

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD

REGLAMENTO TÉCNICO

**“CONFIGURACIÓN DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS DOMÉSTICOS
Y ENSAYOS”**

Junio, 2004

INDICE

	Página
1.- Objetivo	04
2.- Alcances	04
3.- Aplicaciones	04
4.- Componentes de los Sistemas Fotovoltaicos Domésticos	04
5.- Configuración 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	09
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	12
5.9.1 Obligatorios	12
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	19
6.1.1 Recepción	19
6.1.2 Medidas del Generador Fotovoltaico	20
6.1.3 Autonomía	20
6.1.3.1 Instrumentación	21
6.1.4 Caída de Tensión en el Cableado	21
6.1.4.1 Instrumentación	21
6.2 Evaluación de los Módulos Fotovoltaicos	22
6.2.1 Nomenclatura y Definiciones	22
6.2.2 Condiciones Generales de Medida	23
6.2.3 Recepción	23
6.2.4 Medida de las Condiciones de Operación	24
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	28
6.2.5.3 Instrumentación	29
6.3 Evaluación de la Batería Solar	30
6.3.1 Recepción	30
6.3.2 Nivel de carga Inicial	31
6.3.2.1 Instrumentación	31
6.3.3 Capacidad Estabilizada y Ciclado. Umbrales de Regulación de la Tensión	31

6.3.3.1 Instrumentación	32
6.3.4 Gaseo	32
6.3.4.1 Instrumentación	33
6.4 Evaluación de los Reguladores de Carga	34
6.4.1 Recepción	34
6.4.2 Autoconsumo	34
6.4.2.1 Instrumentación	35
6.4.3 Caídas Internas de Tensión	35
6.4.3.1 Instrumentación	36
6.4.4 Umbrales de Regulación de Tensión	36
6.4.4.1 Instrumentación	37
6.4.5 Protecciones	37
6.4.5.1 Instrumentación	38
6.4.6 Resistencia frente a corriente Máxima	38
6.4.6.1 Instrumentación	38
6.5 Evaluación de las Luminarias	39
6.5.1 Recepción	39
6.5.2 Protecciones	39
6.5.2.1 Instrumentación	40
6.5.3 Durabilidad	40
6.5.3.1 Instrumentación	41
6.5.4 Condiciones Extremas	41
6.5.4.1 Instrumentación	41
6.5.5 Luminosidad	41
6.5.5.1 Instrumentación	42
6.6 Evaluación de la Eficiencia del Sistema	42

REGLAMENTO TÉCNICO “CONFIGURACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMÉSTICOS Y ENSAYOS”

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 y de los SFD; ensayos de laboratorio y controles de calidad *in-situ* de SFD de potencias no mayores a 500 Wp¹.

3 APLICACIONES

Este Reglamento pretende ser de utilidad en los procedimientos que buscan afianzar la calidad, en el entendimiento de que seguir sus recomendaciones tendrá como consecuencia el que los SFD funcionen satisfactoriamente. En particular, tiene la intención de servir como referencia de calidad en las especificaciones de las compras que realicen las diferentes entidades del gobierno, donantes e inversores. Además intenta ser de utilidad para fabricantes e instaladores como guía para el diseño de los SFD.

Los SFD son requeridos para electrificación rural 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, pero razones de costo y confiabilidad normalmente tienden a restringir su uso sólo en sistemas de mayor potencia (> 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.

¹ Wp (Watts pico) : Es la potencia máxima que entrega un panel fotovoltaico a 1 000 W/m² de irradiancia y 25 °C de temperatura en las células solares.

- Un regulador de carga para prevenir excesivas descargas o sobrecargas de la batería.
- 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 Capítulo 3 del presente Reglamento, se trata sobre la configuración de los SFD, y en el Capítulo 4, sobre los procedimientos de Ensayo.

5 CONFIGURACIÓN DE SISTEMAS FOTVOLTAICOS DOMÉSTICOS

5.1 OBJETIVO

Esta sección presenta la propuesta de configuración de 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 incumplimiento 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 (C)	S istema
R ecomendado	G enerador fotovoltaico
S ugerido	Estr U ctura Soporte
	B atería
	R egulador de carga
	Cableado (W)
	L uminarias
	I nstalación

5.2 DEFINICIONES

SFD	Sistema Fotovoltaico Doméstico
C_A	Capacidad del Generador fotovoltaico.
C_B	Capacidad nominal de la batería en 20 horas (Ah).
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 β 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 ² 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: -20 °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 $Q_M = \text{_____ Ah/día}$

Inclinación del generador fotovoltaico $\beta = \text{_____}$

Irradiación sobre el generador fotovoltaico $G_d(\beta) = \text{_____ kWh/m}^2$

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. Las protecciones deben afectar 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 Wh/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 W/m², VMAX(TMAX) debe estar comprendida en el rango de 14,5 a 15 V.

5.5.3 Sugeridos

Ninguno

5.6 REQUISITOS DEL GENERADOR FOTVOLTAICO

5.6.1 Obligatorios

CG1 Módulos fotovoltaicos certificados de acuerdo con la norma internacional IEC-61215 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:

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

donde Φ 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 dm³/celda y por cada 100 Ah de capacidad nominal en 20-horas.
- CB3** La capacidad nominal de la batería en 20-horas expresada en Ah (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 1000 W/m² 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	20
SLI:	
- 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:

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

- CB5** Deben hacerse las provisiones necesarias para asegurar que la capacidad inicial de las baterías puestas en operación no difiere 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	NOC
	Obligatorio
Tubular	600
SLI	
- Clásica	200
- Modificada	200
- Bajo-mantenimiento	300

- CB8** La densidad del electrolito a 20 °C, hasta 1000 m.s.n.m., para una batería del tipo SLI abierta, no debe exceder los siguientes valores:

1,24 g/cm³ en regiones con clima cálido.

1,26 g/cm³ en regiones con clima templado.

1,28 g/cm³ en regiones con clima frío.

5.8.2 Recomendados

- RB1** Los separadores deben ser de polietileno microporoso.

RB2 La capacidad útil de la batería, CU, (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	NOC 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	CR 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 corriente de gaseo, normalizada para una batería de 100 Ah, debe ser inferior a 50 mA, a 2.23 V/celda y 20 °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 amperios, igual al consumo diario, expresado en amperios-hora, dividido por 5.
- CR3** Las tensiones de desconexión, reconexión y alarma deben tener una precisión de $\pm 0,5\%$ (± 10 mV/celda, o ± 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 a 2,4 V/celda, a 25° C.
- CR5** En los Reguladores “on-off”, la “tensión de reposición” debe estar en el rango de 2,15 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 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 ± 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% (± 10 mV/celda, o ± 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 mm² 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 ($\approx 0,5$ 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. ($\approx 0,5$ 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 529 o DIN 40050.
- 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, la tensión de “fin de carga” debe estar en el rango de 2,3 a 2,35 V/celda, a 25 °C.
- CR23** La vida útil del regulador no debe ser menor a 04 años.

5.9.2 Recomendados

- RR1** La “tensión de reconexión de carga” debe ser 0,17 V/celda (ó 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 IEC 529 o DIN 40050.
- 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 1000 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 1000 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 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 y 5 horas.
- 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 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°C a $+40^{\circ}\text{C}$.
- 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 DC 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 5000 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.

5.10.2 Recomendados.

- RL1** El consumo de los balastos cuando operan sin lámpara debe ser menor que el 20% 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 10000 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.
- RL5** Los difusores, reflectores, cubiertas, etc. (si existen) deben poder desmontarse fácilmente por el usuario, para el reemplazo de las lámparas o para limpieza.

5.10.3 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 Sin perjuicio de la especificación RW1, las mínimas secciones de los cables en cada una de las líneas serán las siguientes:

⇒ del generador fotovoltaico al regulador de carga: 2,5 mm²

⇒ del regulador de carga a las baterías: 4 mm²

CW2 Los cables externos deberán ser aptos para operar a la intemperie según la norma internacional IEC 60811 o la norma nacional peruana.

CW3 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.

CW4 Los terminales de los cables no deben favorecer la corrosión que se produce cuando hay contacto entre dos metales distintos.

CW5 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.

CW6 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.

CW7 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 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.

RW2 Todos los cables deben respetar un código de colores y/o estar debidamente etiquetados.

RW3 Los fusibles deben instalarse preferentemente en las líneas de polaridad positiva.

RW4 Los interruptores deben ser especialmente aptos para CC.

RW5 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 con acceso restringido.
- 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 ó 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 paralelo de baterías diferentes.

CI16 No se permite la conexión en paralelo de baterías nuevas y viejas.

5.12.2 Recomendados

RI1 La batería debería ubicarse en un lugar de fácil acceso (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 presentan los procedimientos para verificar el cumplimiento de las especificaciones técnicas elaboradas con base al Capítulo 3 de esta norma, para, en su caso, 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 Capítulo 3, 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.

El texto corresponde al documento “Procedimientos de Medida de Sistemas fotovoltaicos Domésticos”, del IES, Madrid, Marzo 2003, que fuera presentado en el Perú durante el Taller de Capacitación “Laboratorio de Certificación de Componentes y Sistemas Fotovoltaicos Domésticos (SFD)”, desarrollado por el Proyecto PER/98/G31 “Electrificación Rural a base de Energía fotovoltaica en el Perú”, en los meses de Marzo y Abril de 2003, con el apoyo del IES. Dicho certamen complementó un Taller anterior desarrollado por el Proyecto PER/98/G31 en Mayo de 2001 para la difusión y discusión de los procedimientos descritos en el documento “Norma Técnica Universal para Sistemas Fotovoltaicos Domésticos”, Versión 2, Thermie B: SUP-995-96. Madrid, 1998, Revisión 2001. Conviene resaltar que ambos documentos del IES están íntimamente vinculados, por lo que se ha visto por conveniente que se presenten en la presente propuesta como una norma integrada de configuración y ensayos.

Sobre la base del texto mencionado se ha adaptado alguna terminología técnica de uso en el país y se ha incorporado el procedimiento de Evaluación de la Eficiencia del Sistema propuesto en el “Proyecto de Norma Técnica Nacional, Sistemas fotovoltaicos hasta 500 Wp, Configuración y Método para la determinación de la Eficiencia Energética del Sistema. Lima, Diciembre 2003”.

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, $L(\text{Wh})$
- 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 informe:

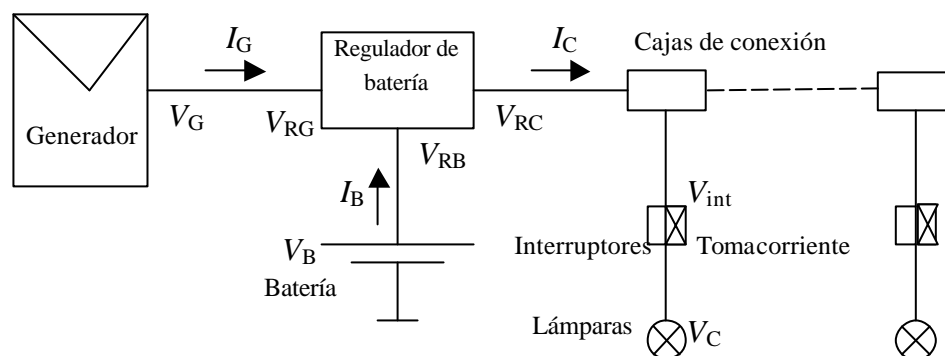


Figura 1: Esquema eléctrico de los Sistemas Fotovoltaicos Domésticos

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 CW1):
 - 2.5 mm^2 del modulo fotovoltaico al regulador de batería.
 - 4.0 mm^2 del regulador de batería a la batería.
- Cables de intemperie (Apartado CW3).

- Protección de los tomacorrientes contra polaridad inversa (Apartado CW8).
- Codificación o etiquetado de los cables (Apartado RW1).
- Interruptores adaptados a DC (Apartado RW3).

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:

$$E_G(\text{Wh}) = I_{GM}^* (\text{A}) V_N(\text{V}) G_{dm}(\mathbf{b})(\text{Wh}/\text{m}^2)/1000(\text{W}/\text{m}^2)$$

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 DC/DC (también denominado seguidor del punto de máxima potencia) coincide con la tensión nominal de la batería, y $G_{dm}(\mathbf{b})$ el promedio de irradiación solar diaria durante el mes con menor radiación solar en el plano de captación, \mathbf{b} , del generador fotovoltaico.

Se corrige, entonces, el consumo diario de energía, $L(\text{Wh})$, con un factor de seguridad F_S^1 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 del acumulador de energía, 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, $Q(\text{Ah})$, 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 $Q \times V_N(\text{Wh})$. 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 $3 < N_{AUT}(\text{días}) < 5$.

¹ 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.

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 fotovoltaico¹. 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 (norma RW5).

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 $I_G = 3$ 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 (norma RW5).

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 (norma RW5).

6.1.4.1 Instrumentación

Fuente de alimentación, multímetro y resistencias.

¹ 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.

6.2 EVALUACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

6.2.1 Nomenclatura y Definiciones

Símbolo	Unidad	Parámetro
b_T	$V \cdot ^\circ C^{-1}$	Coefficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto
ϕ	$^\circ$	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 modulo 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	Ω	Resistencia serie de un módulo fotovoltaico (modelo de 1 exponencial)
$R_{s,est}$	Ω	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
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	$m \cdot s^{-1}$	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⁽¹⁾ 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, $D(0)/G(0) < 0.2$ ⁽²⁾
- 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 $\max\{|\phi|-20^\circ, 0\}$ 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 TC) 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).

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 (Anexo 2).

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.

⁽¹⁾ Esto es, en condiciones reales de operación (irradiancia y temperatura), por contraposición a la caracterización en interior, realizada con simuladores solares.

⁽²⁾ 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.

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 superíndice “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 1 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}^* .

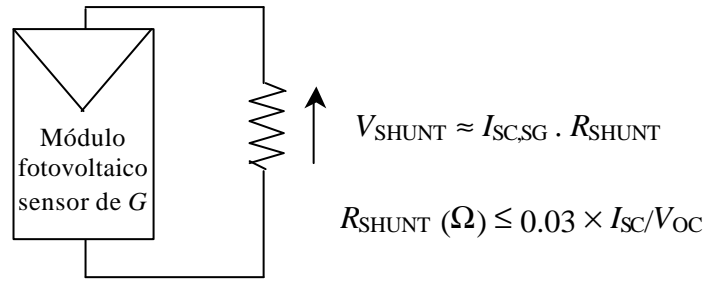


Figura 1: Montaje experimental para la medida de la irradiancia global incidente

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:

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

donde $b_T = 2,3 \text{ mV}/^{\circ}C$ 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 2 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}^* .

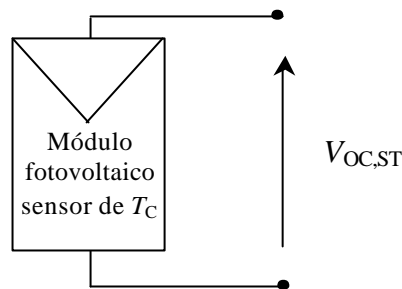


Figura 2. Montaje experimental para la medida de la temperatura de las células

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:

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

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 3).

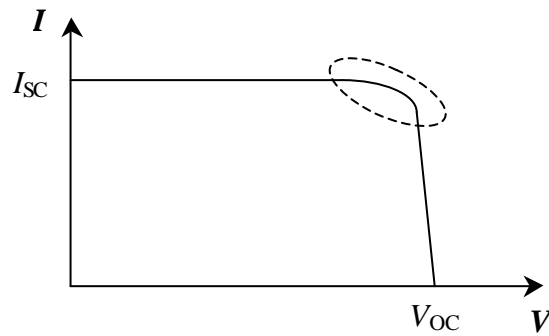


Figura 3. Representación gráfica de la región a explorar para la caracterización del Factor de forma

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 modulo fotovoltaico:

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

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

$$FF_o = \frac{v_{oc} - \ln(v_{oc} + 0.72)}{v_{oc} + 1} \quad (9)$$

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):

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

siendo $V_t(25^\circ C) = 25.68$ 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:

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

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 4 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 R_s^* , 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.

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

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.

$$\text{Resultado: } V_{sel,0}$$

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).

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

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

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

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.

$$\text{Resultado: } R_s^* = R_{s,sel}^*$$

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.

$$\text{Resultado: } FF^*$$

6.2.5.3 Instrumentación

La figura 4 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 Voltios. 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 Voltios (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}^* .

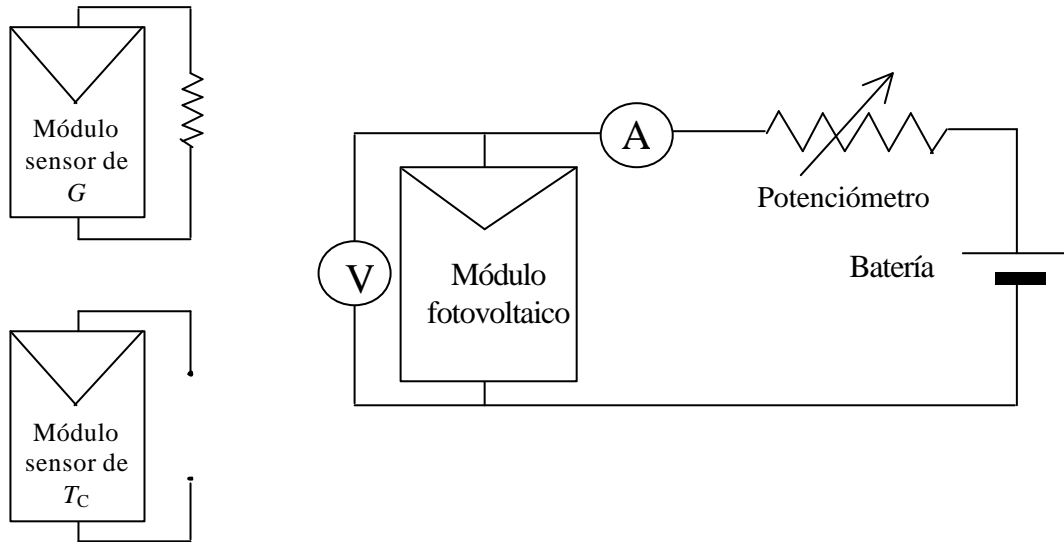


Figura 4: Instrumentación y montaje experimental para la caracterización del Factor de forma

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 informe.

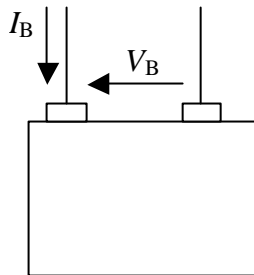


Figura 6: Esquema de la batería

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 $1,25 \text{ g/cm}^3$ (norma 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 (norma CB1).
- La cantidad de electrolito supera los 1,15 litros por 100Ah de 20-horas de capacidad nominal y por célula (norma CB2)
- La batería se suministra debidamente etiquetada (norma 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 amperios-hora (norma 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 del 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 del tensión con el estado de carga (normas CB3, CB5 y RB2).

Las correcciones de la capacidad para los distintos regímenes de descarga cumplen la siguiente fórmula:

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

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 (normas RR5, CR2, CB4, RR1 y RR3).

6.3.4.1 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 del 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.

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

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

El fenómeno de gaseo cumple la fórmula de Tafel:

$$I_{ga}(mA/100A.h) = I_{go} \cdot \exp[C_U \cdot (V_{vaso} - 2.23) + C_T \cdot (T - 20)]$$

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 este documento.

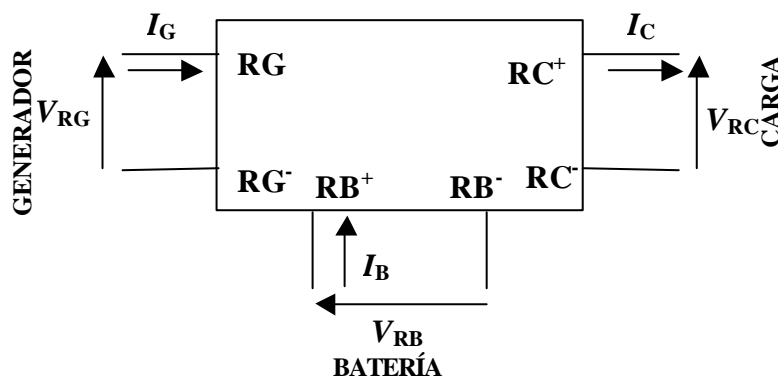


Figura 7: Esquema eléctrico del regulador de carga

Procedimiento 0: Inspección visual

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

Tipo: Paralelo, Serie

Control: 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 cabida para cables de, al menos, 4 mm^2 de sección (norma CR9).
- Se incluyen sistemas de alarma (norma RR2, RR12, RR20 y CR21).
- Se incluye de un sensor de tensión de batería independiente (norma SR1).
- Existe un dispositivo manual de desconexión o reconexión (norma SR3).
- El regulador de carga está correctamente etiquetados (norma CS2).
- Los fusibles de protección son de tipo estándar (fusibles de coche, por ejemplo) (norma RS6).

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 (norma CR9). Sin embargo, son recomendables los valores inferiores al 1% (norma RR11).

Procedimiento 1: Generador fotovoltaico y cargas en posición 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 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 OFF, cargas en posición 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} amperios, 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 (norma 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} , con el generador fotovoltaico en posición 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} amperios, 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 (norma 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 *on/off*, una vez interrumpida la carga de la batería ($I_B = 0$), el 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 (normas CR4, CR5, RR5 y SR4).

Esta evaluación debe realizarse bajo diferentes temperaturas (norma 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 el tensión en el regulador, V_{RB} , hasta que se produce el apagado de la lámpara. Se registra el 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 (normas CB4, CR2 y RR1).

Esta evaluación debe realizarse bajo diferentes temperaturas (norma 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 (normas 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 ($I > 20$ 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 (norma CR14). Verificar que las lámparas no han sufrido daños (norma 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 (norma 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 (norma 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 (norma 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 (norma 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 (norma RR9) y de carga (norma 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 10Ω entre los terminales positivo y negativo del generador del regulador de batería. Comprobar si circula corriente (norma CR13).

Procedimiento 15: Grado de protección (IP)

Inspección visual de la caja del regulador de batería (normas 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 (norma 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.

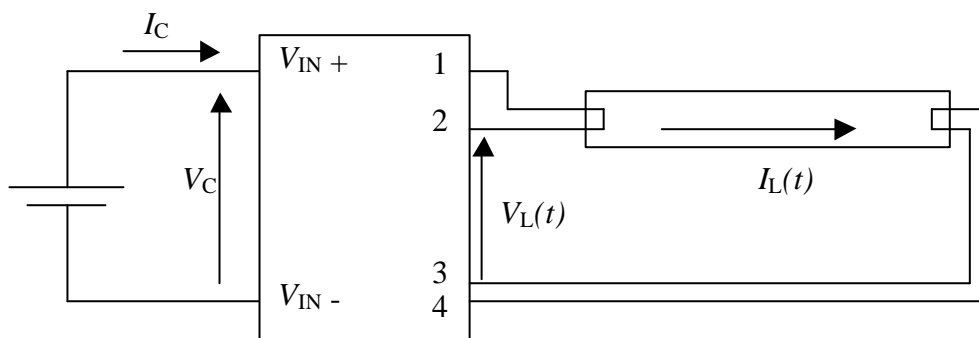


Fig 8: Esquema eléctrico de la luminaria.

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 (CL9)
- Lentes de la lámpara, rejillas de cobertura, etc. (si existen) a prueba de insectos (CL10)
- Lentes de la lámpara, rejillas de cobertura, etc. (si existen) serán fácilmente extraíbles para cambiar los tubos o para su limpieza (CL11)
- El tubo fluorescente será de tipo estándar (CL12)
- Se valorará positivamente la inclusión de un reflector en la lámpara (SL1)
- Las luminarias se suministrarán debidamente etiquetadas (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 (norma CL2). Se valorará positivamente un consumo del balasto inferior al 20% de su potencia nominal (norma 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 (norma CL2).

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 (norma CL2).

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 (norma CL2).

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 (norma CL2).

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) (norma CL3). 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 5000 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 la norma.

Procedimiento 14: Comportamiento luminoso

La luminaria se introduce dentro de una caja negra (tras 1000 ciclos de encendido y apagado de degradación), a una altura de aproximadamente 1,4 metros, y se polariza con un 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 fórmula 1.

$$\text{Flujo luminoso (lm)} = F_n \cdot \text{densidad} \quad (1)$$

donde el valor de F_n se indica en la tabla II, donde h es la altura en cm. para diferentes potencias de lámparas, y donde *densidad* es el valor máximo de la densidad del flujo luminoso, en luxes, 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 III.
Valores de F_n para diferentes potencias de lámparas

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 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 (1000 W.h/m².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:

- Desconectar el módulo, y conectar la carga hasta que el regulador corte la corriente.
- Desconectar la carga y conectar el módulo por un período de 4 horas, midiendo la energía solar que se recibe durante el período.
- Desconectar el módulo y conectar la carga, midiendo el tiempo que transcurre hasta que el regulador corte la corriente.
- 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 1000 Wh/m^2 .