	
14	
15	
<b>Comentarios (5 °C):</b>	

<b>RESULTADO DEL ENSAYO DE FUNCIONAMIENTO A BAJAS TEMPERATURAS</b>	
<b>Encendido</b>	
<b>Tensión (V)</b>	<b>Arranque (Sí/No)</b>
10,5	
11	
12	
13	
14	
15	
<b>Comentarios (-15°C):</b>	

**2.4.- Luminosidad.**

<b>RESULTADOS DEL ENSAYO DE LUMINOSIDAD</b>		
<b>Número de ciclos</b>	<b>Luminosidad (lm)</b>	<b>Eficiencia de la luminaria (lm/W)</b>
1000		
<b>Comentarios</b>		

**REGLAMENTO TÉCNICO “ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y ENSAYOS DE LOS COMPONENTES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMÉSTICOS HASTA 500 Wp”  
ANEXO V – ENSAYO DE LUMINARIAS**

**3. Discusión.**

<b>NORMA</b>		<b>CUMPLIMIENTO</b>
<b>Referencia</b>	<b>Descripción</b>	
<b>Obligatoria</b>		
CL1	Encendido correcto entre 10,3 V y 15 V	
CL3	Protecciones contra funcionamiento sin tubo, inversión de polaridad y cortocircuito en la salida	
CL4	Protección contra interferencias en radiofrecuencia	
-	Consumo del balasto sin tubo < 20 % de la potencia nominal	
-	Resistencia al ciclado de al menos 5 000 ciclos	
	Potencia de entrada igual a la potencia nominal $\pm$ 10 %	
CL6	Eficiencia luminosa de al menos 35 lum/W	
	Funcionamiento correcto a bajas temperaturas	
	Funcionamiento correcto a altas temperaturas	
CL8	Sin conexión eléctrica entre balasto y carcasa	
CL9	Cubierta de la lámpara a prueba de insectos	
CL11	Cubierta de lámpara fácilmente extraíble	
CL10	Tubo disponible en el mercado	
<b>Recomendado</b>		
RL1	Consumo del balasto sin tubo < 10 % de la potencia nominal	
RL2	Eficiencia luminosa de al menos 50 lum/W	
RL3	Resistencia al ciclado de al menos 10 000 ciclos	
SL1	Reflector	
SL2	Eficiencia luminosa de al menos 60 lum/W	

<b>DISCUSIÓN</b>

Ensayos realizados por:  
Revisado por:  
Fechas de Ensayos: