

jueves 22 de febrero de 2007



MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD

REGLAMENTO TÉCNICO

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y
PROCEDIMIENTOS DE EVALUACIÓN
DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO
Y SUS COMPONENTES PARA
ELECTRIFICACIÓN
RURAL

Enero, 2007

NORMAS LEGALES

SEPARATA ESPECIAL

**RESOLUCIÓN DIRECTORAL
N° 003-2007-EM/DGE**

Lima, 12 de febrero de 2007

CONSIDERANDO:

Que, en el Artículo 1° de la Ley 28546, Ley de Promoción y Utilización de Recursos Energéticos Renovables no Convencionales en Zonas Rurales Aisladas y de Frontera del País, publicada el 16 de junio de 2005, establece que dicha Ley tiene por objeto promover el uso de las energías renovables no convencionales para fines de electrificación, con el fin de contribuir al desarrollo integral de las zonas rurales, aisladas y de frontera del país, así como mejorar la calidad de vida de la población rural y proteger el medio ambiente;

Que, en el Artículo 9° de la Ley N° 28546, establece que los sistemas eléctricos a partir de la energía renovable no convencional deberán contar con normas estándares de diseño y construcción que se adecuen a las zonas rurales aisladas y de frontera del país;

Que, en el Artículo 2° de la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural, publicada el 1 de junio de 2006, se declara de necesidad nacional y utilidad pública la electrificación de las zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país;

Que, la Primera Disposición Final de la Ley N° 28749, establece que se debe dar prioridad al aprovechamiento y desarrollo de los recursos energéticos renovables de origen solar, eólico, geotérmico, hidráulico y biomasa existentes en el territorio nacional, así como su empleo para el desarrollo sostenible en las zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país;

Que, en el literal i) del Artículo 37° del Decreto Supremo N° 025-2003, Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, establece que es función de la Dirección General de Electricidad fomentar el aprovechamiento y desarrollo sostenible de los recursos energéticos renovables y no renovables, el uso racional y eficiente de la energía y el desarrollo de nuevas tecnologías para su utilización en los proyectos de electrificación;

Que, es necesario mejorar y ampliar el alcance del Reglamento Técnico "Especificaciones Técnicas y Ensayos de los Componentes de Sistemas Fotovoltaicos Domésticos hasta 500 Wp", aprobado mediante Resolución Directoral N° 030-2005-EM/DGE y publicada el 20 de mayo de 2005 en el Diario Oficial "El Peruano";

Que, la Dirección Ejecutiva de Proyectos ha propuesto la sustitución del Reglamento Técnico mencionado anteriormente por el Reglamento Técnico "Especificaciones Técnicas y Procedimientos de Evaluación del Sistema Fotovoltaico y sus Componentes";

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°.- Sustitúyase el Reglamento Técnico Especificaciones Técnicas y Ensayos de los Componentes de Sistemas Fotovoltaicos Domésticos hasta 500 Wp, por el Reglamento Técnico Especificaciones Técnicas y Procedimientos de Evaluación del Sistema Fotovoltaico y sus Componentes para Electrificación Rural, cuyo texto forma parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 2°.- La presente Resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial "El Peruano" y en la página web del Ministerio de Energía y Minas: www.minem.gob.pe.

Artículo 3°.- La presente Resolución entrará en vigencia a partir del día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

JORGE AGUINAGA DÍAZ
Director General
Dirección General de Electricidad

**MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD**
REGLAMENTO TÉCNICO
**ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y PROCEDIMIENTOS DE EVALUACIÓN
DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO Y SUS COMPONENTES
PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL**
Enero, 2007
ÍNDICE

I.- OBJETIVO	3. Características eléctricas
II.- ALCANCES	4. Funcionamiento en condiciones extremas de operación
III.- APLICACIONES	5. Protecciones
IV.- NORMAS Y DOCUMENTOS DE REFERENCIA	G. REQUISITOS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO
V.- COMPONENTES DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICO	1. Características generales
VI.- INFORMACIÓN GENERAL	2. Características físicas
VII.- ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL SFV Y SUS COMPONENTES	3. Características eléctricas
A. REQUISITOS DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO	4. Funcionamiento en condiciones extremas de operación
1. Características generales	5. Protecciones
2. Características físicas	VIII. PROCEDIMIENTOS DE ENSAYO DEL SFV Y SUS COMPONENTES
3. Protecciones	A. PROCEDIMIENTOS DE EVALUACIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO
4. Características eléctricas	1. Nomenclatura y definiciones
B. REQUISITOS DEL CONTROLADOR DE CARGA	2. Evaluaciones generales
1. Características generales	3. Evaluaciones físicas
2. Características físicas	4. Evaluaciones eléctricas
3. Características eléctricas	4.1. Banco de ensayo
4. Funcionamiento en condiciones extremas de operación	4.1.1. Instrumentos de medición
5. Protecciones	4.1.2. Dispositivos auxiliares
C. REQUISITOS DE LA BATERÍA	4.1.3. Condiciones generales de medición
1. Características generales	4.2. Parámetros eléctricos
2. Características físicas	4.2.1. Medición de la corriente de cortocircuito
3. Características eléctricas	4.2.1.1. Configuración del banco de ensayo
D. REQUISITOS DEL CONVERTIDOR CC/CC	4.2.1.2. Procedimiento
1. Características generales	4.2.2. Medición de la tensión de circuito abierto
2. Características físicas	4.2.2.1. Configuración del banco de ensayo
3. Características eléctricas	4.2.2.2. Procedimiento
4. Funcionamiento en condiciones extremas de operación	4.2.3. Evaluación de la potencia máxima
5. Protecciones	4.2.3.1. Configuración del banco de ensayo
E. REQUISITOS DE LA LUMINARIA EN CC	4.2.3.2. Procedimiento
1. Características generales	B. PROCEDIMIENTOS DE EVALUACIÓN DEL CONTROLADOR DE CARGA
2. Características físicas	1. Evaluaciones generales
3. Características eléctricas	2. Evaluaciones físicas
4. Características luminosas	3. Evaluaciones eléctricas
5. Funcionamiento en condiciones extremas de funcionamiento	3.1. Banco de ensayo
6. Protecciones	
F. REQUISITOS DEL INVERSOR CC/CA	
1. Características generales	
2. Características físicas	



- 3.1.1. Instrumentos de medición
 - 3.1.2. Dispositivos auxiliares
 - 3.1.3. Condiciones generales de medición
 - 3.1.4. Configuración del banco de ensayo
 - 3.2. Parámetros eléctricos
 - 3.2.1. Medición de las tensiones de desconexión y reposición de carga del generador fotovoltaico
 - 3.2.2. Medición de las tensiones de desconexión y reposición del consumo
 - 3.2.3. Medición de la profundidad de descarga
 - 3.2.4. Medición de la caída de tensión
 - 3.2.5. Medición del autoconsumo
 - 3.2.6. Evaluaciones de las interferencias
 - 3.3. Evaluación del funcionamiento en condiciones extremas de operación
 - 3.4. Evaluaciones de las protecciones
- C. PROCEDIMIENTOS DE EVALUACIÓN DE LA BATERÍA**
- 1. Evaluaciones generales
 - 2. Evaluaciones físicas
 - 3. Evaluaciones eléctricas
 - 3.1. Banco de ensayo
 - 3.1.1. Instrumentos de medición
 - 3.1.2. Dispositivos auxiliares
 - 3.1.3. Condiciones generales de medición
 - 3.1.4. Configuración del banco de ensayo
 - 3.2. Parámetros eléctricos
 - 3.2.1. Medición de la carga inicial
 - 3.2.2. Medición de la capacidad estabilizada de la batería
 - 3.2.3. Medición de la autodescarga
- D. PROCEDIMIENTOS DE EVALUACIÓN DEL CONVERTIDOR CC/CC**
- 1. Evaluaciones generales
 - 2. Evaluaciones físicas
 - 3. Evaluaciones eléctricas
 - 3.1. Banco de ensayo
 - 3.1.1. Instrumentos de medición
 - 3.1.2. Dispositivos auxiliares
 - 3.1.3. Condiciones generales de medición
 - 3.1.4. Configuración del banco de ensayo
 - 3.2. Parámetros eléctricos
 - 4. Evaluación de las protecciones
- E. PROCEDIMIENTOS DE EVALUACIÓN DE LA LUMINARIA EN CC**
- 1. Evaluaciones generales
 - 2. Evaluaciones físicas
 - 3. Evaluaciones eléctricas
 - 3.1. Banco de ensayo
 - 3.1.1. Instrumentos de medición
 - 3.1.2. Dispositivos auxiliares
 - 3.1.3. Condiciones generales de medición
 - 3.2. Parámetros eléctricos
 - 3.3. Ciclado
 - 3.3.1. Banco de ensayo
 - 3.3.1.1. Instrumentos de medición
 - 3.3.1.2. Dispositivos auxiliares
 - 3.3.1.3. Configuración del banco de ensayo
 - 3.3.2. Temperatura de las lámparas
 - 3.3.3. Tiempos predeterminados
 - 3.4. Evaluación del flujo luminoso
- 3.4.1. Banco de ensayo
 - 3.4.1.1. Instrumentos de medición
 - 3.4.1.2. Dispositivos auxiliares
 - 3.4.1.3. Configuración del banco de ensayo
 - 3.5. Condiciones extremas de funcionamiento
 - 3.6. Interferencia
 - 3.7. Protección
- F. PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DEL INVERSOR CC/CA**
- 1. Evaluaciones generales
 - 2. Evaluaciones físicas
 - 3. Evaluaciones eléctricas
 - 3.1. Banco de ensayo
 - 3.1.1. Instrumentos de medición
 - 3.1.2. Dispositivos auxiliares
 - 3.1.3. Condiciones generales de medición
 - 3.1.4. Configuración del banco de ensayo
 - 3.2. Parámetros eléctricos
 - 3.2.1. Medición de la eficiencia, distorsión armónica total, variación de la frecuencia y tensión de salida CA, tensiones de desconexión y reposición de las cargas y autoconsumo
 - 3.2.2. Evaluación de la compatibilidad de las cargas
 - 3.2.3. Evaluación de la sobrecorriente
 - 3.2.4. Evaluación de las interferencias
 - 4. Evaluaciones de las protecciones
 - 5. Evaluación del funcionamiento del inversor en condiciones extremas de operación
- G. PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO**
- 1. Evaluaciones generales
 - 2. Evaluaciones físicas
 - 3. Evaluaciones eléctricas
 - 3.1. Banco de ensayo
 - 3.1.1. Instrumentos de medición
 - 3.1.2. Dispositivos auxiliares
 - 3.1.3. Condiciones generales de medición
 - 3.1.4. Configuración del banco de ensayo
 - 3.2. Evaluación del SFV
 - 3.3. Evaluación de las lámparas incandescentes
 - 3.4. Evaluación del funcionamiento de los componentes y accesorios
 - 3.5. Evaluación de interruptores
 - 3.6. Evaluación de cables
 - 4. Evaluación de protecciones
- ANEXO INFORME DE EVALUACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO Y SUS COMPONENTES**
- FICHA TÉCNICA DE EVALUACIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO**
- FICHA TÉCNICA DE EVALUACIÓN DEL CONTROLADOR DE CARGA**
- FICHA TÉCNICA DE EVALUACIÓN DE LA BATERÍA**
- FICHA TÉCNICA DE EVALUACIÓN DEL CONVERTIDOR CC/CC**
- FICHA TÉCNICA DE EVALUACIÓN DE LA LUMINARIA**
- FICHA TÉCNICA DE EVALUACIÓN DEL INVERSOR CC/CA**
- FICHA TÉCNICA DE EVALUACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO**

REGLAMENTO TÉCNICO ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y PROCEDIMIENTOS DE EVALUACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO Y SUS COMPONENTES PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL

I. OBJETIVO

El presente Reglamento establece las especificaciones técnicas y los procedimientos de evaluación que debe cumplir el Sistema Fotovoltaico (SFV) y sus componentes.

II. ALCANCES

Las especificaciones técnicas del presente Reglamento Técnico describen las características mínimas que deben cumplir el SFV y sus componentes, así como los procedimientos para verificar el cumplimiento de éstos. Estas evaluaciones pueden ser realizadas por laboratorios nacionales que cuenten con instrumentos de medición de uso común y dispositivos auxiliares de amplio uso (hornos, refrigeradoras, entre otros).

III. APLICACIONES

El presente Reglamento Técnico se refiere al SFV y sus componentes: módulos fotovoltaicos cristalinos, controladores de carga, baterías de plomo-ácido, convertidores CC/CC, luminarias con fluorescente recto o PL e inversores CC/CA.

El presente Reglamento Técnico es de uso obligatorio para los Proyectos de Electrificación Rural que se desarrollen en el marco de la Ley 28749, Ley General de Electrificación Rural, y de la Ley 28546, Ley de Promoción y Utilización de Recursos Energéticos Renovables no Convencionales en Zonas Rurales, Aisladas y de Frontera del País. En este sentido, en el presente Reglamento Técnico, se hace mención a las expresiones "Solicitado" y "Especificado" para referirse al valor o rango de valores que se indica en el Reglamento Técnico, términos de referencia, orden de compra, o similar.

En general, los SFV son generalmente utilizados para la electrificación de viviendas y servicios comunales (postas médicas, centros comunales, escuelas, entre otros) en zonas rurales; para atender demandas de electricidad en corriente continua - CC (TV en B/N, radios, entre otros) y/o demandas de electricidad en corriente alterna - CA (TV a color, reproductores de video, conservadoras, pequeños motores, computadoras, entre otros).

Toda vez que la mayoría de las instalaciones de SFV se ejecuten a 12 VCC, se ha considerado conveniente usar esta tensión como referencia para la elaboración del presente Reglamento Técnico. En el caso que el sistema funcione a una tensión nominal diferente, se debe realizar las adecuaciones correspondientes a las tensiones colocadas en cada caso.

IV. NORMAS Y DOCUMENTOS DE REFERENCIA

A continuación se mencionan las principales normas y documentos de referencia que han sido consultados para la elaboración del presente Reglamento.

- IEC-61215. Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre. Calificación de diseño y aprobación de tipo.
- IEEE-Standard 1262. Recommended Practices for Qualification of Photovoltaic (PV) modules, April, 1996.
- IEC 60529. Degrees of protection provided by enclosures (IP-code).
- DIN 40050. Road vehicles: degrees of protection (IP-code).
- IEC 60811 "Métodos de ensayo comunes para materiales de aislamiento y cubierta de cables eléctricos".

- Universal Technical Standard for Solar Home Systems. Thermie B SUP 995-96, EC-DGXVII, 1998.
- Programa Brasileiro de Etiquetagem. Teste operacional de disponibilidade energética de sistemas fotovoltaicos de geração de energia elétrica. 2004.
- Salazar, Ivo. Procedimentos de qualificação e aceitação de componentes de sistemas fotovoltaicos domiciliares. Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia. Universidade de São Paulo. 2004.

V. COMPONENTES DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Según la configuración, los SFV pueden estar compuestos por los siguientes componentes:

- Un generador fotovoltaico compuesto por uno o más módulos fotovoltaicos.
- Un soporte para el generador fotovoltaico.
- Un banco de baterías de plomo-ácido compuesto por una o más baterías.
- Uno o más controladores de carga.
- Un convertidor CC/CC.
- Un inversor CC/CA.
- Luminaria en CC u otras cargas de consumo en CC o CA.
- Accesorios (cables, interruptores, cajas de conexión, tableros de conexión, caja de baterías, soporte de módulos, entre otros).

VI. INFORMACIÓN GENERAL

Las características del SFV y su funcionamiento dependen de las características del medio donde operará, del régimen de consumo eléctrico, entre otros. Por ello, a modo de orientación será importante, en primer lugar, definir las características climáticas y geográficas donde se instalará el sistema y, en segundo lugar, definir la capacidad del sistema y de cada uno de sus componentes.

En general, se sugiere que los SFV se destinen a lugares que tengan una climatología y geografía similar, a fin de especificar adecuadamente los SFV, sin necesidad de sobredimensionarlos y por ende obtener una reducción de costos. En el caso que se desconozca el lugar de destino final, debe tomarse en cuenta las condiciones extremas del área donde se intervendrá o en el caso extremo usar las siguientes condiciones generales:

- Irradiancia solar mínima mensual anual : 3,5 kWh/m²-día
- Irradiancia solar instantánea máxima anual : 1 200 W/m²
- Humedad relativa : 90 %
- Rango de temperaturas ambiente : -10 °C a 45 °C
- Velocidad máxima del viento : 120 km/h
- Altura : 5 000 m.s.n.m

A fin de poder realizar un control de las características generales del sistema durante la lectura del Reglamento Técnico, se recomienda llenar la ficha que aparece en la Tabla Nº 1.

Tabla Nº 1. Características Generales del Sistema Fotovoltaico y del Medio

Descripción	CARGAS				Observaciones
	Potencia nominal (W)	Cantidad (Unid.)	Horas de funcionamiento	Corriente nominal (CC o CA)	
Luminarias				CC	
Carga 2					
Carga 3					
Carga "n"					

SFV					
Descripción	Capacidad nominal	Unidad	Cantidad	Tensión nominal	Observaciones
Módulo FV					
Controlador de carga					
Batería					
Convertidor CC/CC					
Inversor CC/CA					
MEDIO					
Descripción					
Irradiancia solar mínima mensual anual (kWh/m ² -día)					
Irradiancia solar máxima anual					
Temperatura máxima (°C)					
Temperatura mínima (°C)					
Humedad relativa máxima (%)					
Altura (msnm)					

VII. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL SFV Y SUS COMPONENTES

Las especificaciones referidas al SFV y sus componentes se han agrupado, principalmente, en cinco grupos genéricos:

- **Generales**, especificaciones relacionadas con las informaciones técnicas que deben acompañar a cada componente.
- **Físicas**, especificaciones destinadas a facilitar las actividades de instalación y mantenimiento, así como para garantizar un mínimo de acabado y las características específicas de los materiales usados en la fabricación de los componentes.
- **Eléctricas**, especificaciones que procuran garantizar que los SFV y sus componentes funcionen adecuadamente por un tiempo determinado.
- **Funcionamiento en condiciones extremas de operación**, especificaciones destinadas a garantizar el funcionamiento de los componentes en eventuales condiciones críticas.
- **Protecciones**, especificaciones destinadas a proteger un componente, o más en casos fortuitos.

A. REQUISITOS DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

1. Características generales

- MFV-CG-1. Debe estar certificado de acuerdo a la norma internacional IEC-61215 "Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre. Calificación del diseño y aprobación de tipo", IEEE-1262 "Recommended Practice for Qualification of Photovoltaic (PV) Modules" o equivalente.
- MFV-CG-2. Debe tener un certificado de garantía del fabricante sobre la potencia pico del módulo fotovoltaico. Debe indicarse en el certificado la marca, modelo y potencia pico del módulo y el tiempo de garantía.
- MFV-CG-3. Debe estar acompañado, como mínimo, por su cartilla de especificaciones técnicas, de uso, por las Curvas Corriente vs Tensión para 500, 600, 700, 800, 900 y 1000 W/m² de irradiancia solar, para temperaturas ambiente de 40 °C, 30 °C y 20 °C, y velocidad del viento de 1 m/s y la curva o factor de reducción de capacidad por envejecimiento.
- MFV-CG-4. Debe estar debidamente etiquetado. La etiqueta debe estar pegada firmemente o impresa sobre la superficie inferior del módulo fotovoltaico. En ella debe constar: la marca, modelo, número de serie, denominación comercial (si tuviera), fecha de fabricación, tipo de

módulo, tensión nominal, potencia máxima en watt pico (Wp) a CEM¹, temperatura normal de operación de la célula, tensión máxima en CEM, corriente máxima en CEM, tensión de circuito abierto en CEM, corriente de cortocircuito en CEM.

2. Características físicas

- MFV-CF-1. Tener un mínimo de 33 células fotovoltaicas, si el módulo se instala en localidades de la sierra y 36 células fotovoltaicas, si el módulo se instala en localidades de la costa o amazonía.
- MFV-CF-3. En el caso que el módulo fotovoltaico cuente con un marco, este debe ser de aluminio anodizado y rígido. La fijación del módulo fotovoltaico a su soporte sólo podrá realizarse mediante elementos mecánicos (tornillos, tuercas, arandelas, etc.).
- MFV-CF-4. Verificar que no se presenten en el módulo fotovoltaico los siguientes defectos visibles:
- Células rotas o agrietadas.
 - Células desalineadas.
 - Restos notables de la metalización en la cara frontal de las células.
 - Impurezas en el laminado.
 - Burbujas en el encapsulado.
 - Rotura del vidrio frontal.
 - Rotura de la cinta de conexión.
 - Ilegibilidad o borrado de la etiqueta.
 - Módulo sucio con manchas de silicona o encapsulante.
 - Tedlar dañado o perforado.
 - Caja de conexiones rota o con desprendimiento total o parcial.
 - Intersticios en la unión entre el marco de aluminio anodizado y el módulo fotovoltaico, donde puedan ingresar agua o elementos extraños.

3. Protecciones

- MFV-P-1. La caja de conexión debe estar firmemente unida al módulo y contar con dos diodos de "by pass". Las entradas y salidas de los cables deben estar provistos con prensaestopas para lograr una efectiva hermeticidad. El índice de protección (IP) mínimo, luego de instalados los cables y prensaestopas correspondientes, debe ser IP54.
- MFV-P-2. Los módulos fotovoltaicos deben tener dos diodos de "by pass".

4. Características eléctricas

- MFV-CE-1. La potencia pico (Wp) del módulo fotovoltaico debe ser declarado en CEM.
- MFV-CE-2. La potencia pico (Wp) del módulo fotovoltaico después de 20 años de operación, no debe ser inferior al 20 % de su potencia inicial.

¹ Condición Estándar de Medición: Irradiancia solar de 1 000 W/m², temperatura de célula de 25 °C y masa de aire AM 1,5

MFV-CE-3. 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/m^2 , $V_{\text{MAX}}(T_{\text{MAX}})$ debe estar comprendida en el rango de 14,5 V a 15,0 V.

B. REQUISITOS DEL CONTROLADOR DE CARGA

1. Características generales

C-CG-1. Debe estar debidamente etiquetado, con indicaciones mínimas como el nombre del fabricante, modelo, número de serie, denominación comercial (si tuviera), capacidad en amperes del lado del generador fotovoltaico y del consumo y la tensión nominal de operación.

C-CG-2. Debe estar acompañado por la siguiente documentación: cartilla de especificaciones técnicas (las presentadas en la etiqueta, las tensiones de desconexión y reposición de carga del generador fotovoltaico, las tensiones de desconexión y reposición del consumo, el factor de corrección de tensión por temperatura, diagrama eléctrico especificando claramente las polaridades y los terminales correspondientes a cada componente, tipo de controlador y explicación detallada de la información visual que entrega el controlador), de instalación, de operación y mantenimiento, de seguridad personal y los certificados de garantía solicitados.

C-CG-3. Debe funcionar bajo las condiciones climáticas y geográficas de la región donde será instalado el SFV sin presentar ninguna deficiencia de funcionamiento. Las características técnicas del controlador en esas condiciones deben ser iguales o superiores a las solicitadas.

C-CG-4. La vida útil del controlador no debe ser menor a 10 años.

2. Características físicas

C-CF-1. La superficie del controlador de carga debe ser de material inoxidable o, en su defecto, arenado y pintado al horno, con doble base anticorrosiva (epóxica) o similar.

C-CF-2. Los terminales del controlador deben ser de fácil acceso, estar claramente indicados sus polaridades y el componente a ser conectado. Esta señalización debe ser concordante con la presentada en el diagrama eléctrico.

C-CF-3. El fusible debe ser fácilmente cambiable, sin requerir el uso de herramientas y sin necesidad de destapar el controlador. El postafusible debe estar firmemente unido al controlador, permitir el acceso con facilidad al fusible, su posición debe estar claramente identificada, así como, su capacidad en amperes.

C-CF-4. Todos los terminales, tuercas, arandelas y demás elementos accesorios deben ser de material inoxidable.

3. Características eléctricas

C-CE-1. La "Tensión de desconexión del consumo" debe corresponder al valor de la profundidad de descarga máxima (PD_{MAX}) y la tasa de descarga

especificada. La PD_{MAX} no debe exceder los valores que figuran en la siguiente tabla:

Tipo de Batería	PD_{MAX} (%)
Tubular	80
SLI:	
- Clásica	40
- Modificada	50
- Bajo mantenimiento	20

C-CE-2. La "tensión de reposición del consumo" debe ser 0,8 V a 1 V superior a la "tensión de desconexión del consumo".

C-CE-3. La "tensión de alarma por proximidad de desconexión del consumo" no debe ser mayor a 0,5 V ni menor a 0,2 V en relación a la "tensión de desconexión del consumo".

C-CE-4. La "tensión de desconexión de carga" para los controladores de carga tipo on/off debe estar en el rango de 14,2 V y 14,5 V a 25 °C, y para el tipo PWM en el rango de 13,8 V y 14,1 V a 25 °C .

C-CE-5. La "tensión de reposición de carga" para los controladores on/off debe ser 0,8 V a 1 V menor a la "Tensión de desconexión de carga", si el controlador usa relés electromecánicos, la reposición de las cargas debe ser realizada solamente después de transcurrido, por lo menos, 1 minuto.

C-CE-6. Las tensiones no deben modificarse en más de 1 % producto de la variación de la corriente.

C-CE-7. Las caídas internas de tensión entre cualquiera de los terminales del controlador deben ser de 4 %, como máximo, para cualquier condición de funcionamiento solicitado.

C-CE-8. El autoconsumo del controlador en cualquier condición climática, geográfica y de funcionamiento solicitado no debe exceder el dos por mil (2 %) de su capacidad nominal de carga (lado del generador fotovoltaico) en amperes.

C-CE-9. Debe contar con un dispositivo automático para cambiar las tensiones de desconexión y la reposición de carga, producto del cambio de la temperatura ambiente. El factor de corrección debe estar entre -18 mV/°C y -30 mV/°C. En ningún caso el controlador debe hacer esta corrección para las tensiones asociadas al consumo.

C-CE-10. No debe producir ruido o interferencias en otros componentes, en las cargas de consumo, especialmente en aparatos de recepción o emisión de señales a una distancia de más de 50 cm .

C-CE-11. Debe ser automático. Opcionalmente el dispositivo de información visual podrá ser apagado o encendido manualmente. La información mínima proporcionada por el controlador debe ser la siguiente:

- indicación de entrega de corriente por el generador fotovoltaico
- estado de carga referencial de la batería
- alarma por proximidad de desconexión del consumo
- alarma por desconexión del consumo



4. Funcionamiento en condiciones extremas de operación

C-FCEO-1. Debe funcionar en cualquier condición de batería desconectada, es decir, el generador fotovoltaico (generando) y las cargas de consumo encendidas o apagadas, garantizando una tensión de salida a las cargas no mayor de 1,25 veces la tensión nominal del sistema.

C-FCEO-2. Debe funcionar, sin presentar ninguna deficiencia, para la menor y mayor temperatura de la región donde será instalado. Las características técnicas del controlador en esas condiciones deben ser iguales o superiores a las solicitadas.

5. Protecciones

C-P-1. La caja del controlador debe poseer, como mínimo, un índice de protección:

- IP 61 al instalar en regiones costeñas o andinas que no superen los 2300 msnm.
- IP 43 para las regiones con alturas superiores a los 2 300 msnm.
- IP 53 cuando sean instalados en regiones amazónicas o en ceja de selva que no superen los 2300 msnm.

Opcionalmente, el controlador podrá ser instalado en una caja certificada con el índice de protección correspondiente a cada caso. El volumen mínimo de esta caja debe ser equivalente a 2 veces al volumen del controlador. La instalación del controlador debe realizarse en el centro de la pared posterior de la caja, dejando espacios suficientes (mínimo 3 cm) a cada lado del controlador.

En el caso que se quiera usar la caja certificada para incorporar otros componentes, las distancias mínimas entre componentes y paredes laterales debe ser de 3 cm .

C-P-2. De no contar el controlador con una protección electrónica, este debe ser protegido mediante fusibles.

C-P-3. Debe contar con protecciones contra corrientes inversas.

C-P-4. Debe estar protegido contra inversiones de polaridad en cualquier línea (generador fotovoltaico, batería y consumo).

C-P-5. Debe contar con protecciones contra cortocircuito en las líneas de consumo y de batería.

C-P-6. Debe estar protegido contra sobrecargas.

C. REQUISITOS DE LA BATERÍA

1. Características generales

B-CG-1 Debe estar debidamente etiquetada. La etiqueta debe estar pegada firmemente o impresa sobre la superficie (lateral o superior) de la batería. Debe constar en ella la marca, modelo, número de serie, denominación comercial (si tuviera), fecha de fabricación, tensión nominal y capacidad en A.h para una determinada cantidad de horas de la descarga que también debe ser indicada.

B-CG-2 Debe estar acompañada de su cartilla de especificaciones técnicas, de operación y mantenimiento, de instalación y los certificados de garantía solicitados. Las especificaciones deben incluir las informaciones presentadas en la etiqueta, la densidad del electrolito, las curvas de carga y descarga para distintos números de horas, como mínimo para 10, 20 y 100 horas.

B-CG-3. La batería debe funcionar bajo las condiciones climáticas y geográficas de la región donde será instalado el SFV, sin presentar ninguna deficiencia de funcionamiento. Las características técnicas de la batería en esas condiciones deben ser igual o superior a las solicitadas.

2. Características físicas

B-CF-1. Debe contar con algún dispositivo de fijación como parte integral de la caja de la batería que facilite el transporte de la batería con seguridad.

B-CF-2. La polaridad debe estar señalizada sobre la caja de la batería al lado de cada terminal mediante una impresión en bajo o alto relieve con las siguientes simbologías, "+" para la polaridad positiva y "-" para la polaridad negativa.

B-CF-3. Los terminales de la batería deben ser fijados a los cables mediante pernos, los cuales deben ser entregados con sus respectivas arandelas y tuercas.

B-CF-4. Las tapas de la batería deben poder ser retiradas manualmente sin mayores dificultades y sin necesidad de herramientas.

B-CF-5. Al estar la batería completamente cargada, la densidad del electrolito debe estar entre 1,20 g/cm³ y 1,229 g/cm³ en regiones con temperaturas promedio superiores a 30 °C, 1,23 g/cm³ y 1,25 g/cm³ en regiones con temperaturas promedio que se encuentren entre 15 °C y 30 °C y 1,26 g/cm³ y 1,28 g/cm³ en regiones con temperaturas promedio inferiores a 15 °C .

B-CF-6. Todos los terminales, tuercas, arandelas y demás elementos accesorios deben ser de material inoxidable

3. Características eléctricas

B-CE-1. Debe tener la capacidad solicitada, en Ah, en las horas de descarga solicitadas a 25 °C con un factor de corrección de la capacidad por temperatura de 1% / °C . La capacidad medida no debe ser menor al 5 % ni mayor al 20 % de la capacidad solicitada.

B-CE-2. Estando la batería completamente cargada, su capacidad no debe disminuir por efecto de autodescarga, en un lapso de un mes en más de 6 % en regiones con temperaturas promedio superiores a 30 °C, 8 % en regiones con temperaturas promedio que se encuentren entre 15 °C y 30 °C y 3 % en regiones con temperaturas promedio inferiores a 15 °C .

B-CE-3. La capacidad inicial de la batería debe ser igual o mayor al 80 % de su capacidad nominal.

- B-CE-4. La batería después de, por lo menos, 300 ciclos, a la profundidad de descarga máxima solicitada y a la temperatura de 25 °C, debe tener una capacidad superior al 80 % de su capacidad nominal.

D. REQUISITOS DEL CONVERTIDOR CC/CC

1. Características generales

- CV-CG-1. Debe estar etiquetado. La etiqueta debe estar localizada sobre la superficie del convertidor CC/CC, conteniendo la siguiente información: nombre del fabricante, modelo, denominación comercial (si tuviera), tensión de entrada, tensiones de salida y capacidad.
- CV-CG-2. Debe estar acompañado por la siguiente documentación: cartilla de especificaciones técnicas (las indicadas en la etiqueta y sus protecciones), de instalación, operación y mantenimiento y los certificados de garantía solicitados.
- CV-CG-3. El tiempo de vida de los convertidores CC/CC debe ser superior a 5 años.
- CV-CG-4. El convertidor debe funcionar bajo las condiciones climáticas y geográficas de la región donde será instalado el SFV sin presentar ninguna deficiencia de funcionamiento. Las características técnicas del convertidor en esas condiciones deben ser iguales o superiores a las solicitadas.

2. Características físicas

- CV-CF-1. Todos los terminales del convertidor, deben permitir una fácil conexión de cables de, por lo menos, 2,5 mm² de sección.
- CV-CF-2. Debe ser de estado sólido o de resistencia de divisores de tensión.
- CV-CF-3. La selección de las tensiones debe realizarse mediante la presión de interruptores o el giro de una perilla.
- CV-CF-4. Los terminales del convertidor deben ser de fácil acceso y sus polaridades y el componente a ser conectado estar claramente indicados. Esta señalización debe ser concordante con la presentada en el diagrama eléctrico.
- CV-CF-5. De no poseer el convertidor una protección electrónica, ésta debe ser garantizada mediante fusibles. Para ello, el portafusible del convertidor debe permitir un fácil acceso al fusible, cuya ubicación y capacidad en amperes debe estar claramente identificada. El fusible debe ser fácilmente cambiabile, sin requerir el uso de herramientas y sin necesidad de destapar el controlador. El portafusible debe estar firmemente unido al convertidor.
- CV-CF-6. La superficie del convertidor debe ser de material inoxidable o en su defecto arenado y pintados al horno, con doble base anticorrosiva (epóxica) o similar.
- CV-CF-7. Los terminales de conexión del convertidor deben indicar claramente el componente a conectar y su respectiva polaridad.
- CV-CF-8. Todos los terminales, tuercas, arandelas y demás elementos accesorios deben ser de material inoxidable.

3. Características eléctricas

- CV-CE-1. Debe funcionar con una tensión de entrada entre 11,0 V y 15,0 V .
- CV-CE-2. El convertidor debe suministrar tensiones de salida, como mínimo, de 9,0 V, 6,0 V y 3,0 V .
- CV-CE-3. El autoconsumo del convertidor, en cualquier condición de funcionamiento solicitado, no debe exceder los 10 mA .
- CV-CE-4. Debe resistir sin presentar daños al circular una corriente equivalente a la solicitada durante 1 hora en cualquier condición climática o geográfica solicitada.
- CV-CE-5. No debe producir ruidos o interferencias en otros componentes o en otras cargas de consumo, especialmente en aparatos de recepción o emisión de señales a más de 50 cm .

4. Funcionamiento en condiciones extremas de operación

- CV- FCEO-1. Debe funcionar, sin presentar ninguna deficiencia, para la menor y mayor temperatura de la región donde será instalado. Las características técnicas del controlador en esas condiciones deben ser iguales o superiores a las solicitadas.

5. Protecciones

- CV-P-1. Debe estar protegido contra sobrecargas.
- CV-P-2. Debe estar protegido contra una inversión de polaridad, tanto en la línea del controlador como en la del consumo.
- CV-P-4. Debe estar protegido contra cortocircuitos.
- CV-P-3. La caja del convertidor debe poseer, como mínimo, un índice de protección:
- IP 61 al instalar en regiones costeras o andinas que no superen los 2 300 msnm.
 - IP 43 para las regiones con alturas superiores a los 2 300 msnm.
 - IP 53 cuando sean instalados en regiones amazónicas o en ceja de selva que no superen los 2300 msnm.

Opcionalmente, el convertidor podrá ser instalado en una caja certificada con el índice de protección correspondiente a cada caso. El volumen mínimo de esta caja debe ser equivalente a 2 veces al volumen del convertidor. La instalación del convertidor debe realizarse en el centro de la pared posterior de la caja, dejando espacios suficientes (mínimo 3 cm) a cada lado del convertidor.

En el caso que se quiera usar la caja certificada para incorporar otros componentes, las distancias mínimas entre componentes y paredes laterales debe ser de 3 cm .

E. REQUISITOS DE LA LUMINARIA EN CC

1. Características generales

- L-CG-1. La luminaria debe estar debidamente etiquetada. La etiqueta debe estar



ubicada sobre la superficie de la luminaria y conteniendo la siguiente información: nombre del fabricante, modelo, denominación comercial (si tuviera), tensión de entrada, potencias del reactor y de la lámpara y el flujo luminoso.

- L-CG-2. Cada luminaria debe estar acompañada por la siguiente documentación: cartilla de especificaciones técnicas (las presentadas en la etiqueta y sus protecciones), de instalación, operación y mantenimiento, de seguridad personal y los certificados de garantía solicitados.
- L-CG-3. En el caso que la luminaria posea un tubo fluorescente recto o del tipo PL, éstos deben estar comercialmente disponibles en las cercanías del lugar de la instalación.
- L-CG-4. La luminaria debe funcionar bajo las condiciones climáticas y geográficas de la región donde será instalado el SFV sin presentar ninguna deficiencia de funcionamiento. Las características técnicas de la luminaria en esas condiciones deben ser iguales o superiores a las solicitadas.

2. Características físicas

- L-CF-1. La polaridad de los terminales o de los cables de conexión debe estar claramente identificada sobre la superficie de la luminaria.
- L-CF-2. En el caso de que la luminaria posea un fluorescente recto o del tipo PL, ésta debe ser desmontable. Una vez desmontada, debe ser posible identificar, por separado y como mínimo, la cubierta (si tuviera), la estructura metálica (incluido el reflector), el balasto y la lámpara. El retiro de la cubierta y de la lámpara debe ser de forma manual y de manera fácil, sin uso de herramientas.
- L-CF-3. La superficie debe ser de material resistente a la oxidación o en su defecto arenado y pintado al horno, con doble base anticorrosiva (epóxica).
- L-CF-4. El proceso de limpieza de la luminaria no debe presentar peligro de causar heridas ni de desprendimiento de la pintura o material de la cubierta.
- L-CF-5. La forma de la luminaria debe permitir una instalación fácil.
- L-CF-6. Los electrodos de las lámparas no deben estar conectados a los elementos de fijación (regletas, etc.) de las luminarias.
- L-CF-7. Los difusores, reflectores, cubiertas, etc. (si existen) deben poder desmontarse fácilmente por el usuario, para el reemplazo de las lámparas o para limpieza.
- L-CF-8. Los terminales de la luminaria deben ser de fácil acceso y sus polaridades estar indicadas. Esta señalización debe ser concordante con la presentada en el diagrama eléctrico.
- L-CF-9. Todos los terminales, tuercas, arandelas y demás elementos accesorios deben ser de material inoxidable

3. Características eléctricas

- L-CE-1. El balasto debe asegurar un encendido seguro y regulado en el rango de tensiones de 11,0 V a 15,0 V para cualquier condición de operación especificada.
- L-CE-2. No debe producir ningún tipo de ruido o interferencia en otros componentes o cargas de consumo especialmente en aparatos de recepción o emisión de señales a más de 1,0 m en todo el rango de tensiones de 11,0 a 15,0 V y bajo cualquier condición de funcionamiento solicitado.
- L-CE-3. La temperatura en la superficie de la luminaria, próximo al balasto, debe ser inferior a los 50 °C .
- L-CE-4. La potencia CC mínima requerida en la entrada del balasto debe ser, como mínimo, el 90 % del valor nominal de la lámpara a la tensión nominal del balasto.
- L-CE-5. El número de ciclos de la luminaria debe ser superior a 5 000 ciclos para la menor temperatura especificada. La degradación de sus características eléctricas no debe ser mayor a 5 % al alcanzar los 5 000 ciclos.
- L-CE-6. El consumo de la luminaria con tubos fluorescente rectos o del tipo PL al operar sin su lámpara fluorescente, debe ser menor al 20 % de su consumo nominal a su tensión nominal.

4. Características luminosas

- L-CL-1. El rendimiento lumínico del conjunto balasto-lámpara fluorescente debe ser como mínimo 35 lum/W a una tensión de 12 V .

5. Funcionamiento en condiciones extremas de operación

- L-FCEO-1. Debe funcionar, sin presentar ninguna deficiencia, para la menor y mayor temperatura de la región donde será instalado. Las características técnicas de la luminaria en esas condiciones deben ser iguales o superiores a las solicitadas.

6. Protecciones

- LP-1. Debe estar protegida contra inversiones de polaridad.
- LP-2. Debe funcionar por tiempo indeterminado sin lámpara.
- LP-3. Debe funcionar por tiempo indeterminado con la lámpara quemada.
- LP-4. La luminaria debe poseer, como mínimo, un índice de protección:
- IP 61 para regiones costeras o andinas que no superen los 2300 msnm.
 - IP 43 para las regiones con alturas superiores a los 2 300 msnm.
 - IP 53 para regiones amazónicas o en ceja de selva que no superen los 2300 msnm.

F. REQUISITOS DEL INVERSOR CC/CA

1. Características generales

- I-CG-1. Debe estar debidamente etiquetado. La etiqueta debe estar localizada sobre la superficie del inversor y conteniendo la siguiente información: nombre del fabricante, modelo, número de serie, denominación comercial (si tuviera), tensión de entrada, tensión de salida, potencia nominal y el diagrama eléctrico, el cual debe mostrar claramente la localización de los terminales para hacer las conexiones en corriente continua y alterna.
- I-CG-2. El inversor debe estar acompañado por su cartilla de especificaciones técnicas (las presentadas en la etiqueta, eficiencia eléctrica para cargas parciales, autoconsumo, corriente pico, tensión de desconexión de las cargas, tensión de reposición de las cargas y protecciones), de instalación, de operación y mantenimiento, de seguridad personal y los certificados de garantía solicitados.
- I-CG-3. Debe funcionar bajo las condiciones climáticas y geográficas de la región donde será instalado el SFV, sin presentar ninguna deficiencia de funcionamiento. Las características del inversor en estas condiciones deben ser iguales o superiores a lo solicitado.

2. Características físicas

- I-CF-1. La superficie del inversor debe ser de material inoxidable o, en su defecto, arenado y pintados al horno, con doble base anticorrosiva (epóxica) o similar.
- I-CF-2. La polaridad de los terminales del lado CC y CA deben estar identificados claramente sobre la superficie del inversor.
- I-CF-3. En el caso que el inversor sea protegido mediante fusibles o elementos similares, la localización del fusible debe estar claramente identificada. El fusible o elemento similar debe poder ser cambiado por el usuario de forma simple, sin necesidad de abrir el inversor o del uso de herramientas.
- I-CF-4. De no poseer el inversor una protección electrónica, ésta debe ser garantizada mediante fusibles. Para ello, el portafusible del inversor debe permitir un fácil acceso al fusible, cuya ubicación y capacidad en amperes debe estar claramente identificada. El fusible debe ser fácilmente cambiable, sin requerir el uso de herramientas y sin necesidad de destapar el controlador. El portafusible debe estar firmemente unido al inversor.
- I-CF-5. Se debe tener acceso a la placa electrónica del inversor, debiendo ser posible identificar sus dispositivos a fin de que pueda ser reparado localmente. De ninguna manera debe encontrarse sellado o su placa o dispositivos cubiertos con algún material.
- I-CF-6. El encendido del inversor podrá ser automático o manual. En cualquier caso, el inversor debe contar con un interruptor para el encendido o apagado del equipo.
- I-CF-7. Todos los terminales, tuercas, arandelas y demás elementos accesorios deben ser de material inoxidable.

3. Características eléctricas

- I-CE-1. La distorsión armónica total en tensión del inversor debe ser inferior a 5 % en relación a la tensión fundamental RMS de la forma de onda para cualquier factor de carga y para todo el rango de tensiones de entrada de 11,4 V a 13,5 V.
- I-CE-2. El autoconsumo del inversor en modo de espera o en vacío, debe ser menor que 3 % de la potencia de consumo nominal del inversor para cualquier factor de carga y para todo el rango tensiones de entrada de 11,0 V a 13,5 V .
- I-CE-3. Debe tener una eficiencia superior al 80 % para factores de carga entre 15% y 90 % para todo el rango de tensiones de entrada de 11,4 V a 13,5 V para cualquier condición de funcionamiento solicitado.
- I-CE-4. La tensión de salida en corriente alterna se debe mantener entre $\pm 10\%$ del valor nominal, para cualquier factor de carga y para todo el rango de tensiones de entrada de 11,4 V a 13,5 V .
- I-CE-5. La frecuencia nominal se debe mantener entre $\pm 5\%$ del valor nominal para cualquier factor de carga y para todo el rango de tensiones de entrada de 11,4 V a 13,5 V .
- I-CE-6. La tensión de desconexión del consumo debe ser mayor a 11,4 V y menor a 11,7 V .
- I-CE-7. La tensión de alarma por corte inminente del consumo debe estar entre 11,82 V y 12,0 V .
- I-CE-8. La tensión de reposición del consumo debe estar entre 13,5 V y 13,8 V .
- I-CE-9. La información visual proporcionada por el inversor debe ser clara, la misma que puede darse mediante señales luminosas, digitales o analógicas. El inversor debe proporcionar como información mínima la siguiente: tensión o estado de carga de la batería referencial, señal de alarma por proximidad de desconexión de las cargas y desconexión del consumo.
- I-CE-10. Debe ser compatible con las cargas a ser conectadas a este, tanto parcialmente como en conjunto.
- I-CE-11. Debe entregar hasta 6 veces su corriente nominal al momento de encender una o más cargas para todo el rango de factores de carga desde que la batería o el conjunto de éstas tengan una tensión igual o superior a 13,0 V .
- I-CE-12. No debe producir ruido o interferencias en otros componentes o en las cargas de consumo, especialmente en aparatos de recepción o emisión de señales a una distancia de más de 3 metros.

4. Funcionamiento en condiciones extremas de operación

- I-FCEO-1. Debe soportar sobrecargas de 25 % durante 1 minuto y de 50 % durante dos segundos desde que la batería o el conjunto de éstas tengan una tensión de entrada igual o superior a 12,1 V .

5. Protecciones

I-P-1. Debe estar protegido contra cualquier apagado repentino en la alimentación en CC en todo el rango de tensiones de entrada de 11,4 V a 13,8 V y para cualquier factor de carga.

I-P-2. Debe estar protegido contra inversiones de polaridad a la entrada del inversor.

I-P-3. La caja del inversor debe poseer, como mínimo, un índice de protección:

- IP 61 para regiones costeras o andinas que no superen los 2 300 msnm.
- IP 43 para regiones con alturas superiores a los 2 300 msnm.
- IP 53 para regiones amazónicas o en ceja de selva que no superen los 2 300 msnm.

Opcionalmente, el inversor podrá ser instalado en una caja certificada con el índice de protección correspondiente a cada caso. El volumen mínimo de esta caja debe ser equivalente a 2 veces al volumen del inversor. La instalación del inversor debe realizarse en el centro de la pared posterior de la caja.

En el caso que se quiera usar la caja certificada para incorporar otros componentes, las distancias mínimas entre componentes y las paredes laterales debe ser de 5 cm .

G. REQUISITOS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

1. Características generales

SFV-CG-1. Todos los materiales necesarios para la instalación (tornillos, conectores, elementos de soporte y fijación, etc.) deben estar incluidos en el suministro de los SFV.

SFV-CG-2. Todos los terminales, tuercas, arandelas y demás elementos accesorios propios de cada componente, así como los usados para la instalación, deben ser de material inoxidable.

SFV-CG-3. Los componentes del sistema deben funcionar, tanto individualmente como en conjunto para las condiciones climáticas y geográficas solicitadas.

2. Características físicas

SFV-CF-2. Todos los tornillos de los componentes deben ser de cabeza plana, estrella o mixta. No deben requerirse herramientas especiales o de uso poco común, por ejemplo llaves Allen.

SFV-CF-3. Los fusibles utilizados deben ser de amplia distribución en el mercado, especialmente en los sectores rurales. Asimismo, su capacidad debe encontrarse entre el 120 % y el 150 % de la máxima corriente que circulará por el SFV.

SFV-CF-4. Todos los terminales de los componentes deben estar firmemente unidos a los mismos. De la misma forma, el terminal debe permitir conexiones seguras y mecánicamente fuertes al cable correspondiente.

SFV-CF-5. Los SFV deben incorporar una caja de conexiones, en la cual se deben colocar los fusibles, interruptores u otros

elementos de seguridad. El índice de protección de la caja de conexiones debe ser igual o mejor que el del controlador de carga. La superficie exterior debe ser de material resistente a la oxidación o, en su defecto, arenado y pintados al horno, con doble base anticorrosiva (epóxica). Las salidas de la caja de conexiones deben encontrarse selladas mediante prensaestopas.

SFV-CF-6. El soporte del generador fotovoltaico debe tener las siguientes características:

- Tener un ángulo de inclinación no menor a:

Latitud	Mínimo grado de inclinación
Igual o menor a 5°	10°
Mayor a 5°	Latitud del lugar mas 5°

- Ser de aluminio.
- Resistir vientos de hasta 120 km/h .

SFV-CF-7. Todas las estructuras y postes de madera deben ser de alta densidad (0,8 gr/cm³ a 0,9 gr/cm³), cortada del duramen, y con un tiempo de secado al ambiente superior a los dos meses.

SFV-CF-8. El generador fotovoltaico debe ser instalado en un lugar que permita la mayor captación de la irradiación solar durante el año siempre y cuando no se afecte el funcionamiento del SFV. En caso que el generador fotovoltaico tenga que ser instalado sobre el techo, éste debe tener una separación de, por lo menos, 5 cm entre los módulos y el techo o cubierta. Las estructuras de soporte deben fijarse a las vigas del techo u otro elemento importante de la estructura de la vivienda.

SFV-CF-9. La batería debe estar ubicada en una caja de baterías bien ventilada, con malla mosquitero si es instalada en alguna región amazónica. La caja podrá ser de una madera resistente a las condiciones climáticas del lugar o de metal debidamente protegido contra corrosión: arenado y pintado al horno, con doble base anticorrosiva (epóxica). En este último caso debe colocarse un elemento aislante (por ejemplo: madera) entre la caja de baterías y la batería.

Las dimensiones de la caja de baterías deben ser 1,5 veces más grande que el banco de baterías y su disposición debe facilitar las actividades de mantenimiento, especialmente para verificar la densidad del electrolito y para la limpieza de los bornes de la batería. Esta caja de baterías debe ser colocada en las afueras del local donde se ubiquen las cargas.

SFV-CF-10. El banco de baterías debe estar conformado como máximo por dos baterías en paralelo y no debe conectarse baterías de diferentes capacidades, marcas, modelos o con distintas fechas de fabricación. Las baterías que a ser instaladas en serie o en paralelo, deben tener una capacidad similar ($\pm 2,5$ %). Para ello deben tomarse las previsiones del caso a fin de asegurar esta condición.

SFV-CF-11. Si la luminaria está destinada a un ambiente donde se produzca humo (por ejemplo, la cocina) o emisiones de partículas, ésta debe necesariamente estar protegida por una cubierta rígida

transparente, de fácil instalación y retiro. La cubierta debe estar unida a la luminaria de tal forma que evite la formación de suciedad en la lámpara y en el reflector.

SFV-CF-12. Todos los dispositivos de control (controlador, convertidor CC/CC, inversor, entre otros) deben ser colocados dentro de un tablero de control con las siguientes características:

- Ser de madera resistente a las condiciones climáticas del lugar o de metal debidamente protegido contra corrosión: arenado y pintado al horno, con doble base anticorrosiva (époica).
- Tener las dimensiones adecuadas para la ubicación de todos los componentes, a excepción del banco de baterías y las cargas, correspondientes a cada SFV, dejando un espacio mínimo de 10 cm entre componentes y de 15 cm entre estos y las paredes laterales.
- En el caso que algún componente no tuviera el IP solicitado, el tablero de control debe tener al menos este índice. Para ello el proveedor debe entregar el certificado correspondiente.

SFV-CF-13. Los cables deben:

- Respetar un código de colores.
- Estar debidamente etiquetados. Indicando en la cubierta protectora exterior, por lo menos, el tipo de cable, sección y fabricante del mismo (Según la NTP 370.252).
- Cumplir con la norma IEC 60811 "Métodos de ensayo comunes para materiales de aislamiento y cubierta de cables eléctricos" o la Norma Técnica Peruana respectiva. Como mínimo deben ser del tipo RHW para exteriores y THW para interiores (NTP 370.252).
- Estar dotados con terminales específicos y de cobre en el caso que su sección sea $\geq 4 \text{ mm}^2$. En caso contrario, deben ser retorcidos y estañados para lograr una conexión adecuada.
- Ser asegurados a las estructuras de soporte o a las paredes con grapas a intervalos de 30 cm. como máximo, para así asegurar su posición vertical u horizontal, nunca oblicuamente.

SFV-CF-14. Todos los elementos metálicos a emplearse no deben ser expuestos a la corrosión que se produce cuando hay contacto entre dos metales distintos.

SFV-CF-15. Todas las combinaciones enchufe/tomacorriente deben ser polarizados.

3. Características eléctricas

SFV-CE-1 La capacidad útil del banco de baterías (capacidad nominal multiplicada por la máxima profundidad de descarga) debe permitir entre 2 y 4 días de autonomía para las condiciones climáticas especificadas.

SFV-CE-2. El uso de luminarias incandescentes está permitido, siempre que su potencia sea inferior al 5 % la potencia pico del generador fotovoltaico en CEM.

SFV-CE-3. La capacidad de los interruptores de CA debe ser superior, como mínimo,

en 200 % a la corriente máxima a ser interrumpida en CC.

SFV-CE-4. Los cables deben tener una sección adecuada que permita caídas de tensión, entre los componentes, inferiores al 2 %, cuando por ellos circule la máxima corriente correspondiente.

4. Funcionamiento en condiciones extremas de operación

SFV-FCEO-1.El tamaño y la característica del SFV deben asegurar que la energía producida durante el peor mes, como mínimo, iguale a la demandada por las cargas especificadas.

5. Protecciones

SFV-P-1 Los componentes que no cuentan con una protección propia deben estar protegidos contra sobrecorrientes, cortocircuitos y corriente inversa, mediante fusibles, diodos, interruptores, entre otros.

SFV-P-2 Los sistemas fotovoltaicos en CA con potencias de generación superior a los 500 Wp, deben tener como mínimo una puesta a tierra que este compuesta por lo siguiente elementos:

- 01 varistor de corriente continua apropiado para las condiciones especificadas en corriente y tensión.
- 01 varistor de corriente alterna apropiado para las condiciones especificadas en corriente y tensión.
- 01 varilla de cobre sólido de sección circular de 3/4" diámetro y 1 m de largo.
- 10 m de cable de cobre N° 16 mm².
- 01 pozo con una tapa de registro de 40 x 40 x 40 cm .
- Accesorios necesarios para la fijación de sus elementos.
- La resistencia eléctrica máxima de la toma de tierra debe ser de 20 Ω .

VIII. PROCEDIMIENTOS DE ENSAYO DE SFV Y SUS COMPONENTES

A. PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

1. Nomenclatura y Definiciones

Símbolo	Unidad	Parámetro
β_T	V.°C ⁻¹	Coefficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto
φ	°	Latitud local
$D(0)$	W.m ⁻²	Irradiancia solar difusa que incide sobre la superficie horizontal
FF	---	Factor de forma del módulo fotovoltaico
FF_o	---	Factor de forma ideal del módulo fotovoltaico
G	W.m ⁻²	Irradiancia solar global que incide sobre la superficie del módulo fotovoltaico
$G(0)$	W.m ⁻²	Irradiancia solar global que incide sobre la superficie horizontal
I	A	Corriente suministrada por el módulo fotovoltaico
I_M	A	Corriente suministrada por el módulo fotovoltaico en su punto de máxima potencia
I_{SC}	A	Corriente de cortocircuito del 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



Símbolo	Unidad	Parámetro
I_{sc}	A	Corriente medida en el módulo fotovoltaico, utilizada para el cálculo de R_s
N_s	---	Número de células conectadas en serie en el 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 un módulo fotovoltaico
V_M	V	Tensión de un módulo fotovoltaico en su punto de máxima potencia
V_{OC}	V	Tensión de circuito abierto del 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_{sc}	V	Tensión medida en el módulo fotovoltaico, utilizada para el cálculo de R_s
$V(T_c)$	V	Potencial termodinámico a la temperatura T_c
w_s	$m.s^{-1}$	Velocidad del viento
P_M	W	Potencia máxima suministrada por un módulo fotovoltaico

Nota: En los casos donde se indique un asterisco (*) al lado de un símbolo debe entenderse que el valor de este parámetro está dado a CEM.

2. Evaluaciones generales

- Verificar que el módulo fotovoltaico cuente con los certificados solicitados.
- Registrar en una ficha técnica las características técnicas declaradas por el fabricante en la etiqueta.
- Verificar que el módulo fotovoltaico se encuentre acompañado de las cartillas de especificaciones técnicas, de instalación, las curvas corriente vs tensión para diferentes condiciones de irradiancia y temperatura de célula.
- Verificar que el módulo fotovoltaico posea una curva o factor de reducción de capacidad por envejecimiento del módulo fotovoltaico y comprobar mediante de esta curva y/o factor, que después de 20 años el módulo fotovoltaico tenga una potencia igual o mayor al 80 % de su valor nominal.
- Verificar que el módulo se encuentra debidamente etiquetado.

3. Evaluaciones físicas

- Contar el número de células que conforman el módulo fotovoltaico. Dicha cantidad deberá corresponder, como mínimo, a la solicitada.
- Verificar que la caja de conexión esté firmemente unida al módulo, mediante la manipulación de la caja.
- Conectar el cable, destinado al módulo fotovoltaico, a las terminales de la caja de conexiones, verificar que éste entre con facilidad y que pueda ser ajustado con un desarmador tipo plano, estrella o mixto.
- Verificar que el módulo cuenta con dos diodos de "by pass".
- Una vez colocado el cable y las prensaestopas, verificar que el índice de protección de la caja de conexiones es IP54.
- Si el módulo fotovoltaico cuenta con un marco, verificar que este sea de aluminio anodizado y que se encuentra firmemente unido al módulo, asimismo, que no existan intersticios donde puedan ingresar agua o elementos extraños en su interior.
- Verificar que todos los pernos, tuercas, arandelas y demás accesorios que forman parte del módulo o que sirvan para su instalación sean de material inoxidable.

- Verificar que el módulo fotovoltaico no presente ningún defecto visible, como los siguientes:

DEFECTO	CRITERIOS DE RECHAZO
Células rotas o agrietadas	Rotura, fractura o agrietamiento que suponga la separación de más del 10 % del área de la célula
Células desalineadas	Aspecto de desalineación que permiten un contacto físico entre células
Metalización en la cara frontal de las células	Presencia de restos notables de metalización
Impurezas en el laminado	Existencia de impurezas con una cobertura de más del 1 % del área de la célula
Burbujas en el encapsulado	Presencia de burbujas que 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	Presencia de suciedad, por ejemplo manchas de silicona o encapsulante
Tedlar	Dañado o perforado
Deficiente unión marco y módulo fotovoltaico	Intersticios en los que pueden ingresar agua o elementos extraños
Caja de conexión	Rota o desprendida (total o parcialmente)

4. Evaluaciones eléctricas

4.1. Banco de ensayo

4.1.1. Instrumentos de medición

Para realizar los ensayos será necesario contar como mínimo con los siguientes instrumentos de medición.

Ítem	Descripción	Cant.	Unidad	Capacidad	Precisión	Resolución
1	Módulo sensor de temperatura de célula calibrado	1	$^{\circ}C$	0 - 100	0,1 %	1 decimal
2	Módulo sensor de irradiancia calibrado	1	W/m^2	0 - 2000	0,1 %	1 decimal
3	Radiómetro sensor de irradiancia difusa	1	W/m^2	0 - 2000	0,1 %	1 decimal
4	Resistencias de precisión o Shunt	2	mV	Mayor a 10 A	0,1 %	1 decimal
5	Anemómetro	1	mV	Mayor a 20 m/s	0,1 %	1 decimal
6	Voltímetro	3	V	Mayor a 20V	0,1 %	2 decimales
7	Inclinómetro	1	$^{\circ}$	Hasta 90 $^{\circ}$	0,1 %	1 decimal

Nota:

- 1 Para el caso de los módulos sensores, la capacidad puede estar dada también en mV, siempre que se mantenga la precisión del dispositivo.

4.1.2. Dispositivos auxiliares

Ítem	Descripción	Cant.	Unidad	Capacidad
1	Batería	1	A.h	Mayor a 50 A.h-12Vcc
2	Potenciómetro	1	ohms	Mayor a 20 Ω

4.1.3. Condiciones Generales de Medición

Verificar que:

- La irradiancia global incidente sobre la superficie del módulo sea mayor a 600 W/m^2 .
- La fracción difusa de la irradiancia global sea menor a 0,2.
- La velocidad del viento se encuentre en el rango de 1 m/s a 8 m/s.
- La posición de los módulos fotovoltaicos y sensores sean coplanares.
- Los módulos fotovoltaicos y sensores tengan una separación, en relación a objetos o superficies localizados debajo del módulo fotovoltaico, mayor a 5 cm y una separación en relación a objetos o paredes laterales superior a 5 m.
- Los módulos fotovoltaicos y sensores estén orientados hacia el ecuador y con una inclinación que optimice

la captación de la irradiancia para las condiciones de medición del lugar.

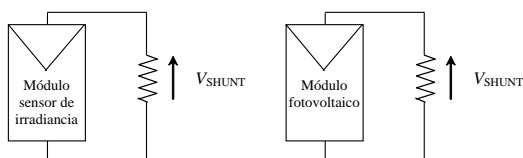
- Las superficies de los módulos fotovoltaicos y sensores se encuentren limpios. Esta limpieza deberá realizarse únicamente con agua, jabón y paños suaves para el lavado y secado.
- Los módulos fotovoltaicos y sensores tengan una exposición previa al sol no menor de una hora.
- Verificar que la información de la potencia del módulo se encuentra en CEM.

4.2. Parámetros eléctricos

4.2.1. Medición de la corriente de cortocircuito (I_{sc})

4.2.1.1. Configuración del banco de ensayo

A continuación se muestra la configuración de los instrumentos de medición para determinar la corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico



4.2.1.2. Procedimiento

- Conectar a la salida del módulo sensor² de irradiancia y al módulo fotovoltaico una resistencia *shunt*.
- Medir las tensiones de las resistencias *shunt* del módulo sensor de irradiancia y del módulo fotovoltaico.
- Registrar las medidas realizadas.
- Calcular las corrientes en amperes multiplicando en el caso del módulo sensor la tensión obtenida por el factor de calibración del módulo sensor y en el caso del módulo fotovoltaico por el factor de conversión correspondiente a la resistencia *shunt* usada.
- Calcular la irradiancia en W/m² mediante la siguiente expresión:

$$G = 1000 \cdot I_{SC,SG} / I_{SC,SG}^*$$

- Registrar el resultado del cálculo efectuado.
- Calcular la corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico en CEM mediante la siguiente expresión:

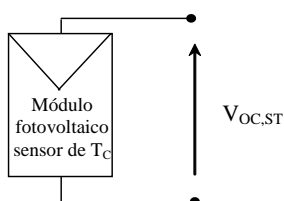
$$I_{SC}^* = I_{SC} \cdot (I_{SC,SG}^* / I_{SC,SG})$$

- Repetir la secuencia de medidas y cálculos cada 10 minutos durante cuatro horas, centrado en el medio día solar.
- El valor I_{SC}^{*} del módulo fotovoltaico se obtendrá del valor promedio de todas las medidas realizadas.

4.2.2. Medición de la tensión de circuito abierto (V_{oc})

4.2.2.1. Configuración del banco de ensayo

A continuación se muestra la configuración de los instrumentos de medición para medir la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico.



4.2.2.2. Procedimiento

- Medir la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico y del módulo sensor de temperatura de célula.
- Registrar las mediciones realizadas.
- Calcular la tensión de circuito abierto del módulo sensor de temperatura haciendo uso de la siguiente expresión:

$$V_{OC}^* = 25 - ((V_{OC,SG} - V_{OC,SG}^*) / (N_{s,ST} \cdot 0,0023))$$

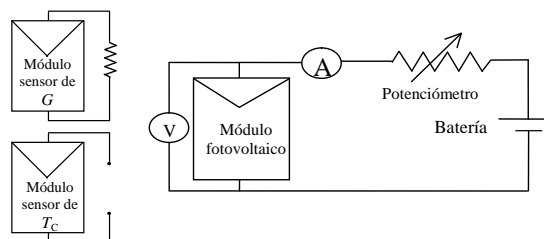
- Registrar los cálculos efectuados.
- Calcular la tensión de circuito abierto en CEM del módulo fotovoltaico mediante la siguiente expresión.

$$V_{OC|i}^* = V_{OC} - \frac{N_s}{N_{s,ST}} \cdot (V_{OC,ST} - V_{OC,ST}^*)$$

- Registrar los cálculos efectuados.
- Repetir la secuencia de mediciones y cálculos cada 10 minutos durante cuatro horas, centrado en el mediodía solar.
- El valor V_{OC}^{*} del módulo fotovoltaico se obtendrá del valor promedio de todas las medidas realizadas.

4.2.3. Evaluación de la potencia máxima

4.2.3.1. Configuración del banco de ensayo



4.2.3.2. Procedimiento

- Medir el V_{OC} del módulo fotovoltaico.
- Calcular el valor referencial de la tensión pico a partir de la siguiente expresión:

$$V_{est,m\acute{a}x} = 0,8 \cdot V_{OC}$$

- Ajustar con un potenciómetro un punto de trabajo del módulo fotovoltaico lo más próximo posible al calculado en el paso anterior y medir la corriente del módulo fotovoltaico y la tensión a la salida del sensor de irradiancia, con la finalidad de medir tanto la irradiancia, así como la temperatura de la célula.
- Registrar los valores obtenidos.
- Calcular la corriente y la tensión en CEM del módulo fotovoltaico, siguiendo el mismo procedimiento descrito con anterioridad.
- Registrar los valores obtenidos.
- Calcular el R_s^{*} del módulo fotovoltaico, mediante la siguiente ecuación:

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

- Registrar el valor obtenido.
- Calcular el v_{oc} del módulo fotovoltaico, mediante la siguiente ecuación:

² En el caso que el módulo sensor de irradiancia esté conectado a una resistencia *shunt*, no será necesario instalar una resistencia *shunt* adicional.

$$V_{oc}^* = \frac{V_{oc}^*}{N_s \cdot V_t(T_c)}$$

- Registrar el valor obtenido³.
- Calcular el r_s del módulo fotovoltaico, mediante la siguiente ecuación:

$$r_s = R_s^* \cdot \frac{I_{sc}^*}{V_{oc}^*}$$

- Registrar el valor obtenido⁴.
- Calcular el parámetro "a" mediante la siguiente expresión:

$$a^* = V_{oc}^* + 1 - 2 \cdot V_{oc}^* \cdot r_s^*$$

- Registrar el valor obtenido.
- Calcular el parámetro "b" mediante la siguiente expresión:

$$b^* = \frac{a^*}{1 + a^*}$$

- Registrar el valor obtenido.
- Calcular la tensión en el punto seleccionado

$$V_{est}^* = V_{oc}^* \cdot \left[1 - \frac{b^*}{V_{oc}^*} \cdot \ln a^* - r_s^* \cdot (1 - a^{*-b^*}) \right]$$

- Registrar el valor obtenido.
- Repetir el procedimiento descrito una vez más, tomando como referencia el valor de la tensión antes encontrada hasta el cálculo de r_s .
- Calcular el factor de forma ideal (FFo), mediante la siguiente expresión:

$$FF_o^* = \frac{V_{oc}^* - \ln(V_{oc}^* + 0,72)}{V_{oc}^* + 1}$$

- Registrar el valor obtenido.
- Calcular el factor de forma (FF), mediante la siguiente expresión:

$$FF = FF_o^* \cdot (1 - r_s^*)$$

- Registrar el valor obtenido
- Calcular la potencia máxima mediante la siguiente expresión

$$P_M^* = FF \cdot I_{sc}^* \cdot V_{oc}^*$$

- Registrar el valor obtenido.
- El valor obtenido podrá ser hasta en 10 % menor al valor de la potencia pico en CEM solicitado.

B. PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DEL CONTROLADOR DE CARGA

1. Evaluaciones generales

- Verificar que se encuentre debidamente etiquetado y acompañado por su cartilla de especificaciones técnicas, de instalación, de operación y mantenimiento, de seguridad personal y los certificados de garantía solicitados.
- Verificar que la garantía de vida útil del controlador extendido por el fabricante sea de, por lo menos, 10 años.

2. Evaluaciones físicas

- Verificar que la superficie del controlador de carga sea de material inoxidable o, en su defecto, arenado

y pintados al horno, con doble base anticorrosiva (epóxica) o similar.

- Verificar que la polaridad de los terminales del controlador y del componentes a conectar este claramente indicada. Esta señalización deberá ser concordante con la presentada en el diagrama eléctrico.
- Verificar que los cables seleccionados puedan ser sujetados firmemente a los terminales del controlador mediante desarmadores del tipo plano, estrella o mixto. Comprobar que las terminales estén firmemente unidos al controlador.
- Verificar que el fusible pueda ser extraído sin necesidad de abrir el controlador de carga y sin el uso de herramientas. Asimismo, comprobar que la capacidad del fusible esté claramente identificada.

3. Evaluaciones eléctricas

3.1. Banco de ensayo

3.1.1. Instrumentos de medición

Ítem	Descripción	Cant.	Capacidad mínima	Precisión	Resolución
1	Voltímetro	3	1,5 . V _{ensayo}	± 0,1 %	Un decimal
2	Amperímetro	3	1,5 . I _{ensayo}	± 1 %	Dos decimales
3	Termómetro	1	100 °C	± 1 °C	Un decimal

3.1.2. Dispositivos auxiliares

Ítem	Descripción	Cant.	Observaciones
1	Controlador de carga	1	En ensayo
2	Batería	1	Con un estado de carga de 95 %
3	Fuente	1	Rango de tensión y corriente o mayor que la nominal del sistema
4	Potenciómetro	1	Apropiado en tensión y corriente
5	Cargas	1	Uno o mas aparatos, con un consumo equivalente al régimen de descarga especificado
6	Dispositivo de climatización	1	Para mantener una temperatura determinada

3.1.3. Condiciones Generales de Medición

- Para todas las conexiones, se debe garantizar una caída de tensión en el cableado menor al 1 % entre todos los terminales de los dispositivos.
- Las mediciones de tensión deberán ser efectuadas siempre en los terminales del controlador.

3.1.4. Configuración del banco de ensayo

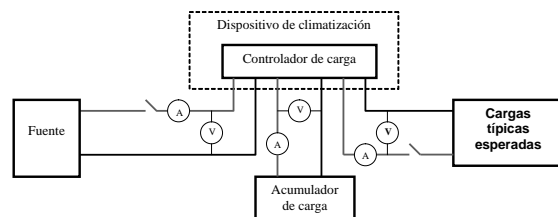


Figura 1. Configuración de los aparatos de medición y componentes para el ensayo de controladores.

3.2. Parámetros eléctricos

3.2.1. Medición de las tensiones de desconexión y reposición de carga del generador fotovoltaico

³ El valor resultante deberá ser mayor a 15 para que este sea considerado válido.
⁴ El valor resultante deberá ser mayor a 0,4 para que este sea considerado válido.

- Colocar los componentes y aparatos según la configuración presentada en la Figura 1.
- Configurar la fuente como fuente de corriente para la corriente solicitada.
- Si la batería está completamente cargada, se deberá, antes de iniciar el ensayo, descargarla a la corriente solicitada hasta alcanzar la tensión de 13,5 V.
- Cargar la batería y registrar las medidas en intervalos de 0,5 V hasta que alcancen los 13,8 V y en seguida medir las tensiones en intervalos de 0,1 V hasta que la corriente no circule más hacia la batería o se inicie la conmutación por sobrecarga.
- Registrar las medidas, así como la información visual que da el controlador en la Tabla 2.
- Descargar la batería a una corriente de consumo especificada hasta que alcance la tensión de reposición de carga. Registrar el valor de la tensión de reposición de carga y la información visual que muestra el controlador, anotando estas informaciones en la Tabla 2.
- Hacer el mismo ensayo para las siguientes condiciones:
 - Circuito de carga, corriente igual a $\frac{3}{4}$ de la corriente de carga solicitada
 - Circuito de descarga, corriente igual a $\frac{3}{4}$ de la corriente de consumo solicitada
- Iniciar un ciclo de carga y descarga para otra condición de temperatura⁵. Para este procedimiento se debe encender un climatizador y seleccionar una temperatura próxima a la máxima y/o mínima temperatura de la región donde será instalado el SFV. Colocar el controlador en el climatizador minutos antes de iniciar el ensayo.
- El controlador cumple la especificación de tensión de desconexión y de reposición de carga si el punto de desconexión se encuentra dentro de los rangos especificados. Asimismo, si las tensiones permanecen estables para diferentes corrientes de carga y descarga, el controlador cumple con lo especificado.
- Si el factor de corrección por temperatura se encuentra entre los valores especificados, el controlador cumple con lo solicitado.
- Si la información visual proporcionada por el controlador corresponde a los parámetros eléctricos medidos, el controlador cumple.

3.2.2. Medición de las tensiones de desconexión y reposición del consumo

Para la determinación de estas dos tensiones se tiene dos posibilidades de proceder. La primera es trabajar con ciclos de carga⁶ y descarga, similares a los anteriormente mostrados, y la segunda opción es el uso de una fuente⁷.

En el primer caso, con la misma configuración de la Figura 1:

- Descargar el acumulador a una corriente equivalente a la de consumo hasta que el consumo sea desconectado, enseguida, iniciar un proceso de carga con una corriente especificada.
- Repetir el ciclo para corrientes 25 % menores.
- Registrar los valores de las tensiones de desconexión y de reposición del consumo, así como la información visual proporcionada por el controlador.
- Repetir el procedimiento para otra condición de temperatura. El controlador de carga cumple si no hiciera ninguna corrección por cambio de temperatura.
- Si la información visual proporcionada por el controlador corresponde a los parámetros eléctricos medidos, el controlador cumple.
- Modificar los puntos de corte moviendo los potenciómetros correspondientes y verificar de la misma forma como anteriormente que las tensiones hayan sido modificadas.

En el segundo caso:

- La batería debe ser retirada de la configuración mostrada en la Figura 1 y en su lugar debe colocarse una fuente.
- Configurar la fuente como fuente de tensión y

seleccionar una tensión compatible con la tensión del controlador, por ejemplo, 12,2 V.

- Encender la fuente y disminuir la tensión en intervalos de 0,1 V hasta que el controlador desconecte el consumo.
- Registrar el valor de la tensión de desconexión del consumo. El controlador cumple si las tensiones se encuentran dentro de los rangos indicados en las especificaciones.
- De la misma forma, para encontrar el valor de la tensión de reposición, se deberá aumentar la tensión en intervalos de 0,1 V hasta que los consumos sean conectados nuevamente. El controlador cumple si el valor de tensión de reposición del consumos estuviera dentro del rango indicado.
- Repetir el procedimiento para otra condición de temperatura. El controlador de carga cumple si no hiciera ninguna corrección por cambio de temperatura.
- Si el controlador de carga continua funcionando, o sea, entrega energía a la batería y a las cargas de consumo, este cumplirá con lo especificado.
- Si el controlador durante todos los ensayos funciona automáticamente y no posee ningún dispositivo de desactivación de funciones principales, a excepción de las informaciones visuales, el controlador cumplirá con lo especificado.

3.2.3. Medición de la profundidad de descarga

Una vez que la batería alcance su capacidad estabilizada, deberá ser descargada al régimen solicitado, a fin de determinar su capacidad. Finalizado el ensayo, se debe determinar el valor de la tensión de desconexión del consumo correspondiente a la profundidad de descarga solicitada, de ser así, el controlador cumple.

3.2.4. Medición de la caída de tensión

Como en el caso anterior, para la determinación de la caída de tensión, existen dos procedimientos.

Mediante el primer procedimiento, se debe medir las tensiones entre los terminales en los procesos de carga y descarga efectuados para determinar las tensiones de desconexión y reposición de la carga y consumo respectivamente a cada 0,1 V.

En el segundo procedimiento se debe:

- Colocar un potenciómetro entre el controlador y el acumulador.
- Encender la fuente, el consumo e ir seleccionando diversas tensiones con el potenciómetro.
- Medir las tensiones entre los diferentes terminales.

Para ambos procedimientos, el controlador cumple con lo especificado si no se registra una caída de tensión superior a la solicitada.

3.2.5. Medición del autoconsumo

Como en los anteriores casos descritos, también existen dos procedimientos para la determinación del autoconsumo. El primero es mediante el uso de la fuente como batería y el segundo realizar las medidas durante la descarga de la batería.

En el primero caso:

La fuente debe ser conectada a los terminales correspondientes a la batería en el controlador. Previamente se deberá configurar la fuente como fuente de tensión

⁵ Siempre que la diferencia de temperatura del lugar de ensayo y las máximas y mínimas de la región donde será instalado el controlador sea mayor a 15 °C respectivamente.

⁶ En este caso se recomienda hacer procesos de carga durante una hora aproximadamente para cada una de las corrientes.

⁷ Si el controlador permite conectar una fuente como batería.

3	Carga	Equivalente a $I_{descarga}$ A
4	Cables	De dimensiones tales que no existan pérdidas de tensión mayores de 1 %
5	Interruptores Bipolares	$4 \cdot I_{carga}$ A
6	Depósito temperado	Dispositivo que debe mantener a la batería a una temperatura ± 2 °C

* En el caso de realizarse mediciones manuales, éstas deberán ser efectuadas de la siguiente forma: Cada 30 min las primeras 8 horas de ensayo, cada 15 min en las siguientes 7 horas de ensayo y cada 5 min hasta que se alcancen los 10,8 V (proceso de descarga) o 14,4 V (proceso de carga).

3.1.3. Condiciones Generales de Medición

Para que las mediciones sean consideradas como válidas, se deben tener en cuenta las siguientes condiciones:

- Para todas las conexiones, garantizar una caída de tensión en el cableado menor al 1 % entre los terminales de los dispositivos.
- Realizar todas las mediciones en los terminales de la batería.
- Las cargas podrán variar hasta en un 10% en su consumo de corriente entre las tensiones de 10,8 V y 14,4 V. La corriente promedio durante todo el proceso de descarga podrá variar hasta en un 10 %.
- La temperatura de referencia para todos los ensayos es de 25 °C y corresponde a la temperatura ambiental. Por tal motivo, se debe instalar el sensor de temperatura lo más próximo posible a la batería.

3.1.4. Configuración del banco de ensayo

La configuración del banco de ensayo para la medición de la capacidad inicial, la capacidad estabilizada y de autodescarga de baterías se muestra en la Figura 1.

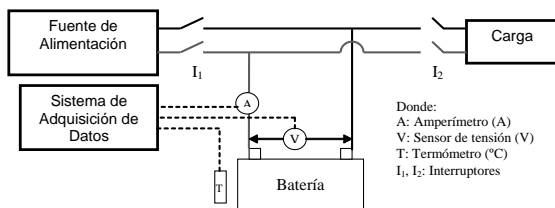


Figura 1. Configuración del banco de ensayo de batería.

3.2. Parámetros eléctricos

3.2.1. Medición de la carga inicial

Antes de iniciar cualquier medición, deberá asegurarse que la batería se encuentre con por lo menos 4 horas en reposo.

En caso que se realicen los ensayos sin ningún dispositivo de climatización, se deberá corregir la capacidad de la batería según el siguiente factor: - 1 % / °C para el caso que la temperatura promedio sea mayor a la temperatura de referencia, y + 1 % / °C para el caso que la temperatura promedio sea menor a la temperatura de referencia.

- Conectar los componentes del banco de batería tal como se muestra en la Figura 1. Verificar la polaridad de las conexiones.
- Examinar el funcionamiento del sistema de adquisición de datos.
- Registrar el lugar, fecha y hora de inicio del ensayo.
- Registrar la tensión inicial de la batería en vacío y la densidad de cada una de las celdas de la batería.
- Registrar los parámetros de tensión (V), corriente (A) y temperatura (°C) en intervalos de un minuto.
- Iniciar el proceso de descarga, conectando la carga de consumo hasta que la tensión en la batería alcance los 10,8 V.
- Determinar la carga inicial de la batería mediante la multiplicación de la corriente consumida por el tiempo de duración del ensayo. La carga inicial deberá ser equivalente o superior al 80 % de la capacidad nominal de la batería a 25 °C. Según como corresponda, realizar las correcciones de la capacidad de la batería por temperatura.

3.2.2. Medición de la capacidad estabilizada de la batería

- Conectar los componentes del banco de batería tal como se muestra en la Figura 1. Verificar la polaridad de las conexiones.
- Verificar el funcionamiento del sistema de adquisición de datos.
- Registrar el lugar, fecha y hora de inicio del ensayo.
- Registrar los parámetros de tensión (V), corriente (A) y temperatura (°C), por lo menos, cada minuto en cada uno de los procesos de carga y descarga.
- Conectar la fuente de alimentación a la batería.
- Encender la fuente de alimentación y seleccionar la corriente de carga hasta que se alcance una tensión de 14,4 V.
- Apagar la fuente de alimentación y desconectarla de la batería.
- Encender la fuente de alimentación y seleccionar una tensión constante de 14,4 V.
- Conectar nuevamente la fuente de alimentación a la batería.
- Cargar la batería a tensión constante, 14,4 V, durante 24 horas. Descargar la batería hasta 12,3 V. Repetir el proceso dos veces. Si durante la última de las cargas, cuando se cargue a tensión constante, la corriente varía en menos de 1 % durante una hora de mediciones sucesivas, se considerará que la batería está completamente cargada, en caso contrario deberá continuarse con la carga.
- Apagar la fuente de alimentación y desconectarla de la batería.
- Medir la densidad de la batería luego de por lo menos dos horas de reposo.
- Repetir los procesos de descarga (descrito en el ensayo de capacidad inicial) y de carga hasta que en dos medidas consecutivas de la capacidad de la batería se obtengan dos valores similares ($\pm 2,5$ %). Es decir, por ejemplo, si se tiene una batería de 100 A.h y se obtiene en un ciclo 90 A.h y en el siguiente 92,3 A.h o 87,8 A.h, se considerará que la batería alcanzó su capacidad estabilizada. En caso que la capacidad sea mayor a 92,3 A.h se considerará que la batería aún no alcanzó su capacidad estabilizada, siendo necesario continuar con el ciclo hasta llegar a la condición planteada.
- El valor medio de las últimas dos capacidades encontradas se considerará como la capacidad estabilizada de la batería. La capacidad estabilizada no deberá ser inferior al 95 % de su capacidad nominal. Según como corresponda, realizar las correcciones de la capacidad de la batería por temperatura, tal como se indica en el caso de la carga inicial.
- La densidad de la batería final será la medida en el último proceso de carga.

3.2.3. Medición de la autodescarga

- Conectar todos los dispositivos de medición, la batería y demás accesorios tal como aparece en la Figura 1.
- Configurar la fuente como fuente de tensión constante a 14,4 V, encender la fuente, dejar cargando la batería durante 24 horas, apagar la fuente y dejar en reposo la batería durante 2 horas.
- Encender las cargas hasta que la batería alcance una tensión de 10,8 V. Medir y registrar las medidas.
- Configurar la fuente como fuente de corriente, seleccionar una corriente equivalente al régimen de carga especificado, cargar la batería hasta alcanzar la tensión de 14,4 V, cambiar la configuración de la fuente como fuente de tensión a 14,4 V, cargar el batería durante 24 horas.
- Desconectar todos los dispositivos conectados a la batería, colocar la batería en un lugar protegido contra el medio ambiente y sobre maderas (o algún otro material aislante) durante un mes.
- Después de un mes conectar las cargas hasta alcanzar una tensión de 10,8 V. Medir y registrar las medidas de tiempo y corriente.
- La batería cumple, si la autodescarga de la batería estuviera dentro del rango especificado.

D. PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DE CONVERTIDORES CC/CC

1. Evaluaciones generales

- Verificar que el convertidor este debidamente etiquetado.

- Verificar que cuenta con su cartilla de especificaciones técnicas, de instalación, operación y mantenimiento, de seguridad personal y los certificados de garantía solicitados.

2. Evaluaciones físicas

- Verificar que los terminales del convertidor puedan acomodar fácilmente cables de por lo menos 2,5 mm² de sección y que al mismo tiempo la unión de los conjuntos cable-terminal y terminal-convertidor CC/CC sea firme.
- Abrir la caja del convertidor y verificar que éste sea de estado sólido o de resistencia de divisores de tensión. Asimismo, se debe poder identificar cada uno de los componentes eléctricos y electrónicos del convertidor. De ninguna manera alguna parte del convertidor deberá encontrarse sellada o similar.
- Verificar que la selección de las tensiones pueda realizarse mediante la presión de interruptores o el giro de una perilla. Para ello deberá conectarse a la entrada del convertidor una fuente como fuente de tensión a 12 V y medir luego la tensión de salida para cada interruptor o perilla. Repetir el procedimiento para las tensiones de 11,0 V y 13,0 V. El convertidor cumple si en todos los casos las tensiones de salida corresponden a la solicitada.
- Verificar la posición del fusible, así como su accesibilidad y la de los terminales de cables.
- Verificar que los terminales y demás accesorios sean de acero inoxidable, así como la superficie del convertidor o, en su defecto, arenado y pintado al horno, con doble base anticorrosiva (epóxica) o similar.
- Verificar que los terminales de conexión del convertidor se encuentran debidamente señalados con su respectiva polaridad.

3. Evaluaciones eléctricas

3.1. Banco de ensayo

3.1.1. Instrumentos de medida

Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	Capacidad mínima / Rango	Precisión
1	Amperímetro	A	2	2 . I _{carga}	± 1 %
2	Voltímetro	V	2	1,5 . V _{nominal}	± 0,5 %
3	Termómetro	°C	1	0 - 100	± 0,1 °C

3.1.2. Dispositivos auxiliares

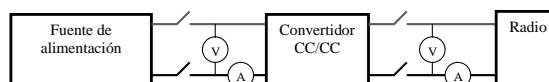
Ítem	Descripción	Cantidad	Capacidad
1	Fuente de alimentación	1	2 . I _{carga} A
2	Radio	Varias	9, ... 3 Vcc
3	TV	1	
4	Batería	1	
5	Horno	1	De hasta 50 °C
6	Refrigerador	1	De hasta -10 °C
7	Cables		De dimensiones tales que no existan pérdidas de tensión mayores de 1 %
8	Interruptores bipolares	2	4 . I _{carga} A

3.1.3. Condiciones generales de medición

Para que las mediciones sean consideradas como válidas, se deberá tener en cuenta las siguientes condiciones:

- Realizar todas las mediciones eléctricas en los terminales del convertidor.
- Para todas las conexiones garantizar una caída de tensión en el cableado menor al 1 % entre los terminales de los dispositivos.

3.1.4. Configuración del banco de ensayo



3.2. Parámetros eléctricos

- Conectar cada una de las radios que se utilizarán para los ensayos a una fuente y verificar que la señal de la radio pueda ser escuchada en todas sus frecuencias, en caso contrario, apuntar las frecuencias que presentan distorsiones de sonido. Repetir el mismo procedimiento con una TV conectada a una batería.
- Seleccionar la tensión apropiada para cada radio, conectar la radio al convertidor CC/CC y este a la fuente, asimismo, conectar un TV a una batería y colocarlo a 0,5 m del convertidor y la radio. Verificar que la señal de la radio pueda ser escuchada en todas las frecuencias antes definidas, y que la TV no presente ninguna distorsión de imagen o sonido. Repetir el procedimiento, colocando pilas a la radio. Desconectar la radio de la fuente.
- Realizar las conexiones de la fuente de alimentación, convertidor, radio y accesorios tal como aparece en la Figura N° 1.
- Conectar el convertidor a una fuente de corriente y una radio a la salida del convertidor. Encender la radio y variar la tensión en 0,5 V cada 5 minutos; en la fuente desde los 11 V hasta los 15 V. Durante el ensayo, no deberá haberse producido ninguna interrupción de corriente o interferencia en la radio o en la TV, salvo las encontradas al inicio, y al final del ensayo el convertidor deberá seguir suministrando energía eléctrica a la radio.
- Con el mismo procedimiento anteriormente descrito, seleccionar, conectar y encender las radios, durante 5 minutos, con tensiones apropiadas para cada una de las tensiones de salida del convertidor. Durante el ensayo, no deberá haberse producido ninguna interrupción de corriente o interferencia en la radio y al final del ensayo el convertidor deberá seguir suministrando energía eléctrica a la radio.
- Conectar únicamente el convertidor a la fuente, seleccionar en la fuente tensiones desde 11 V hasta 15 V en intervalos de 0,5 V, medir y registrar las mediciones de la corriente de consumo del convertidor. Si el convertidor muestra una señalización luminosa de alarma por fusible quemado, colocar un fusible quemado para medir el máximo consumo del convertidor. Verificar que el autoconsumo corresponde a lo solicitado.

4. Evaluación de las protecciones

- Realizar una inspección visual de la superficie exterior del convertidor, a fin de poder verificar se cuenta con el índice de protección solicitado.
- Seleccionar una tensión en el convertidor.
- Conectar la fuente de alimentación, el convertidor y una carga con un consumo 25 % mayor al nominal del convertidor durante 3 minutos.
- Apagar la fuente, cambiar la carga por una radio, seleccionar la tensión correspondiente en el convertidor y verificar el encendido de la radio. Si éste se produce, el convertidor cumple lo solicitado.
- Seleccionar una tensión de 12 V en la fuente, conectar la fuente y una radio al convertidor con las polaridades invertidas, encender la fuente durante 1 minuto, apagar la fuente y colocar los cables en su posición correcta. Encender nuevamente la fuente, verificar que el convertidor sigue funcionando y que la radio no haya sufrido desperfectos.
- Conectar la fuente de alimentación, el convertidor y el cable de suministro eléctrico a la radio sin ningún tipo de interruptor, seleccionar una tensión en el convertidor y unir el cable durante 1 minuto. De ser el caso, verificar si es necesario cambiar el fusible. El convertidor pasará el ensayo si continua funcionando al ser conectado, de forma apropiada, a la fuente de alimentación y a una radio.
- Conectar el horno hasta alcanzar la temperatura máxima especificada, conectar la fuente de

alimentación, el convertidor y una carga o un conjunto de cargas de consumo equivalentes a la máxima carga durante 1 hora. El convertidor pasará el ensayo si continua funcionando. Dejar el convertidor en reposo por 2 horas, conectar luego el refrigerador hasta alcanzar la temperatura mínima especificada, conectar la fuente de alimentación, el convertidor y una carga o un conjunto de cargas de consumo equivalentes a la máxima carga durante 1 hora. El convertidor pasará el ensayo si continua funcionando.

- Conectar una o un conjunto de cargas con una capacidad mayor al 25 % de la capacidad nominal del convertidor. Si luego de encender todas las cargas parcialmente o totalmente el controlador sigue funcionando, este habrá cumplido con lo solicitado.

E. PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DE LUMINARIA EN CC

1. Evaluaciones generales

- Verificar que la luminaria este adecuadamente etiquetada
- Verificar que la luminaria este acompañada de una cartilla de especificaciones técnicas, de instalación, de operación y mantenimiento, de seguridad personal y los certificados de garantía solicitado.
- Verificar que los tubos fluorescentes rectos y del tipo PL se encuentran comercialmente disponibles en las zonas donde será implementado el sistema fotovoltaico.

2. Evaluaciones físicas

- Conectar la luminaria a una fuente o batería, respetando la polaridad indicada en la superficie de la luminaria y encenderla durante 5 minutos. La luminaria cumple si funciona sin presentar ningún desperfecto.
- Con ayuda de un desarmador desmontar la luminaria. Esta operación debe ser simple y no debe afectar a la luminaria. Después de desinstalado, deberá ser posible identificar, por separado, como mínimo, la cubierta (si tuviera), la estructura metálica (incluido el reflector), el balasto y de la lámpara. El retiro de la cubierta y la lámpara deberá ser de forma manual y de manera fácil, sin uso de herramientas.
- Verificar que la estructura metálica, los terminales y demás accesorios son de materiales resistentes a la oxidación o, en su defecto, arenadas y pintadas al horno, con doble base anticorrosiva (epóxica).
- Inspeccionar visualmente la luminaria, en especial las regiones de unión de materiales para verificar que no haya peligro de causar heridas o similares.
- Limpiar la superficie externa de la luminaria incluyendo la lámpara fluorescente con un paño mojado. La limpieza no deberá presentar ninguna dificultad, no deberá presentarse ningún desprendimiento.
- Verificar, si la luminaria tiene una cubierta y que se pueda observar la lámpara con una buena definición a través de la cubierta.
- Hacer una simulación de la instalación de la luminaria sobre una tabla en la posición que sería instalada, requiriéndose únicamente un destornillador. Observar la calidad de los accesorios para hacer la instalación.

3. Evaluaciones eléctricas

3.1. Banco de ensayo

3.1.1. Instrumentos de medición

Ítem	Descripción	Cantidad	Capacidad mínima	Precisión	Resolución
1	Amperímetro	1	$1,5 \cdot I_{\text{ensayo}}$	$\pm 1 \%$	Un decimal
2	Voltímetro	1	$1,5 \cdot V_{\text{ensayo}}$	$\pm 0,5 \%$	
3	Sensor de temperatura	1	100 °C	$\pm 1 \text{ }^\circ\text{C}$	---

3.1.2. Dispositivos auxiliares

Ítem	Descripción	Cantidad	Observaciones
1	Radio	1	

Ítem	Descripción	Cantidad	Observaciones
2	TV	1	
3	Cronómetro	1	
4	Caja negra	1	Para ensayo de luminarias con fluorescente recto o PL
5	Luminaria padrón	1	De características similares a la lámpara fluorescente
6	Horno	1	Hasta 50 °C
7	Refrigeradora	1	Hasta - 10 °C

3.1.3. Condiciones generales de medición

Para que las mediciones sean consideradas como válidas se deberá tener en cuenta las siguientes condiciones:

- Realizar todas las mediciones eléctricas en las terminales de la luminaria.
- Para todas las conexiones garantizar una caída de tensión en el cableado menor al 1 % entre las terminales de los dispositivos.

3.2. Parámetros eléctricos

- Configurar la fuente como fuente de tensión, seleccionar la tensión nominal del sistema.
- Colocar los instrumentos de medición y dispositivos auxiliares de acuerdo con la configuración de la Figura 1.
- Con la luminaria apagada, encender la radio AM y/o TV y seleccionar un volumen y mover el control de sintonía de los artefactos para verificar el estado de estos y la recepción de las señales. Registrar en que rango no se tiene una adecuada recepción por artefacto.
- Encender la luminaria a una fuente a la tensión nominal de la carga, así como la radio AM y/o TV a 0,5 m y 1,0 m de distancia de la luminaria.
- Mover el control de sintonía de los aparatos y registrar si hubiese alguna interferencia.
- Hacer la misma operación para tensiones mayores a 9 %, 15 % y 25 % de la tensión nominal.
- Desplazar la radio o la TV 0,5 m cada vez hasta llegar a una distancia de 1,0 m.
- Estos ensayos con la radio o TV deben ser realizados en dos condiciones. La primera, estando ambos dispositivos conectados al sistema y, la segunda, estando aislados al sistema. Si no hubiera ninguna interferencia o ruido durante el ensayo, la luminaria cumplió con el ensayo.
- Registrar la temperatura de la superficie externa de la luminaria y en las proximidades del balasto. Si esta temperatura es menor que 50 °C, la luminaria cumplió con el ensayo.
- Conectar la luminaria a la fuente estando esta en la tensión nominal del sistema.
- Encender la luminaria durante una hora.
- Retirar la lámpara y medir la tensión y la corriente de consumo de la luminaria, calcular la potencia de consumo y el porcentaje de esta potencia en relación a la potencia nominal de la luminaria. Registrar los valores en la Tabla 3.

Tabla 3. Consumo de la luminaria sin lámpara.

Tensión nominal (V)	Corriente de entrada (A)	Potencia de consumo - P_{consumo} (W)	Potencia nominal - P_{nom} (W)	$(P_{\text{consumo}} - P_{\text{nom}}) / P_{\text{nom}}$ (%)

- Si la potencia de consumo fuera menor que 20 % del consumo nominal de la luminaria en todo el rango de 11,0 V a 15,0 V, la luminaria cumple lo solicitado.
- Conectar la luminaria a una fuente y colocarla dentro de un horno.
- Encender el horno y seleccionar en el horno la temperatura máxima especificada.
- Encender la fuente y verificar que la luminaria se haya encendido.
- Dejar encendida la luminaria dentro del horno por un período, no menor, a 15 minutos.
- Medir la tensión y la corriente de consumo de la luminaria.

- La luminaria habrá pasado el ensayo si continua funcionando y si la potencia consumida no varío.

3.3. Ciclado

Para la verificación del ciclado se tiene dos alternativas de ensayo. La primera alternativa consiste en la que se establecer los tiempos de encendido y apagado en función de la temperatura de la lámpara, mientras que la segunda comprueba el ciclado en función de tiempos predeterminados. La primera alternativa, típicamente, se recomienda para el etiquetado de las luminarias, mientras que el segundo se recomienda para el caso que no exista un proceso de etiquetado y los plazos sean limitados, por ejemplo un proceso de adquisición, licitación o similar.

3.3.1. Banco de ensayo

3.3.1.1. Instrumentos de medición

Ítem	Descripción	Cantidad	Precisión	Resolución
1	Voltímetro	1	1,5 . V _{ensayo}	Un decimal
2	Amperímetro	1	1,5 . I _{ensayo}	Un decimal

3.3.1.2. Dispositivos auxiliares

Ítem	Descripción	Cantidad	Capacidad mínima
1	Temporizador	1	*
2	Fuente	1	**
3	Cronómetro	1	1 hora
4	Climatizador	1	

* En función al número de luminarias a ensayar se puede usar más de un temporizador o uno con capacidad equivalente a 1,5 veces la suma de la corriente nominal de las luminarias.

** De capacidad equivalente a 1,5 veces la suma de la corriente nominal de las luminarias.

3.3.1.3. Configuración del banco de ensayo

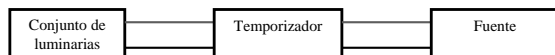


Figura 1. Configuración de dispositivos para la medición del ciclo de vida de la luminaria.

3.3.2. Temperatura de las lámparas

- Si la diferencia de las temperaturas promedios entre el lugar de instalación del SFV y del laboratorio donde serán ensayadas las luminarias es mayor que 15 °C, introducir la luminaria en un climatizador y seleccionar una temperatura próxima a la mínima de la localidad con ayuda del sensor de temperatura. En caso contrario, ensayar a temperatura ambiente.
- Con uso de una fuente, definir el tiempo de encendido y apagado de cada una de las marcas de luminarias a la tensión nominal del sistema sobre la base de la temperatura de la lámpara, Tabla N° 4.

Tabla N° 4. Registro de las mediciones de encendido y apagado

Temperatura de la lámpara (°C)	Tiempo de encendido (min)	Temperatura de la lámpara (°C)	Tiempo de apagado (min)
"fría" (...°C)			
....			
Constante (...°C)		"fría" + 2 °C (...°C)	

- Medir la temperatura de la lámpara "fría" y luego encender la luminaria hasta que la lámpara alcance una temperatura constante. Después apagar la luminaria y esperar hasta que la temperatura de la lámpara alcance un valor próximo a la temperatura inicial más dos grados Celsius.
- Una vez definidos los tiempos de encendido y apagado de cada una de las marcas de luminarias, escoger un mayor tiempo de encendido y apagado.
- Seleccionar los tiempos correspondientes en el temporizador y comprobarlos con un cronómetro.

- Mantener encendida la fuente durante todo el proceso de ensayo.
- Medir el consumo de la luminaria cada 1 000 ciclos. Si después de 5 000 ciclos la luminaria continua funcionando y sus características eléctricas no disminuyeran en más de 5 %, ésta habrá pasado con éxito el ensayo.

3.3.3. Tiempos predeterminados

- Como en el caso anterior, si la diferencia de las temperaturas promedio entre el lugar de la instalación del SFV y el laboratorio donde serán ensayadas las luminarias es mayor que 15 °C, introducir la luminaria en un climatizador y seleccionar una temperatura próxima a la mínima de la localidad con ayuda del sensor de temperatura. En caso contrario, ensayar a temperatura ambiente.
- Con la misma configuración de la Figura 1, seleccionar en el temporizador un tiempo de encendido de 60 segundos y uno de apagado de 150 segundos.
- Seleccionar una tensión equivalente a la del sistema en la fuente, conectar la fuente a la luminaria e iniciar el proceso de ciclado.
- Medir el consumo de la luminaria cada 1 000 ciclos. Si después de 5 000 ciclos la luminaria continua funcionando y sus características eléctricas no disminuyeran en más de 5 %, ésta habrá pasado el ensayo.

3.4. Evaluaciones del flujo luminoso

3.4.1. Banco de ensayo

3.4.1.1. Instrumentos de medición

Ítem	Descripción	Cantidad	Capacidad	Precisión	Resolución
1	Voltímetro	2	1,5 . V _{ensayo}	1,5 . V _{ensayo}	Un decimal
2	Amperímetro	2	1,5 . I _{ensayo}	1,5 . I _{ensayo}	Un decimal
3	Luxómetro	1	1 000 lux	± 5 %

3.4.1.2. Dispositivos auxiliares

Ítem	Descripción	Cantidad	Capacidad mínima
1	Fuente	1	1,5 . I _{ensayo}
2	Cronómetro	1	1 hora
3	Caja negra	1	1,2 m de largo, 1 m de ancho y 1,5 m de alto. Recubierta en su interior con materiales cuya geometría y color disminuyan significativamente la reflectancia (p. ejemplo cajas de huevos pintado de negro mate). En la parte superior cuenta con dos compartimientos superiores para la luminaria de ensayo y patrón, las mismas que deberán estar a aproximadamente 1,40 m de alto en relación al piso. En la parte inferior, se coloca el luxómetro sobre un dispositivo ubicado en la parte central, de tal forma que el luxómetro se traslada a lo largo de la caja negra.

3.4.1.3. Configuración del banco de ensayo

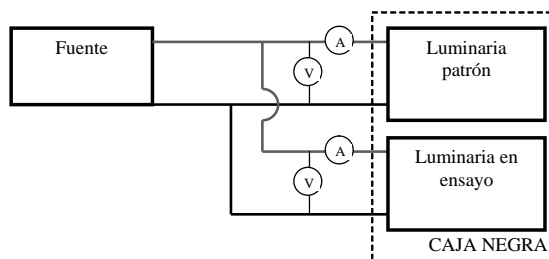


Figura 2. Configuración de dispositivos para la medida del flujo luminoso.

- Introducir la luminaria en ensayo y la patrón dentro de una caja negra (tras 1 000 ciclos de encendido y apagado).

- Seleccionar una tensión de 12 V en la fuente, conectar la fuente a las luminarias, encenderlas y cubrir la luminaria patrón.
- Después de una hora de operación, medir la corriente de consumo y calcular la potencia de consumo (P_{ensayo}) de la luminaria en ensayo.
- Trasladar el luxómetro a través de la caja negra hasta que se mida la máxima iluminancia, medir la distancia del luxómetro hasta el centro de la luminaria.
- Calcular el flujo luminoso de la luminaria en ensayo (F_{ensayo}) mediante la siguiente expresión:

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

donde el valor de F_n se indica en la Tabla 5, 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.

- Repetir el procedimiento haciendo uso de una luminaria patrón, obteniendo de esta forma el flujo luminoso ($F_{\text{patrón}}$) correspondiente y la potencia patrón ($P_{\text{patrón}}$).
- Calcular el flujo luminoso corregido de la luminaria patrón ($F^*_{\text{patrón}}$) multiplicando $F_{\text{patrón}}$ por la $P^*_{\text{patrón}}$ y dividir por la $P_{\text{patrón}}$.

Tabla 5. Valores de F_n para diferentes potencias de lámparas fluorescentes.

$h(\text{cm})$	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

- De la misma forma, calcular el flujo luminoso corregido de la luminaria en ensayo (F^*_{ensayo}) multiplicando F_{ensayo} por $F^*_{\text{patrón}}$ y $F_{\text{patrón}}$.
- Dividir el flujo luminoso corregido de la luminaria en ensayo entre su potencia de consumo. El resultado de esta prueba se considera "positivo" cuando el rendimiento luminoso sea de igual o mayor al solicitado.

3.5. Condiciones Extremas de Funcionamiento

- Introducir a la luminaria a un horno a la máxima temperatura ambiente solicitada. Dejar en reposo durante 15 minutos.
- Encender la luminaria durante 15 minutos y medir la potencia de consumo de la luminaria. La luminaria cumple si sigue funcionando.
- Proceder de la misma forma para el caso del refrigerador. La luminaria cumple si sigue funcionando.

3.6. Interferencia

- Conectar una radio que se utilizará para los ensayos a una fuente no conectada a la luminaria o pilas y verificar que la señal de la radio pueda ser escuchada en todas sus frecuencias, en caso contrario, apuntar las frecuencias que presentan distorsiones de sonido. Repetir el mismo procedimiento con una TV conectada a una batería o una fuente no conectada a la luminaria.
- Ubicar la luminaria a 1 m de distancia, encender la luminaria y verificar que no se produzca ninguna interferencia en las frecuencias o canales de la radio o TV respectivamente. La luminaria cumplirá si no produce ninguna interferencia a 1 m.

- Conectar la radio y el TV a la misma batería o fuente que está conectada la luminaria, encender la radio y la TV y luego encender la luminaria.
- Ubicar la luminaria a 1 m de distancia, encender la luminaria y verificar que no se produzca ninguna interferencia en las frecuencias o canales de la radio o TV respectivamente. La luminaria cumplirá si no produce ninguna interferencia a 1 m.

3.7. Protección

- Verificar visualmente si la luminaria cumple con el índice de protección solicitado según las condiciones geográficas donde se instalará el sistema fotovoltaico.
- Seleccionar en la fuente una tensión de 12 V, conectar la luminaria a la fuente con polaridad invertida durante 5 minutos. Colocar nuevamente los cables con su polaridad correcta y verificar que la luminaria se encienda. Si la luminaria se encendió, cumplió con el ensayo.
- En caso de tratarse de luminarias que permitan el retiro de la lámpara fluorescente, comprobar que la luminaria sigue funcionando correctamente después de que:

- o Se conecte una lámpara fluorescente quemada y sea encendida durante 10 minutos por una fuente.
- o Se le retire la lámpara fluorescente durante 10 minutos mientras se encontraba en funcionamiento previo durante 15 minutos.

F. PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DE INVERSOR CC/CA

1. Evaluaciones generales

- Verificar que el inversor se encuentre debidamente etiquetado.
- Verificar que el inversor cuente con la cartilla de especificaciones técnicas, de instalación, operación y mantenimiento, de seguridad personal y los certificados de garantías solicitadas.

2. Evaluaciones físicas

- Verificar visualmente que los terminales y demás accesorios son de material inoxidable, así como, que la superficie del inversor se encuentra debidamente protegida.
- Verificar que los tornillos del inversor puedan ser removidos o recolocados con desarmadores del tipo plano, estrella o mixta.
- Verificar que los terminales se encuentren fijamente unidos al inversor mediante la manipulación de los mismos.
- Verificar visualmente que en la superficie del inversor, junto a la salida de los cables en CC se encuentre claramente señalada la polaridad de los mismos, así como la ubicación de la salida en CA.
- Verificar que los cables seleccionados en CC y CA puedan ser conectados a los terminales correspondientes del inversor de una manera firme y segura.
- Localizar el fusible en el inversor, extraerlo y colocar nuevamente. Si el fusible se encuentra en la parte exterior del inversor y no se necesitó usar ninguna herramienta para su extracción, el inversor cumplió con lo solicitado.
- Verificar si el inversor posee todos los accesorios necesarios para su instalación. Abrir el inversor mediante desarmadores, tipo plano, estrella o mixta y verificar que sean identificables las partes internas del inversor tal como la placa electrónica, transformador, cables, etc.
- Conectar el inversor a una batería compatible en tensión y verificar si éste posee un interruptor para ser encendido y apagado.

3. Evaluaciones eléctricas

El procedimiento que se presenta a continuación se fundamenta en el uso de un banco de baterías, nuevo o con pocos ciclos de funcionamiento, como fuente de CC,

alternativamente su uso puede ser sustituido por una fuente regulada que sea compatible con el inversor en corriente y tensión.

3.1. Banco de ensayo

3.1.1. Instrumentos de medición

Item	Instrumento	Cantidad	Capacidad mínima	Precisión	Resolución
1	Amperímetro	1	1,5 · I _{ensayo}	± 1 %	Un decimal
2	Analizador de armónicos	1	-----	± 2 %	-----
3	Pinza amperimétrica	1	1,5 · I _{ensayo}	± 1,5 %	Un decimal
4	Voltímetro	1	1,5 · V _{ensayo en CC}	± 0,5 %	

3.1.2. Dispositivos auxiliares

Item	Descripción	Cantidad	Observaciones
1	Inversor	1	A ser ensayado
2	Batería	1	De capacidad en A.h equivalente en valor absoluto a la potencia del inversor
3	Fuente	1	Compatible con la batería o inversor en corriente y tensión
4	Cargas	varias	Equivalente a 10 %, 20 %, ... 150 %

3.1.3. Condiciones generales de medición

- La caída de tensión entre la batería o fuente de alimentación y el inversor no debe ser mayor al 1% de la tensión nominal del inversor.
- Todas las mediciones deben ser realizadas en los terminales de salida y entrada del inversor.

3.1.4. Configuración del banco de ensayo

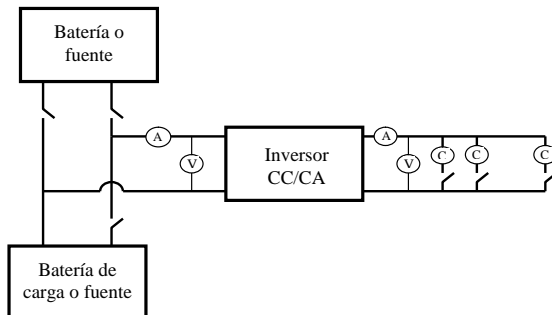


Figura 1. Configuración de los aparatos de medición y componentes para la evaluación eléctrica del inversor.

3.2. Parámetros eléctricos

3.2.1. Medición de la eficiencia, distorsión armónica total, variación de la frecuencia, tensión de salida CA, tensiones de desconexión y reposición de las cargas y autoconsumo.

- Colocar los aparatos de medición de acuerdo con la configuración mostrada en la Figura 1.
- La batería debe estar completamente cargada, con una capacidad mínima igual a la potencia nominal del inversor, de preferencia nueva o en buenas condiciones. Es decir, por ejemplo, si la potencia del inversor es de 250 W, la capacidad de la batería deberá ser de 250 A.h para la misma tensión de entrada del inversor.
- Verificar la tensión y polaridad del inversor, del banco de baterías y de la fuente. Conectar estos dispositivos, así como las cargas al inversor.
- Identificar y agrupar cargas resistivas equivalentes a 25 %, 50 %, 75 %, 90 % y 100 % de la potencia nominal del inversor. Si el ensayo es realizado en condiciones diferentes a las del lugar de instalación, tomar en cuenta los factores de reducción correspondientes

(por temperatura y altura) declarados por el fabricante. Sin embargo, la potencia debe corresponder a la solicitada en las condiciones especificadas.

- Encender el inversor y en seguida encender todas las cargas al inversor.
- Registrar las mediciones de corriente y tensión de entrada y salida del inversor, la frecuencia, la distorsión armónica en tensión, así como, la información proporcionada por el inversor en la tabla 6. Realizar la mayor cantidad de mediciones posibles hasta llegar a una tensión de 12,6 V .

Tabla 6. Registro de las mediciones en el inversor.

Tensión de entrada (V)	Factor de carga	Tensión de salida (V)	Corriente RMS de salida (A)	Frecuencia (Hz)	Corriente de autoconsumo	THD _v (%)
	100					
	...					
	15					
	5					
	100					
	...					
	15					
	5					

- Apagar sucesivamente las cargas y registrar los valores de los parámetros antes mencionados hasta apagar todas las cargas.
- Medir el autoconsumo del inversor.
- Encender todas las cargas hasta que la tensión de la batería disminuya en 0,25 V .
- Repetir el procedimiento hasta alcanzar la tensión de 12 V con todas las cargas encendidas. Registrar la tensión de desconexión de las cargas.
- Encender la fuente de tal forma que suministre una corriente de carga equivalente a la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico a STC hasta que el inversor encienda nuevamente todas las cargas.
- Repetir los últimos dos pasos para una potencia y corriente parcial equivalente a 75 % de la nominal.
- Si la distorsión armónica total de tensión es menor que 5 % en relación a la tensión RMS de la forma de onda, entonces el inversor cumple lo especificado.
- Si la potencia del autoconsumo para cualquiera de las tensiones ensayadas es menor a 3 % de la potencia nominal del inversor, el inversor cumple lo especificado.
- Si la eficiencia es mayor a 80 % para un factor de potencia entre 15 % y 90 % y para todas las tensiones típicas del SFD, el inversor cumple lo especificado.
- Si la variación de la tensión de salida del inversor está entre ± 10 % del valor nominal, para cualquier factor de carga y tensión de entrada en CC típica del SFV, el inversor cumple.
- Si la variación de la frecuencia a la salida del inversor está entre ± 5 % del valor nominal para cualquier factor de carga y tensión de entrada en CC típica del SFD, el inversor cumple.
- El inversor cumple con las especificaciones si la tensión de desconexión de las cargas, de alarma de desconexión y reposición de las cargas se encuentran dentro del correspondiente rango especificado.
- Si la información visual proporcionada por el inversor corresponde a los parámetros eléctricos medidos, el inversor cumple.

3.2.2. Evaluación de la compatibilidad con las cargas

- Con la misma configuración anterior, identificar las cargas que se estimen serán conectadas al inversor. Estas deben ser agrupadas en cargas equivalentes a 25 %, 50 % y 100 % de la potencia nominal del inversor
- Con la batería cargada, encender sucesivamente las cargas, luego apagar las cargas y el inversor.
- Conectar al inversor el 100 % de las cargas y encenderlo.
- Si el inversor no presentó ningún problema al encender las cargas y éstas funcionan en forma continua, sin

variaciones significativos en sus características, el inversor cumple con lo especificado.

3.2.3. Evaluación de la sobrecorriente

- Identificar un motor que precise para su accionamiento una sobrecorriente de aproximadamente 6 veces la corriente nominal del inversor.
- Conectar el motor al inversor, encender el inversor.
- Si el inversor entregó el pico de corriente al motor, el inversor cumplirá con lo especificado.

3.2.4. Evaluación de las interferencias

- Verificar si los aparatos de recepción y emisión de señales, usados típicamente en el sector rural, funcionan separadamente en todo el rango de sintonización de señales. Caso contrario, registrar en que rango no se produce una adecuada recepción.
- Conectar el inversor a la batería con una tensión próxima a 12,6 V y con una carga equivalente entre el 5 % a 10 % de la potencia nominal.
- Encender separadamente cada dispositivo de comunicación a una distancia de 3 m y verificar que no se produzca ninguna interferencia. Repetir el procedimiento en un intervalo de 0,5 m hasta llegar a los 5 m . Si no presentara ninguna interferencia o no se percibe ningún ruido, el inversor cumple con lo especificado.

4. Evaluación de las protecciones

- Con la configuración ilustrada en la Figura 1 conectar el inversor a una o más cargas equivalente a 100% de la potencia del inversor, encenderlo, desconectar el cable de la batería. Apagar las cargas, conectar nuevamente el cable. El inversor cumple lo especificado si el inversor nuevamente consigue encender el 100% de las cargas.
- Con el inversor en vacío invertir la polaridad a la entrada del inversor durante 3 minutos. Conectar nuevamente en la posición correcta los cables de entrada y encender el inversor. Si hay un fusible de protección y este quedará dañado, cambiarlo. Medir la tensión a la salida del inversor. Si el multimetro mide una tensión a la salida del inversor próxima a la nominal, este cumple con lo especificado.
- Verificar que el inversor cuenta con el índice de protección solicitado.

5. Evaluación del funcionamiento del inversor en condiciones extremas de operación

- La batería debe estar completamente cargada, con una tensión mínimo de 13,8 V .
- Agrupar las cargas típicas a ser usadas o las cargas equivalente a 125 % y 150 % de la potencia del inversor, conectar los componentes tal como aparece en la Figura 1. Encender el conjunto de cargas equivalentes a 125 % de la carga total, apagar después de 2 minutos. Encender la carga equivalente a 150 % de la carga total, apagar después de 30 segundos.
- Si el inversor logra encender las cargas, para ambas condiciones, para tensiones superiores a 12,1 V, cumple con lo especificado.

G. PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

El procedimiento de evaluación del SFV tiene como finalidad el determinar si el conjunto de componentes y elementos accesorios funcionan bajo las condiciones ambientales, de carga, descarga, entre otros solicitados.

Por lo tanto, para su evaluación deben ser considerados todos los componentes y materiales previstos.

1. Evaluaciones generales

- Instalar el SFV según recomendación del fabricante, verificar que todos los materiales necesarios para la instalación (tornillos, conectores, elementos de soporte y fijación, etc.) hayan sido incluidos de forma completa.

- Verificar que todas las terminales, tuercas, arandelas y demás elementos accesorios, propios de cada componente, y los usados para la instalación, sean de material inoxidable.

2. Evaluaciones físicas

- Verificar que todos los tornillos de los componentes y accesorios para su instalación son de cabeza plana, estrella o mixta.
- Verificar que todo los fusibles a ser utilizados son de amplia distribución en el mercado, especialmente en las cercanías donde se realizaran las instalaciones. Asimismo, verificar que su capacidad señalada en la superficie exterior se encuentra entre el 120 % y el 150 % de la corriente máxima que circulará por el fusible.
- Manipular los terminales de los componentes, a fin de verificar que se encuentren firmemente unidos a los mismos. Asimismo, verificar que los cables puedan ser conectados a sus correspondientes terminales de manera segura y mecánicamente fuerte.
- Verificar que los fusibles, interruptores u otros elementos de seguridad se encuentran ubicados en la caja de conexiones. Verificar que su índice de protección sea igual o mayor al del controlador de carga, siendo imprescindible que las salidas de la caja de conexiones se encuentren herméticamente selladas mediante prensaestopas. Así mismo, debe verificarse que la superficie exterior sea de material resistente a la oxidación o, en su defecto, arenado y pintada al horno, con doble base anticorrosiva (epóxica).
- Con la ayuda de un inclinómetro, verificar que el ángulo de inclinación del soporte del módulo fotovoltaico corresponde al valor solicitado. Asimismo, verificar que esté conformado por perfiles de aluminio anodizado, que los elementos de unión se encuentren firmemente unidos, a fin de que puedan resistir vientos de hasta 120 km/h .
- Verificar que las estructuras y postes de madera cuenten con un certificado del proveedor de la madera, en el cual se garantiza que la madera empleada ha sido sometida a un periodo de secado mayor a 2 meses y que tiene la densidad solicitada. En el caso de estructuras o postes metálicos, estos deberán ser de material inoxidable o, en su defecto, arenado y pintada al horno, con doble base anticorrosiva (epóxica).
- Verificar que la posición del generador fotovoltaico sea la más apropiada para una mayor captación posible de la radiación solar, tomando en cuenta la dirección del sol, alturas de obstáculos cercanos, entre otros. En el caso que éstos sean instalados sobre techos, verificar que la distancia entre el módulo y el techo corresponda a lo solicitado.
- Verificar que el SFV cuente con un banco de baterías y que sus características correspondan a lo solicitado.
- Al realizar una conexión de más de una batería, verificar que éstas tengan las características solicitadas. Para ello deben ser solicitados los certificados de fabricación o las especificaciones técnicas de las baterías, según como corresponda, y los ensayos realizados.
- Verificar que el SFV cuente con un tablero de control, en el cual están ubicados los componentes principales del SFV a excepción del banco de baterías
- Verificar que el tablero de control se encuentre protegido contra efectos corrosivos, que entre los componentes y las paredes laterales exista un espacio mínimo de 5 cm y tenga el IP solicitado.
- Comprobar que los cables a usarse en la instalación poseen un código de colores; y con una cubierta adecuada, acorde al ambiente donde serán instalados. Verificar que los terminales sean los apropiados, de acuerdo a la sección del cable.
- Verificar que en la cubierta protectora del cable se indique el tipo de cable, la sección y el fabricante del mismo (según NTP 370.252).
- Al hacer las conexiones de los cables y componentes de un SFV, verificar que no exista la posibilidad de producirse el efecto galvánico.
- Verificar que el conjunto tomacorriente/enchufe se encuentre polarizado.

3. Evaluaciones eléctricas

3.1. Banco de ensayo

3.1.1. Instrumentos de medición

Item	Instrumento	Cantidad	Capacidad mínima	Precisión	Resolución
1	Amperímetro	1	1,5 . I _{ensayo}	± 1 %	Un decimal
2	Voltímetro	1	1,5 . V _{ensayo en CC}	± 0,5 %	
3	Inclinómetro	1	180°	± 1 %	
4	Goniómetro	1	50 Ω	± 1 %	

3.1.2. Aparatos y componentes

Item	Descripción	Cantidad	Observaciones
1	SFV	1	A ser ensayado
2	Módulo sensor de temperatura	1	Calibrado
3	Módulo sensor de irradiancia	1	Calibrado
4	Piranómetro para registro de irradiancia difusa	1	Calibrada
5	Temporizador (reloj horario)	1	Con una precisión de 15 minutos
6	Sistema de adquisición de datos	1	Registro de radiación global, difusa, temperatura de celda, temperatura ambiente, tensión y corriente a la entrada del banco de baterías

3.1.3. Condiciones generales de medición

Estas condiciones generales deben ser cumplirse:

1. Realizar la instalación del SFV bajo las condiciones preestablecidos para su futura instalación (inclinación, metros de cable, entre otros).
2. Banco de baterías completamente cargada y con su capacidad estabilizada.
3. Instalar el banco de ensayo con los componentes, instrumentos y equipos señalados según su configuración.
4. Los resultados se considerarán como válidos, siempre y cuando la irradiancia durante los días de ensayo no sea inferior a 1,2 veces la irradiancia mínima especificada.
5. El sistema debe ser instalado en horas previas al inicio de la descarga. Por ejemplo, en el caso que un sistema suministre energía eléctrica a sus cargas únicamente de noche, éste deberá ser instalado en el transcurso del día, dejando un intervalo de 4 horas entre el final de la instalación y el inicio de la descarga. La descarga corresponderá a la corriente máxima diaria, para ello se recomienda emplear las cargas típicas que serán usadas con el sistema, o en su defecto, una carga equivalente durante las horas especificadas.

3.1.4. Configuración del banco de ensayo

La configuración que se muestra en la Figura 1 es referencial. Cualquier ensayo del SFV debe ser realizado con su configuración propia.

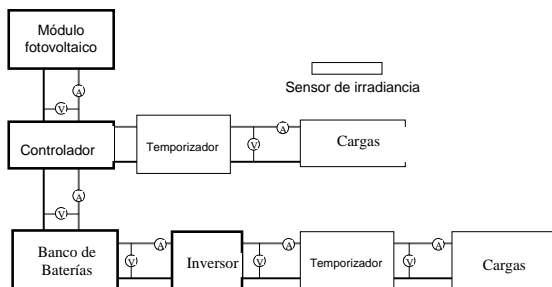


Figura 1. Configuración genérica de un Sistema Fotovoltaico.

3.2. Evaluación del SFV

- Cargar la batería con el generador fotovoltaico hasta que se contabilice una irradiancia equivalente a 1,2 veces la irradiancia mínima especificada. En ese momento, deberá desconectarse el generador fotovoltaico y el controlador deberá indicar que el banco de baterías se encuentra completamente cargado.
- Descargar el banco de batería haciendo uso de las cargas de consumo previstas o equivalentes, hasta que el controlador las desconecte. Registrar las tensiones y corrientes en las terminales del controlador, inversor y banco de baterías cada 10 minutos, como máximo.
- Cargar el banco de baterías con el generador fotovoltaico por un período equivalente a los días de autonomía solicitados.
- Descargar el banco de baterías hasta que el controlador desconecte las cargas del consumo.
- El sistema pasará la evaluación si la energía contabilizada en la descarga equivale a la multiplicación del número de días de autonomía solicitado por la energía de consumo diaria solicitada, con una tolerancia de hasta - 5 %. En el caso que no sea ensayada el banco de baterías a 25 °C, se deberá corregir su capacidad con un factor de 1% / °C. Si el SFV no pasará la evaluación, debe verificarse las pérdidas de tensión entre los cables y los terminales, en los elementos accesorios y la compatibilidad entre los componentes.
- En caso que durante el proceso de evaluación alguna condición general de medida no se alcanzara, entonces, se deberá volver a reiniciar el ensayo bajo las mismas condiciones.

3.3. Evaluación de las lámparas incandescentes

- Conectar las lámparas incandescentes a una fuente de alimentación a 12 V, medir la corriente de consumo, multiplicar la tensión y la corriente y dividir este valor con el valor de potencia pico en CEM del generador fotovoltaico. La potencia de la lámpara incandescente deberá ser menor a 5 % para que el SFV cumpla con lo solicitado.

3.4. Evaluación del funcionamiento de los componentes

- Verificar a través de los ensayos previstos que los componentes y sus accesorios funcionen en conjunto, suministrando la energía eléctrica solicitada. Asimismo, verificar en base a la información proporcionada por el fabricante que por causa de las condiciones geográficas o climáticas, la capacidad de cada uno de los equipos no se vea disminuida más allá de lo solicitado. En casos extremos, deberá evaluarse la posibilidad de realizar las evaluaciones correspondientes a cada componente en un lugar con las condiciones geográficas y/o climáticas similares donde serán instalados los SFV.

3.5. Evaluación de los interruptores de CA

- Conectar el interruptor solicitado a una fuente de alimentación y a las cargas de consumo solicitadas (o una carga equivalente) y encenderlas, al menos, durante 10 minutos. El interruptor habrá pasado el ensayo si no sufrió una desconexión o algún otro desperfecto en su funcionamiento.

3.6. Evaluación de los cables

- Verificar que la caída de tensión entre los componentes es menor al 2 %, durante la evaluación del sistema.

4. Evaluación de protecciones

- Verificar que existen las protecciones solicitadas en las diferentes líneas del SFV.

ANEXO

INFORME DE EVALUACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO Y SUS COMPONENTES

Nombre de Laboratorio

Fecha, año

FICHA TÉCNICA DE EVALUACIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

Personal

Nombre de Evaluador	
Nombre de Responsable	
Código de evaluación del laboratorio	

Instrumentos de medición y dispositivos auxiliares

Equipo	Cantidad	Marca	Modelo	Descripción	Capacidad
Sensor de irradiancia					
Sensor de temperatura					
Piranómetro					
Radiómetro					
Anemómetro					
Inclinómetro					
Voltímetro					
Shunt					
Shunt					
Potenciómetro					
Batería					

Características generales del módulo fotovoltaico

Marca		
Modelo		
Número de Serie		
Tipo de Módulo	Cristalino (); Policristalino ()	
Tensión nominal		V
Potencia Máxima a CEM		Wp
Corriente de cortocircuito a CEM		I _{sc}
Tensión de circuito abierto a CEM		V _{oc}
Dimensiones del módulo		mm
Dimensiones de las celdas		Mm
Dimensiones del marco		mm

Fechas de Evaluaciones

Evaluaciones	Parámetro	Periodo de tiempo
FISICAS	Varios	Del día al día
	Corriente de cortocircuito	Del día al día
ELECTRICAS	Tensión de circuito abierto	Del día al día
	Cálculo de la potencia	Del día al día

EVALUACIÓN FÍSICA Y DE PROTECCIONES

Registro Fotográfico

Fotografía del módulo fotovoltaico	
Frontal	Posterior

Características	Calificación	Cumple (Si/No)
Estado de las células	En buenas condiciones (); Rota (); Separadas ()	

Características	Calificación	Cumple (Si/No)
Desalineamiento	Alineadas (); Desalineadas ()	
Metalización	No presenta (); Presenta ()	
Impurezas en laminado	No presenta (); Presenta ()	
Burbujas en encapsulado	No presenta (); Presenta ()	
Vidrio frontal	En buenas condiciones (); Rota ()	
Cinta de conexión	En buenas condiciones (); Rota ()	
Etiqueta	Legible (); Ilegible ()	
Módulo	Sin manchas (), sin manchas o restos ()	
Tedlar	En buenas condiciones (); Roto ()	
Unión marco-módulo	En buenas condiciones (); Desprendido ()	
Caja de conexión		
Unión con módulo fotovoltaico	Firme (); Desprendido ()	
Tornillos de conexión	Plano (), Estrella (), Mixto (), Otro	
Marco	Aluminio Anodizado (); otro material ()	
Accesorios	Inoxidable (); Oxidable ()	
Protecciones		
IP	
Diodos de "by pass"	2 unidades por módulo	

Fotografía de defectos encontrados (si corresponde)	

Observaciones
Comentarios

CALIFICACIÓN DE LA EVALUACIÓN FÍSICA DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

CUMPLE (), NO CUMPLE ()

..... del de

Evaluador

Responsable

EVALUACIÓN ELÉCTRICA

Condiciones generales de medición

Parámetro	Mínimo	Máximo
Irradiancia solar (W/m ²)		
Fracción difusa		
Velocidad del viento (m/s)		
Ángulo de inclinación del Módulo fotovoltaico		
Sensor de irradiancia		
Sensor de temperatura		
Latitud		

Observaciones
Comentarios

Parámetros	Unid.	Fecha y hora		Fecha y hora solar		Medido
		Inicio	Término	Inicio	Término	
Instalación del módulo FV	1					---
Corriente de cortocircuito a CEM	A					
Tensión en circuito abierto a CEM	V					

Observaciones

FICHA TÉCNICA DE EVALUACIÓN DEL CONTROLADOR DE CARGA

Personal

Nombre de Evaluador	
Nombre de Responsable	
Código de evaluación del laboratorio	

Instrumentos de medición y dispositivos auxiliares

Equipo	Cantidad	Marca	Modelo	Descripción	Capacidad
Voltímetro					
Amperímetro					
Termómetro					
Batería					
Potenciómetro					
Carga 1					
Carga 2					
Carga "n"					
Horno					
Refrigeradora					

Características generales del Controlador de Carga

Marca		
Modelo		
Número de Serie		
Tipo		
Tensión nominal		V
Capacidad		A
Tensión de desconexión del consumo		V
Tensión de conexión del consumo		V
Tensión de desconexión de la carga		V
Tensión de conexión de la carga		V
Autoconsumo		mA
Caída de tensión entre terminales		V

Fechas de Evaluaciones

Evaluaciones	Parámetro	Período de tiempo
FÍSICAS	Varios	Del día al día
ELÉCTRICAS	Varios	Del día al día
PROTECCIONES	Varios	Del día al día

EVALUACIÓN FÍSICA

Registro Fotográfico

Fotografía del Controlador de Carga	
Frontal	Posterior

Características	Calificación	Cumple (Si/No)
Superficie Inoxidable	Si (), No ()	
Polaridad de terminales	Corresponde (), No Corresponde ()	
Terminales-cables	Fijación firme (), Fijación endeble ()	
Terminales-controlador	Unión firme (), Débil Unión ()	
Tipo de tornillos	Plano (), Estrella (), Mixto (), otro	
Fusible		
Extracción	Sencilla (), Difícil ()	
Ubicación en el Controlador	Dentro (), Fuera ()	
Capacidad	Señala (), No Señala ()	

Fotografía de defectos encontrados (si corresponde)	

Observaciones

Comentarios

CALIFICACIÓN DE LA EVALUACIÓN FÍSICA DEL CONTROLADOR DE CARGA

CUMPLE (), NO CUMPLE ()

..... del de

Evaluador

Responsable

EVALUACIÓN ELÉCTRICA, CONDICIONES EXTREMAS DE FUNCIONAMIENTO Y PROTECCIONES

Parámetros	Unid.	Fecha y hora		Solicitado	Medido	Cumple (Si/No)
		Inicio	Término			
Tensión de desconexión de carga del generador FV	V					
Tensión de reposición de carga del generador FV	V					
Factor de corrección por temperatura	mV/°C					
Tensión de reposición del consumo	V					
Tensión de alarma por proximidad de desconexión del consumo	V					
Tensión de desconexión del consumo	V					
Profundidad de descarga (PD)						
Variación de las tensiones por variación de corriente	%					
Caída de tensión	%					
Autoconsumo	mA					
Interferencia						
Condiciones extremas de funcionamiento						
Bajas temperaturas						
Altas temperaturas						
Protecciones						
Índice de Protección						
Corrientes inversas						
Funcionamiento sin batería						
Sobrecarga						
Inversión de polaridad						
Cortocircuito						
Información visual						

Las medidas realizadas se encuentran en el Anexo 2

Observaciones

Comentarios

CALIFICACIÓN DE LA EVALUACIÓN ELÉCTRICA DEL CONTROLADOR DE CARGA

CUMPLE (), NO CUMPLE ()

..... del de

Evaluador

Responsable

EVALUACIÓN ELÉCTRICA

Parámetros	Unid.	Fecha y hora		Solicitado	Medido	Cumple (Si/No)
		Inicio	Término			
Capacidad inicial	A.h					
Capacidad estabilizada de la batería						
Densidad de la batería	gr/cm ³					
Autodescarga	%					

Observaciones

Comentarios

Las medidas realizadas se encuentran en el Anexo 3

CALIFICACIÓN DE LA EVALUACIÓN ELÉCTRICA DE LA BATERÍA
CUMPLE (), NO CUMPLE ()

..... del de

Evaluador

Responsable

ANEXO 3

Medida de la capacidad inicial, estabilizada y autodescarga

Tiempo (min)	Corriente (A)	Tensión (V)	Temperatura (°C)	Observaciones

Curva de descarga de la batería	Temperatura promedio (°C)	
	Tensión	PD (%)

Curva de carga de la batería	Temperatura promedio (°C)	
	Tensión	FR (%)

FR: Factor de recuperación

FICHA TÉCNICA DE EVALUACIÓN DEL CONVERTIDOR CC/CC

Personal

Nombre de Evaluador	
Nombre de Responsable	
Código de evaluación del laboratorio	

Instrumentos de medición y dispositivos auxiliares

Equipo	Cantidad	Marca	Modelo	Descripción	Capacidad
Voltímetro					
Amperímetro					
Termómetro					
Fuente de alimentación					
Radio 1					
Radio 2					
Radio "n"					
TV					
Horno					
Refrigeradora					

Características generales del Convertidor CC/CC

Marca	
Modelo	
Número de Serie	
Tipo	
Tensión nominal	V
Capacidad	A
Tensiones de salida	V
Autoconsumo	mA

Fechas de Evaluaciones

Evaluaciones	Parámetro	Periodo de tiempo
FÍSICAS	Varios	Del día al día
ELECTRICAS	Varios	Del día al día
PROTECCIONES	Varios	Del día al día

EVALUACIÓN FÍSICA

Registro Fotográfico

Fotografía del Convertidor CC/CC	
Frontal	Posterior

Características	Calificación	Cumple (Si/No)
Superficie Inoxidable	Si (), No ()	
Polaridad de terminales	Corresponde (), No Corresponde ()	
Desmontaje de convertidor	Sencilla (), Difícil ()	
Terminales-cables	Fijación firme (), Fijación endeble ()	
Terminales-convertidor	Unión firme (), Débil Unión ()	
Tipo de tornillos	Plano (), Estrella (), Mixto (), otro.....	
Fusible		
Extracción	Sencilla (), Difícil ()	
Ubicación en el convertidor	Dentro (), Fuera ()	
Capacidad	Señala (), No Señala ()	
Índice de Protección	IP	



Fotografía de defectos encontrados (si corresponde)	
.....
.....

Observaciones

Comentarios

**CALIFICACIÓN DE LA EVALUACIÓN FÍSICA
DEL CONVERTIDOR CC/CC
CUMPLE (), NO CUMPLE ()**

..... del de

Evaluador

Responsable

**EVALUACIÓN ELÉCTRICA, CONDICIONES EXTREMAS DE
FUNCIONAMIENTO Y PROTECCIONES**

Parámetros	Unid.	Fecha y hora		Solicitado	Medido	Cumple (Si/No)
		Inicio	Término			
Interferencia						
Conversión de las tensiones	V					
Autoconsumo	mA					
Protecciones						
Índice de Protección						
Sobrecarga						
Inversión de polaridad						
Cortocircuito						
Condiciones extremas de funcionamiento						
Bajas temperaturas						
Altas temperaturas						

Observaciones

Comentarios

Las medidas realizadas se encuentran en el Anexo 4

**CALIFICACIÓN DE LA EVALUACIÓN ELÉCTRICA
CONDICIONES EXTREMAS DE FUNCIONAMIENTO Y
PROTECCIONES DEL CONVERTIDOR CC/CC**

CUMPLE (), NO CUMPLE ()

..... del de

Evaluador

Responsable

ANEXO 4

Interferencias

A radio o televisor
No se produce (), Si se produce () ¿A qué distancia?

Con radio o televisor funcionando independiente (pilas o batería)
No se produce (), Si se produce () ¿A qué distancia?

Conversión de tensiones

Tensión de entrada	Tensión de salida		Variación en relación a la nominal		Observaciones
	Con carga	Sin carga	Con carga	Sin carga	

Autoconsumo

Tensión de entrada (V)	Corriente (A)	Observaciones

Evaluación de las condiciones extremas de funcionamiento

El Convertidor soporta el funcionamiento en condiciones extremas de funcionamiento

Bajas temperaturas °C Si (), No ()
Altas temperaturas °C Si (), No ()

FICHA TÉCNICA DE EVALUACIÓN DE LA LUMINARIA

Personal

Nombre de Evaluador	
Nombre de Responsable	
Código de evaluación del laboratorio	

Instrumentos de medición y dispositivos auxiliares

Equipo	Cantidad	Marca	Modelo	Descripción	Capacidad
Voltímetro					
Amperímetro					
Termómetro					
Radio					
TV					
Cronómetro					
Caja negra					
Luminaria padrón					
Horno					
Refrigeradora					

Características generales de la luminaria

Marca		
Modelo		
Número de Serie		
Tipo		
Cantidad de lámparas		
Potencia de la lámpara		A
Flujo luminoso		lm
Tensión nominal		V
Corriente		mA

Fechas de Evaluaciones

Evaluaciones	Parámetro	Período de tiempo
FÍSICAS	Varios	Del día al día
ELÉCTRICAS	Varios	Del día al día
PROTECCIONES	Varios	Del día al día

EVALUACIÓN FÍSICA

Registro Fotográfico

Fotografía del Convertidor CC/CC	
Frontal	Posterior

Características	Observación	Cumplimiento (Si/No)
Superficie, terminales, tornillos y accesorios inoxidable	Si (), No ()	
Desmontaje de luminaria	Sencilla (), Difícil ()	
Polaridad de terminales	Corresponde (), No Corresponde ()	
Terminales-cables	Fijación firme (), Fijación endeble ()	
Terminales-luminarias	Unión firme (), Débil Unión ()	
Tipo de tornillos	Plano (), Estrella (), Mixto (),....	
Índice de Protección	IP	
Tipo de rosca E (luminarias compactas)	E	

Fotografía de defectos encontrados (si corresponde)	
.....

Observaciones

Comentarios

CALIFICACIÓN DE LA EVALUACIÓN FÍSICA DE LA LUMINARIA
CUMPLE (), NO CUMPLE ()

..... del de

Evaluador

Responsable

EVALUACIÓN ELÉCTRICA, CICLADO, FLUJO LUMINOSO, CONDICIONES EXTREMAS DE FUNCIONAMIENTO Y PROTECCIONES

Parámetros	Unid.	Fecha y hora		Solicitado	Medido	Cumple (Si/No)
		Inicio	Término			
Interferencia						
Temperatura externa de la luminaria						
Funcionamiento de luminaria sin lámpara fluorescente						
Ciclado						
Flujo luminoso						
Potencia de consumo de la luminaria						
Protecciones						
Índice de protección						
Inversión de polaridad						
Funcionamiento de la luminaria con tubo fluorescente quemado						
Funcionamiento de la luminaria con tubo fluorescente retirado						
Cortocircuito						
Funcionamiento en condiciones extremas de operación						
Bajas temperaturas						
Altas temperaturas						

Observaciones

Comentarios

Las medidas realizadas se encuentran en el Anexo 5

CALIFICACIÓN DE LA EVALUACIÓN ELÉCTRICA, CICLADO, FLUJO LUMINOSO, CONDICIONES EXTREMAS DE FUNCIONAMIENTO Y PROTECCIONES DE LA LUMINARIA

CUMPLE (), NO CUMPLE ()

..... del de

Evaluador

Responsable

ANEXO Nº 5

Interferencias

A radio o televisor
No se produce (), Si se produce () ¿A qué distancia?

Con radio o televisor funcionando independiente (pilas o batería)
No se produce (), Si se produce () ¿A qué distancia?

Flujo luminoso

Luminaria en ensayo						
Tensión de entrada (V)	Corriente de consumo (A)	Potencia de consumo (W)	Distancia (m)	Iluminancia (lux)	Fn	Flujo luminoso (lm)

Luminaria en padrón						
Tensión de entrada (V)	Corriente de consumo (A)	Potencia de consumo (W)	Distancia (m)	Iluminancia (lux)	Fn	Flujo luminoso (lm)

Flujo luminoso de la luminaria padrón corregido: lm

Flujo luminoso de la luminaria en ensayo corregido: lm

Rendimiento luminoso de la luminaria en ensayo: lm/W

FICHA TÉCNICA DE EVALUACIÓN DEL INVERSOR CC/CA

Personal

Nombre de Evaluador	
Nombre de Responsable	
Código de evaluación del laboratorio	

Instrumentos de medición y dispositivos auxiliares

Equipo	Cantidad	Marca	Modelo	Descripción	Capacidad
Voltímetro					
Amperímetro					
Analizador de armónicos					
Pinza amperimétrica					
Banco de batería					
Fuente de alimentación					
Cargas					

FICHA TÉCNICA DE EVALUACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

Personal

Nombre de Evaluador	
Nombre de Responsable	
Código de evaluación del laboratorio	

Instrumentos de medición y dispositivos auxiliares

Equipo	Cantidad	Marca	Modelo	Descripción	Capacidad
Voltímetro					
Amperímetro					
Inclinómetro					
Goniómetro					
Módulo sensor de temperatura					
Módulo sensor de irradiancia					
Piranómetro para registro de irradiancia difusa					
Temporizador					
Sistema de adquisición de datos					

Características generales del Sistema Fotovoltaico

	Marca	Modelo	Nº de Serie	Código de laboratorio	Cantidad	Capacidad por unidad	
Módulo fotovoltaico							Wp
Controlador de carga							A
Batería							Ah
Luminaria							W
Convertidor C/C/CC							A
Inversor							W

Fechas de Evaluaciones

Evaluaciones	Parámetro	Período de tiempo
FÍSICAS	Varios	Del día al día
ELÉCTRICAS	Varios	Del día al día
CONDICIONES EXTREMAS DE FUNCIONAMIENTO	Varios	Del día al día
PROTECCIONES	Varios	Del día al día

EVALUACIÓN FÍSICA

Registro Fotográfico

Fotografía del Sistema Fotovoltaico	
Frontal	Posterior

Características	Calificación	Cumple (Si/No)
Accesorios	Plano (), Estrella (), Mixto (), otro	
Capacidad de fusibles	Cumple (), No Cumple ()	
Terminales-cables	Fijación firme (), Fijación endeble ()	
Terminales-componentes	Unión firme (), Débil Unión ()	
Caja de conexiones	Cumple (), No Cumple ()	
Soporte del módulo FV	Cumple (), No Cumple ()	
Poste	Cumple (), No Cumple ()	
Tablero de control	Cumple (), No Cumple ()	
Cables	Cumple (), No Cumple ()	
Conjunto tomacorriente/enchufe	Cumple (), No Cumple ()	

Fotografía de defectos encontrados (si corresponde)	

Observaciones
Comentarios

CALIFICACIÓN DE LA EVALUACIÓN FÍSICA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO
CUMPLE (), NO CUMPLE ()

..... del de

Evaluador

Responsable

EVALUACIONES ELÉCTRICAS Y PROTECCIONES

Parámetros	Unid.	Fecha y hora		Solicitado	Medido	Cumple (Si/No)
		Inicio	Término			
Nº de días de autonomía	Días					
Lámparas incandescentes	W					
Funcionamiento de componentes						
Interruptores de CA						
Cables						
Protecciones						

Observaciones
Comentarios

Las medidas realizadas se encuentran en el Anexo 7

ANEXO 7

Tiempo (min)	Tensión de entrada (V)	Corriente (A)	Irradiancia (W/m²)	Temperatura (°C)	Irradiancia directa (W/m²)	Irradiancia difusa (W/m²)	Fracción difusa