

**Instalaciones de
Energía Solar Fotovoltaica**

**Pliego de Condiciones Técnicas de
Instalaciones Aisladas de Red**

PCT-A-REV - febrero 2009

IDAE
Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
C/ Madera, 8
E - 28004 - MADRID
www.idae.es

Antecedentes

Esta documentación, realizada en colaboración entre el departamento de energía solar de IDAE y CENSOLAR, es una revisión del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red, editado en octubre de 2002, y que fue realizado por el Departamento de Energía Solar del IDAE, con la colaboración del Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid y del Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT.

Su finalidad es establecer las condiciones técnicas que deben tomarse en consideración en la Convocatoria de Ayudas para la promoción de instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica, en el ámbito del Plan de Fomento de las Energías Renovables correspondiente al periodo 2005-2010.

Índice

1 Objeto

2 Generalidades

3 Definiciones

3.1 Radiación solar	6
3.2 Generadores fotovoltaicos	6
3.3 Acumuladores de plomo-ácido	7
3.4 Reguladores de carga	8
3.5 Inversores	8
3.6 Cargas de consumo	9

4 Diseño

4.1 Orientación, inclinación y sombras	9
4.2 Dimensionado del sistema	9
4.3 Sistema de monitorización	10

5 Componentes y materiales

5.1 Generalidades	11
5.2 Generadores fotovoltaicos	11
5.3 Estructura de soporte	12
5.4 Acumuladores de plomo-ácido	13
5.5 Reguladores de carga	14
5.6 Inversores	15
5.7 Cargas de consumo	16
5.8 Cableado	18
5.9 Protecciones y puesta a tierra	18

6 Recepción y pruebas

7 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

7.1 Generalidades	19
7.2 Programa de mantenimiento	20
7.3 Garantías	21

Anexo I: Dimensionado del sistema fotovoltaico

Anexo II: Documentación que se debe incluir en las Memorias

1 Objeto

- 1.1 Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red, que por sus características estén comprendidas en el apartado segundo de este Pliego. Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.
- 1.2 Se valorará la calidad final de la instalación por el servicio de energía eléctrica proporcionado (eficiencia energética, correcto dimensionado, etc.) y por su integración en el entorno.
- 1.3 El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se aplica a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.
- 1.4 En determinados supuestos del proyecto se podrán adoptar, por la propia naturaleza del mismo o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.
- 1.5 Este PCT está asociado a las líneas de ayuda para la promoción de instalaciones de energía solar fotovoltaica en el ámbito del Plan de Energías Renovables.

2 Generalidades

- 2.1 Este Pliego es de aplicación, en su integridad, a todas las instalaciones solares fotovoltaicas aisladas de la red destinadas a:
 - Electrificación de viviendas y edificios
 - Alumbrado público
 - Aplicaciones agropecuarias
 - Bombeo y tratamiento de agua
 - Aplicaciones mixtas con otras fuentes de energías renovables
- 2.2 También podrá ser de aplicación a otras instalaciones distintas a las del apartado 2.1, siempre que tengan características técnicas similares.
- 2.3 En todo caso es de aplicación toda la normativa que afecte a instalaciones solares fotovoltaicas:
 - 2.3.1 Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
 - 2.3.2 Código Técnico de la Edificación (CTE), cuando sea aplicable.
 - 2.3.3 Directivas Europeas de seguridad y compatibilidad electromagnética.

3 Definiciones

3.1 Radiación solar

3.1.1 Radiación solar

Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

3.1.2 Irradiancia

Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m².

3.1.3 Irradiación

Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en MJ/m² o kWh/m².

3.1.4 Año Meteorológico Típico de un lugar (AMT)

Conjunto de valores de la irradiación horaria correspondientes a un año hipotético que se construye eligiendo, para cada mes, un mes de un año real cuyo valor medio mensual de la irradiación global diaria horizontal coincida con el correspondiente a todos los años obtenidos de la base de datos.

3.2 Generadores fotovoltaicos

3.2.1 Célula solar o fotovoltaica

Dispositivo que transforma la energía solar en energía eléctrica.

3.2.2 Célula de tecnología equivalente (CTE)

Célula solar cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman el generador fotovoltaico.

3.2.3 Módulo fotovoltaico

Conjunto de células solares interconectadas entre sí y encapsuladas entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

3.2.4 Rama fotovoltaica

Subconjunto de módulos fotovoltaicos interconectados, en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

3.2.5 Generador fotovoltaico

Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

3.2.6 Condiciones Estándar de Medida (CEM)

Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas como referencia para caracterizar células, módulos y generadores fotovoltaicos y definidas del modo siguiente:

- Irradiancia (G_{STC}): 1000 W/m²
- Distribución espectral: AM 1,5 G
- Incidencia normal
- Temperatura de célula: 25 °C

3.2.7 *Potencia máxima del generador (potencia pico)*

Potencia máxima que puede entregar el módulo en las CEM.

3.2.8 *TONC*

Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m² con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento de 1 m/s.

3.3 Acumuladores de plomo-ácido

3.3.1 *Acumulador*

Asociación eléctrica de baterías.

3.3.2 *Batería*

Fuente de tensión continua formada por un conjunto de vasos electroquímicos interconectados.

3.3.3 *Autodescarga*

Pérdida de carga de la batería cuando ésta permanece en circuito abierto. Habitualmente se expresa como porcentaje de la capacidad nominal, medida durante un mes, y a una temperatura de 20 °C.

3.3.4 *Capacidad nominal: C_{20} (Ah)*

Cantidad de carga que es posible extraer de una batería en 20 horas, medida a una temperatura de 20 °C, hasta que la tensión entre sus terminales llegue a 1,8 V/vaso. Para otros regímenes de descarga se pueden usar las siguientes relaciones empíricas: $C_{100}/C_{20} \approx 1,25$, $C_{40}/C_{20} \approx 1,14$, $C_{20}/C_{10} \approx 1,17$.

3.3.5 *Capacidad útil*

Capacidad disponible o utilizable de la batería. Se define como el producto de la capacidad nominal y la profundidad máxima de descarga permitida, PD_{max} .

3.3.6 *Estado de carga*

Cociente entre la capacidad residual de una batería, en general parcialmente descargada, y su capacidad nominal.

3.3.7 *Profundidad de descarga (PD)*

Cociente entre la carga extraída de una batería y su capacidad nominal. Se expresa habitualmente en %.

3.3.8 *Régimen de carga (o descarga)*

Parámetro que relaciona la capacidad nominal de la batería y el valor de la corriente a la cual se realiza la carga (o la descarga). Se expresa normalmente en horas, y se representa como un

subíndice en el símbolo de la capacidad y de la corriente a la cuál se realiza la carga (o la descarga). Por ejemplo, si una batería de 100 Ah se descarga en 20 horas a una corriente de 5 A, se dice que el régimen de descarga es 20 horas ($C_{20} = 100 \text{ Ah}$) y la corriente se expresa como $I_{20} = 5 \text{ A}$.

3.3.9 *Vaso*

Elemento o celda electroquímica básica que forma parte de la batería, y cuya tensión nominal es aproximadamente 2 V.

3.4 Reguladores de carga

3.4.1 *Regulador de carga*

Dispositivo encargado de proteger a la batería frente a sobrecargas y sobredescargas. El regulador podrá no incluir alguna de estas funciones si existe otro componente del sistema encargado de realizarlas.

3.4.2 *Voltaje de desconexión de las cargas de consumo*

Voltaje de la batería por debajo del cual se interrumpe el suministro de electricidad a las cargas de consumo.

3.4.3 *Voltaje final de carga*

Voltaje de la batería por encima del cual se interrumpe la conexión entre el generador fotovoltaico y la batería, o reduce gradualmente la corriente media entregada por el generador fotovoltaico.

3.5 Inversores

3.5.1 *Inversor*

Convertidor de corriente continua en corriente alterna.

3.5.2 V_{RMS}

Valor eficaz de la tensión alterna de salida.

3.5.3 *Potencia nominal (VA)*

Potencia especificada por el fabricante, y que el inversor es capaz de entregar de forma continua.

3.5.4 *Capacidad de sobrecarga*

Capacidad del inversor para entregar mayor potencia que la nominal durante ciertos intervalos de tiempo.

3.5.5 *Rendimiento del inversor*

Relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada del inversor. Depende de la potencia y de la temperatura de operación.

3.5.6 Factor de potencia

Cociente entre la potencia activa (W) y la potencia aparente (VA) a la salida del inversor.

3.5.7 Distorsión armónica total: THD (%)

Parámetro utilizado para indicar el contenido armónico de la onda de tensión de salida. Se define como:

$$\text{THD (\%)} = 100 \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{n=\infty} V_n^2}}{V_1}$$

donde V_1 es el armónico fundamental y V_n el armónico enésimo.

3.6 Cargas de consumo

3.6.1 Lámpara fluorescente de corriente continua

Conjunto formado por un balastro y un tubo fluorescente.

4 Diseño

4.1 Orientación, inclinación y sombras

4.1.1 Las pérdidas de radiación causadas por una orientación e inclinación del generador distintas a las óptimas, y por sombreado, en el período de diseño, no serán superiores a los valores especificados en la tabla I.

Tabla I

<i>Pérdidas de radiación del generador</i>	<i>Valor máximo permitido (%)</i>
Inclinación y orientación	20
Sombras	10
Combinación de ambas	20

4.1.2 El cálculo de las pérdidas de radiación causadas por una inclinación y orientación del generador distintas a las óptimas se hará de acuerdo al apartado 3.2 del anexo I.

4.1.3 En aquellos casos en los que, por razones justificadas, no se verifiquen las condiciones del apartado 4.1.1, se evaluarán las pérdidas totales de radiación, incluyéndose el cálculo en la Memoria de Solicitud.

4.2 Dimensionado del sistema

4.2.1 Independientemente del método de dimensionado utilizado por el instalador, deberán realizarse los cálculos mínimos justificativos que se especifican en este PCT.

4.2.2 Se realizará una estimación del consumo de energía de acuerdo con el primer apartado del anexo I.

- 4.2.3 Se determinará el rendimiento energético de la instalación y el generador mínimo requerido ($P_{mp, min}$) para cubrir las necesidades de consumo según lo estipulado en el anexo I, apartado 3.4.
- 4.2.4 El instalador podrá elegir el tamaño del generador y del acumulador en función de las necesidades de autonomía del sistema, de la probabilidad de pérdida de carga requerida y de cualquier otro factor que quiera considerar. El tamaño del generador será, como máximo, un 20% superior al $P_{mp, min}$ calculado en 4.2.3. En aplicaciones especiales en las que se requieran probabilidades de pérdidas de carga muy pequeñas podrá aumentarse el tamaño del generador, justificando la necesidad y el tamaño en la Memoria de Solicitud.
- 4.2.5 Como norma general, la autonomía mínima de sistemas con acumulador será de tres días. Se calculará la autonomía del sistema para el acumulador elegido (conforme a la expresión del apartado 3.5 del anexo I). En aplicaciones especiales, instalaciones mixtas eólico-fotovoltaicas, instalaciones con cargador de baterías o grupo electrógeno de apoyo, etc. que no cumplan este requisito se justificará adecuadamente.
- 4.2.6 Como criterio general, se valorará especialmente el aprovechamiento energético de la radiación solar.

4.3 Sistema de monitorización

- 4.3.1 El sistema de monitorización, cuando se instale, proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:
- Tensión y corriente CC del generador.
 - Potencia CC consumida, incluyendo el inversor como carga CC.
 - Potencia CA consumida si la hubiere, salvo para instalaciones cuya aplicación es exclusivamente el bombeo de agua.
 - Contador volumétrico de agua para instalaciones de bombeo.
 - Radiación solar en el plano de los módulos medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
 - Temperatura ambiente en la sombra.
- 4.3.2 Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación de las mismas se hará conforme al documento del JRC-Ispra “Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants – Document A”, Report EUR 16338 EN.

5 Componentes y materiales

5.1 Generalidades

- 5.1.1 Todas las instalaciones deberán cumplir con las exigencias de protecciones y seguridad de las personas, y entre ellas las dispuestas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión o legislación posterior vigente.
- 5.1.2 Como principio general, se tiene que asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico (clase I) para equipos y materiales.
- 5.1.3 Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad para proteger a las personas frente a contactos directos e indirectos, especialmente en instalaciones con tensiones de operación superiores a $50 V_{RMS}$ o $120 V_{CC}$. Se recomienda la utilización de equipos y materiales de aislamiento eléctrico de clase II.
- 5.1.4 Se incluirán todas las protecciones necesarias para proteger a la instalación frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones.
- 5.1.5 Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad. Todos los equipos expuestos a la intemperie tendrán un grado mínimo de protección IP65, y los de interior, IP20.
- 5.1.6 Los equipos electrónicos de la instalación cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas podrán ser certificadas por el fabricante).
- 5.1.7 Se incluirá en la Memoria toda la información requerida en el anexo II.
- 5.1.8 En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirá toda la información del apartado 5.1.7, resaltando los cambios que hubieran podido producirse y el motivo de los mismos. En la Memoria de Diseño o Proyecto también se incluirán las especificaciones técnicas, proporcionadas por el fabricante, de todos los elementos de la instalación.
- 5.1.9 Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar donde se sitúa la instalación.

5.2 Generadores fotovoltaicos

- 5.2.1 Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos de capa delgada, o UNE-EN 62108 para módulos de concentración, así como la especificación UNE-EN 61730-1 y 2 sobre seguridad en módulos FV, Este requisito se justificará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente emitido por algún laboratorio acreditado.
- 5.2.2 El módulo llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo, nombre o logotipo del fabricante, y el número de serie, trazable a la fecha de fabricación, que permita su identificación individual.

- 5.2.3 Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación. En caso de variaciones respecto de estas características, con carácter excepcional, deberá presentarse en la Memoria justificación de su utilización.
- 5.2.3.1 Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales, y tendrán un grado de protección IP65.
- 5.2.3.2 Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.
- 5.2.3.3 Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales, referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 5\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.
- 5.2.3.4 Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación, como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células, o burbujas en el encapsulante.
- 5.2.4 Cuando las tensiones nominales en continua sean superiores a 48 V, la estructura del generador y los marcos metálicos de los módulos estarán conectados a una toma de tierra, que será la misma que la del resto de la instalación.
- 5.2.5 Se instalarán los elementos necesarios para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del generador.
- 5.2.6 En aquellos casos en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, todo producto que no cumpla alguna de las especificaciones anteriores deberá contar con la aprobación expresa del IDAE. En todos los casos han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

5.3 Estructura de soporte

- 5.3.1 Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos y se incluirán todos los accesorios que se precisen.
- 5.3.2 La estructura de soporte y el sistema de fijación de módulos permitirán las necesarias dilataciones térmicas sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las normas del fabricante.
- 5.3.3 La estructura soporte de los módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación (CTE).
- 5.3.4 El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.
- 5.3.5 La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la misma.
- 5.3.6 La tornillería empleada deberá ser de acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea

galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando los de sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

- 5.3.7 Los topes de sujeción de módulos, y la propia estructura, no arrojarán sombra sobre los módulos.
- 5.3.8 En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias del Código Técnico de la Edificación y a las técnicas usuales en la construcción de cubiertas.
- 5.3.9 Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá la Norma MV-102 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.
- 5.3.10 Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las Normas UNE 37-501 y UNE 37-508, con un espesor mínimo de 80 micras, para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

5.4 Acumuladores de plomo-ácido

- 5.4.1 Se recomienda que los acumuladores sean de plomo-ácido, preferentemente estacionarias y de placa tubular. No se permitirá el uso de baterías de arranque.
- 5.4.2 Para asegurar una adecuada recarga de las baterías, la capacidad nominal del acumulador (en Ah) no excederá en 25 veces la corriente (en A) de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico. En el caso de que la capacidad del acumulador elegido sea superior a este valor (por existir el apoyo de un generador eólico, cargador de baterías, grupo electrógeno, etc.), se justificará adecuadamente.
- 5.4.3 La máxima profundidad de descarga (referida a la capacidad nominal del acumulador) no excederá el 80 % en instalaciones donde se prevea que descargas tan profundas no serán frecuentes. En aquellas aplicaciones en las que estas sobredescargas puedan ser habituales, tales como alumbrado público, la máxima profundidad de descarga no superará el 60 %.
- 5.4.4 Se protegerá, especialmente frente a sobrecargas, a las baterías con electrolito gelificado, de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.
- 5.4.5 La capacidad inicial del acumulador será superior al 90 % de la capacidad nominal. En cualquier caso, deberán seguirse las recomendaciones del fabricante para aquellas baterías que requieran una carga inicial.
- 5.4.6 La autodescarga del acumulador a 20 °C no excederá el 6 % de su capacidad nominal por mes.
- 5.4.7 La vida del acumulador, definida como la correspondiente hasta que su capacidad residual caiga por debajo del 80 % de su capacidad nominal, debe ser superior a 1000 ciclos, cuando se descarga el acumulador hasta una profundidad del 50 % a 20 °C.
- 5.4.8 El acumulador será instalado siguiendo las recomendaciones del fabricante. En cualquier caso, deberá asegurarse lo siguiente:
 - El acumulador se situará en un lugar ventilado y con acceso restringido.
 - Se adoptarán las medidas de protección necesarias para evitar el cortocircuito accidental de los terminales del acumulador, por ejemplo, mediante cubiertas aislantes.

5.4.9 Cada batería, o vaso, deberá estar etiquetado, al menos, con la siguiente información:

- Tensión nominal (V)
- Polaridad de los terminales
- Capacidad nominal (Ah)
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie

5.5 Reguladores de carga

5.5.1 Las baterías se protegerán contra sobrecargas y sobredescargas. En general, estas protecciones serán realizadas por el regulador de carga, aunque dichas funciones podrán incorporarse en otros equipos siempre que se asegure una protección equivalente.

5.5.2 Los reguladores de carga que utilicen la tensión del acumulador como referencia para la regulación deberán cumplir los siguientes requisitos:

- La tensión de desconexión de la carga de consumo del regulador deberá elegirse para que la interrupción del suministro de electricidad a las cargas se produzca cuando el acumulador haya alcanzado la profundidad máxima de descarga permitida (ver 5.4.3). La precisión en las tensiones de corte efectivas respecto a los valores fijados en el regulador será del 1 %.
- La tensión final de carga debe asegurar la correcta carga de la batería.
- La tensión final de carga debe corregirse por temperatura a razón de $-4\text{ mV}/^{\circ}\text{C}$ a $-5\text{ mV}/^{\circ}\text{C}$ por vaso, y estar en el intervalo de $\pm 1\%$ del valor especificado.
- Se permitirán sobrecargas controladas del acumulador para evitar la estratificación del electrolito o para realizar cargas de igualación.

5.5.3 Se permitirá el uso de otros reguladores que utilicen diferentes estrategias de regulación atendiendo a otros parámetros, como por ejemplo, el estado de carga del acumulador. En cualquier caso, deberá asegurarse una protección equivalente del acumulador contra sobrecargas y sobredescargas.

5.5.4 Los reguladores de carga estarán protegidos frente a cortocircuitos en la línea de consumo.

5.5.5 El regulador de carga se seleccionará para que sea capaz de resistir sin daño una sobrecarga simultánea, a la temperatura ambiente máxima, de:

- Corriente en la línea de generador: un 25 % superior a la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico en CEM.
- Corriente en la línea de consumo: un 25 % superior a la corriente máxima de la carga de consumo.

5.5.6 El regulador de carga debería estar protegido contra la posibilidad de desconexión accidental del acumulador, con el generador operando en las CEM y con cualquier carga. En estas condiciones, el regulador debería asegurar, además de su propia protección, la de las cargas conectadas.

5.5.7 Las caídas internas de tensión del regulador entre sus terminales de generador y acumulador serán inferiores al 4% de la tensión nominal (0,5 V para 12 V de tensión nominal), para sistemas de menos de 1 kW, y del 2% de la tensión nominal para sistemas mayores de 1 kW, incluyendo

los terminales. Estos valores se especifican para las siguientes condiciones: corriente nula en la línea de consumo y corriente en la línea generador-acumulador igual a la corriente máxima especificada para el regulador. Si las caídas de tensión son superiores, por ejemplo, si el regulador incorpora un diodo de bloqueo, se justificará el motivo en la Memoria de Solicitud.

- 5.5.8 Las caídas internas de tensión del regulador entre sus terminales de batería y consumo serán inferiores al 4% de la tensión nominal (0,5 V para 12 V de tensión nominal), para sistemas de menos de 1 kW, y del 2% de la tensión nominal para sistemas mayores de 1 kW, incluyendo los terminales. Estos valores se especifican para las siguientes condiciones: corriente nula en la línea de generador y corriente en la línea acumulador-consumo igual a la corriente máxima especificada para el regulador.
- 5.5.9 Las pérdidas de energía diarias causadas por el autoconsumo del regulador en condiciones normales de operación deben ser inferiores al 3% del consumo diario de energía.
- 5.5.10 Las tensiones de reconexión de sobrecarga y sobredescarga serán distintas de las de desconexión, o bien estarán temporizadas, para evitar oscilaciones desconexión-reconexión.
- 5.5.11 El regulador de carga deberá estar etiquetado con al menos la siguiente información:
- Tensión nominal (V)
 - Corriente máxima (A)
 - Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie
 - Polaridad de terminales y conexiones

5.6 Inversores

- 5.6.1 Los requisitos técnicos de este apartado se aplican a inversores monofásicos o trifásicos que funcionan como fuente de tensión fija (valor eficaz de la tensión y frecuencia de salida fijos). Para otros tipos de inversores se asegurarán requisitos de calidad equivalentes.
- 5.6.2 Los inversores serán de onda senoidal pura. Se permitirá el uso de inversores de onda no senoidal, si su potencia nominal es inferior a 1 kVA, no producen daño a las cargas y aseguran una correcta operación de éstas.
- 5.6.3 Los inversores se conectarán a la salida de consumo del regulador de carga o en bornes del acumulador. En este último caso se asegurará la protección del acumulador frente a sobrecargas y sobredescargas, de acuerdo con lo especificado en el apartado 5.4. Estas protecciones podrán estar incorporadas en el propio inversor o se realizarán con un regulador de carga, en cuyo caso el regulador debe permitir breves bajadas de tensión en el acumulador para asegurar el arranque del inversor.
- 5.6.4 El inversor debe asegurar una correcta operación en todo el margen de tensiones de entrada permitidas por el sistema.
- 5.6.5 La regulación del inversor debe asegurar que la tensión y la frecuencia de salida estén en los siguientes márgenes, en cualquier condición de operación:

$$V_{\text{NOM}} \pm 5\%, \text{ siendo } V_{\text{NOM}} = 220 \text{ V}_{\text{RMS}} \text{ o } 230 \text{ V}_{\text{RMS}}$$
$$50 \text{ Hz} \pm 2\%$$

- 5.6.6 El inversor será capaz de entregar la potencia nominal de forma continuada, en el margen de temperatura ambiente especificado por el fabricante.
- 5.6.7 El inversor debe arrancar y operar todas las cargas especificadas en la instalación, especialmente aquellas que requieren elevadas corrientes de arranque (TV, motores, etc.), sin interferir en su correcta operación ni en el resto de cargas.
- 5.6.8 Los inversores estarán protegidos frente a las siguientes situaciones:
- Tensión de entrada fuera del margen de operación.
 - Desconexión del acumulador.
 - Cortocircuito en la salida de corriente alterna.
 - Sobrecargas que excedan la duración y límites permitidos.
- 5.6.9 El autoconsumo del inversor sin carga conectada será menor o igual al 2 % de la potencia nominal de salida.
- 5.6.10 Las pérdidas de energía diaria ocasionadas por el autoconsumo del inversor serán inferiores al 5 % del consumo diario de energía. Se recomienda que el inversor tenga un sistema de “stand-by” para reducir estas pérdidas cuando el inversor trabaja en vacío (sin carga).
- 5.6.11 El rendimiento del inversor con cargas resistivas será superior a los límites especificados en la tabla II.

Tabla II

<i>Tipo de inversor</i>		<i>Rendimiento al 20 % de la potencia nominal</i>	<i>Rendimiento a potencia nominal</i>
Onda senoidal (*)	$P_{\text{NOM}} \leq 500 \text{ VA}$	> 85 %	> 75 %
	$P_{\text{NOM}} > 500 \text{ VA}$	> 90 %	> 85 %
Onda no senoidal		> 90 %	> 85 %

(*) Se considerará que los inversores son de onda senoidal si la distorsión armónica total de la tensión de salida es inferior al 5% cuando el inversor alimenta cargas lineales, desde el 20 % hasta el 100 % de la potencia nominal.

- 5.6.12 Los inversores deberán estar etiquetados con, al menos, la siguiente información:

- Potencia nominal (VA)
- Tensión nominal de entrada (V)
- Tensión (V_{RMS}) y frecuencia (Hz) nominales de salida
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie
- Polaridad y terminales

5.7 Cargas de consumo

- 5.7.1 Se recomienda utilizar electrodomésticos de alta eficiencia.

- 5.7.2 Se utilizarán lámparas fluorescentes, preferiblemente de alta eficiencia. No se permitirá el uso de lámparas incandescentes.
- 5.7.3 Las lámparas fluorescentes de corriente alterna deberán cumplir la normativa al respecto. Se recomienda utilizar lámparas que tengan corregido el factor de potencia.
- 5.7.4 En ausencia de un procedimiento reconocido de cualificación de lámparas fluorescentes de continua, estos dispositivos deberán verificar los siguientes requisitos:
- El balastro debe asegurar un encendido seguro en el margen de tensiones de operación, y en todo el margen de temperaturas ambientes previstas.
 - La lámpara debe estar protegida cuando:
 - Se invierte la polaridad de la tensión de entrada.
 - La salida del balastro es cortocircuitada.
 - Opera sin tubo.
 - La potencia de entrada de la lámpara debe estar en el margen de $\pm 10\%$ de la potencia nominal.
 - El rendimiento luminoso de la lámpara debe ser superior a 40 lúmenes/W.
 - La lámpara debe tener una duración mínima de 5000 ciclos cuando se aplica el siguiente ciclado: 60 segundos encendido/150 segundos apagado, y a una temperatura de 20 °C.
 - Las lámparas deben cumplir las directivas europeas de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética.
- 5.7.5 Se recomienda que no se utilicen cargas para climatización.
- 5.7.6 Los sistemas con generadores fotovoltaicos de potencia nominal superior a 500 W tendrán, como mínimo, un contador para medir el consumo de energía (excepto sistemas de bombeo). En sistemas mixtos con consumos en continua y alterna, bastará un contador para medir el consumo en continua de las cargas CC y del inversor. En sistemas con consumos de corriente alterna únicamente, se colocará el contador a la salida del inversor.
- 5.7.7 Los enchufes y tomas de corriente para corriente continua deben estar protegidos contra inversión de polaridad y ser distintos de los de uso habitual para corriente alterna.
- 5.7.8 Para sistemas de bombeo de agua:
- 5.7.8.1 Los sistemas de bombeo con generadores fotovoltaicos de potencia nominal superior a 500 W tendrán un contador volumétrico para medir el volumen de agua bombeada.
- 5.7.8.2 Las bombas estarán protegidas frente a una posible falta de agua, ya sea mediante un sistema de detección de la velocidad de giro de la bomba, un detector de nivel u otro dispositivo dedicado a tal función.
- 5.7.8.3 Las pérdidas por fricción en las tuberías y en otros accesorios del sistema hidráulico serán inferiores al 10% de la energía hidráulica útil proporcionada por la motobomba.
- 5.7.8.4 Deberá asegurarse la compatibilidad entre la bomba y el pozo. En particular, el caudal bombeado no excederá el caudal máximo extraíble del pozo cuando el generador

fotovoltaico trabaja en CEM. Es responsabilidad del instalador solicitar al propietario del pozo un estudio de caracterización del mismo. En ausencia de otros procedimientos se puede seguir el que se especifica en el anexo I.

5.8 Cableado

- 5.8.1 Todo el cableado cumplirá con lo establecido en la legislación vigente.
- 5.8.2 Los conductores necesarios tendrán la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior, incluyendo cualquier terminal intermedio, al 1,5% a la tensión nominal continua del sistema.
- 5.8.3 Se incluirá toda la longitud de cables necesaria (parte continua y/o alterna) para cada aplicación concreta, evitando esfuerzos sobre los elementos de la instalación y sobre los propios cables.
- 5.8.4 Los positivos y negativos de la parte continua de la instalación se conducirán separados, protegidos y señalizados (códigos de colores, etiquetas, etc.) de acuerdo a la normativa vigente.
- 5.8.5 Los cables de exterior estarán protegidos contra la intemperie.

5.9 Protecciones y puesta a tierra

- 5.9.1 Todas las instalaciones con tensiones nominales superiores a 48 voltios contarán con una toma de tierra a la que estará conectada, como mínimo, la estructura soporte del generador y los marcos metálicos de los módulos.
- 5.9.2 El sistema de protecciones asegurará la protección de las personas frente a contactos directos e indirectos. En caso de existir una instalación previa no se alterarán las condiciones de seguridad de la misma.
- 5.9.3 La instalación estará protegida frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones. Se prestará especial atención a la protección de la batería frente a cortocircuitos mediante un fusible, disyuntor magnetotérmico u otro elemento que cumpla con esta función.

6 Recepción y pruebas

- 6.1 El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas del lugar del usuario de la instalación, para facilitar su correcta interpretación.
- 6.2 Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán, como mínimo, las siguientes:
 - 6.2.1 Funcionamiento y puesta en marcha del sistema.
 - 6.2.2 Prueba de las protecciones del sistema y de las medidas de seguridad, especialmente las del acumulador.
- 6.3 Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. El Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que el sistema ha funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos del sistema suministrado. Además se deben cumplir los siguientes requisitos:
 - 6.3.1 Entrega de la documentación requerida en este PCT.
 - 6.3.2 Retirada de obra de todo el material sobrante.
 - 6.3.3 Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.
- 6.4 Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación del sistema, aunque deberá adiestrar al usuario.
- 6.5 Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o elección de componentes por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de ocho años contados a partir de la fecha de la firma del Acta de Recepción Provisional.
- 6.6 No obstante, vencida la garantía, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

7 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

7.1 Generalidades

- 7.1.1 Se realizará un contrato de mantenimiento (preventivo y correctivo), al menos, de tres años.
- 7.1.2 El mantenimiento preventivo implicará, como mínimo, una revisión anual.

7.1.3 El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá las labores de mantenimiento de todos los elementos de la instalación aconsejados por los diferentes fabricantes.

7.2 Programa de mantenimiento

7.2.1 El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica aisladas de la red de distribución eléctrica.

7.2.2 Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación, para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento correctivo

7.2.3 Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener, dentro de límites aceptables, las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación.

7.2.4 Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- La visita a la instalación en los plazos indicados en el apartado 7.3.5.2, y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la instalación.
- El análisis y presupuestación de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la misma.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra, ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

7.2.5 El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

7.2.6 El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá una visita anual en la que se realizarán, como mínimo, las siguientes actividades:

- Verificación del funcionamiento de todos los componentes y equipos.
- Revisión del cableado, conexiones, pletinas, terminales, etc.
- Comprobación del estado de los módulos: situación respecto al proyecto original, limpieza y presencia de daños que afecten a la seguridad y protecciones.
- Estructura soporte: revisión de daños en la estructura, deterioro por agentes ambientales, oxidación, etc.
- Baterías: nivel del electrolito, limpieza y engrasado de terminales, etc.
- Regulador de carga: caídas de tensión entre terminales, funcionamiento de indicadores, etc.
- Inversores: estado de indicadores y alarmas.
- Caídas de tensión en el cableado de continua.
- Verificación de los elementos de seguridad y protecciones: tomas de tierra, actuación de interruptores de seguridad, fusibles, etc.

7.2.7 En instalaciones con monitorización la empresa instaladora de la misma realizará una revisión cada seis meses, comprobando la calibración y limpieza de los medidores, funcionamiento y calibración del sistema de adquisición de datos, almacenamiento de los datos, etc.

7.2.8 Las operaciones de mantenimiento realizadas se registrarán en un libro de mantenimiento.

7.3 Garantías

7.3.1 **Ámbito general de la garantía:**

7.3.1.1 Sin perjuicio de una posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

7.3.1.2 La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la entrega de la instalación.

7.3.2 **Plazos:**

7.3.2.1 El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de tres años, para todos los materiales utilizados y el montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía será de ocho años.

7.3.2.2 Si hubiera de interrumpirse la explotación del sistema debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

7.3.3 **Condiciones económicas:**

7.3.3.1 La garantía incluye tanto la reparación o reposición de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, como la mano de obra.

7.3.3.2 Quedan incluidos los siguientes gastos: tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

7.3.3.3 Asimismo, se debe incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

7.3.3.4 Si, en un plazo razonable, el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

7.3.4 **Anulación de la garantía:**

7.3.4.1 La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, excepto en las condiciones del último punto del apartado 7.3.3.4.

7.3.5 Lugar y tiempo de la prestación:

7.3.5.1 Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente lo comunicará fehacientemente al fabricante.

7.3.5.2 El suministrador atenderá el aviso en un plazo máximo de 48 horas si la instalación no funciona, o de una semana si el fallo no afecta al funcionamiento.

7.3.5.3 Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

7.3.5.4 El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas con la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 15 días naturales.

ANEXO I

DIMENSIONADO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

I. Estimación del consumo diario de energía

1 Generalidades

- 1.1 La estimación correcta de la energía consumida por el sistema fotovoltaico sólo es sencilla en aquellas aplicaciones en las que se conocen exactamente las características de la carga (por ejemplo, sistemas de telecomunicación). Sin embargo, en otras aplicaciones, como puede ser la electrificación de viviendas, la tarea no resulta fácil pues intervienen multitud de factores que afectan al consumo final de electricidad: tamaño y composición de las familias (edad, formación, etc.), hábitos de los usuarios, capacidad para administrar la energía disponible, etc.
- 1.2 El objeto de este apartado es estimar la energía media diaria consumida por el sistema, E_D (Wh/día).
- 1.3 El cálculo de la energía consumida incluirá las pérdidas diarias de energía causadas por el autoconsumo de los equipos (regulador, inversor, etc.).
- 1.4 El consumo de energía de las cargas incluirá el servicio de energía eléctrica ofrecido al usuario para distintas aplicaciones (iluminación, TV, frigorífico, bombeo de agua, etc.).
- 1.5 Para propósitos de dimensionado del acumulador, se calculará el consumo medio diario en Ah/día, L_D , como:

$$L_D (\text{Ah/día}) = \frac{E_D (\text{Wh/día})}{V_{\text{NOM}} (\text{V})}$$

donde V_{NOM} (V) es la tensión nominal del acumulador.

- 1.6 Los parámetros requeridos en la Memoria de Solicitud para una aplicación destinada al bombeo de agua serán calculados por el instalador usando los métodos y herramientas que estime oportunos. En su defecto, el apartado 2 describe un procedimiento aproximado de cálculo que permite considerar las características dinámicas del pozo.

2 Bombeo de agua

2.1 Definiciones

- 2.1.1 *Altura de fricción: H_f (m).*

Contribución equivalente en altura de las pérdidas por fricción en las tuberías para un caudal determinado.

- 2.1.2 *Altura del depósito: H_D (m).*

Altura entre el depósito de agua y el suelo.

- 2.1.3 *Altura total equivalente: H_{TE} (m).*

Altura fija (constante ficticia) a la que se habría tenido que bombear el volumen diario de agua requerido.

2.1.4 *Volumen diario de agua requerido:* Q_d (m³/día).

Cantidad de agua que debe ser bombeada diariamente por el sistema fotovoltaico.

2.1.5 *Caudal medio o aparente:* Q_{AP} (m³/h).

Valor medio del volumen diario de agua requerido ($Q_{AP} = Q_d / 24$).

2.1.6 *Eficiencia de la motobomba:* η_{MB} .

Cociente entre la energía hidráulica y la energía eléctrica consumida por la motobomba.

2.1.7 *Energía eléctrica consumida por la motobomba:* E_{MB} (Wh/día).

2.1.8 *Energía hidráulica:* E_H (Wh/día).

Energía necesaria para bombear el volumen diario de agua requerido.

2.1.9 *Prueba de bombeo.*

Experimento que permite determinar el descenso de nivel de agua de un pozo al extraer un determinado caudal de prueba. Mediante este ensayo de bombeo se caracteriza el pozo con la medida de tres parámetros:

– *Nivel estático del agua:* H_{ST} (m).

Distancia vertical entre el nivel del suelo y el nivel del agua antes de la prueba de bombeo.

– *Nivel dinámico del agua:* H_{DT} (m).

Distancia vertical entre el nivel del suelo y el nivel final del agua después de la prueba de bombeo.

– *Caudal de prueba:* Q_T (m³/h).

Caudal de agua extraído durante la prueba de bombeo.

2.2 Cálculo de la energía eléctrica requerida por la motobomba

2.2.1 Se estimará la energía eléctrica consumida por la motobomba como:

$$E_{MB} \text{ (Wh/día)} = \frac{E_H \text{ (Wh/día)}}{\eta_{MB}} = \frac{2,725 Q_d \text{ (m}^3\text{/día)} \cdot H_{TE} \text{ (m)}}{\eta_{MB}}$$

2.2.2 Para sistemas de bombeo de corriente alterna, la eficiencia de la motobomba es un parámetro que suele estar incluido en el rendimiento del conjunto inversor-motobomba. Habitualmente, el fabricante proporciona herramientas gráficas para el cálculo del rendimiento global del sistema, incluyendo el propio generador fotovoltaico. Por defecto, puede utilizarse un rendimiento típico $\eta_{MB} = 0,4$ para bombas superiores a 500 W.

2.2.3 La altura equivalente de bombeo, H_{TE} , es un parámetro ficticio que incluye las características físicas del pozo y del depósito, las pérdidas por fricción en las tuberías (contribución equivalente en altura) y la variación del nivel dinámico del agua durante el bombeo. Para su cálculo puede utilizarse la fórmula siguiente:

$$H_{TE} = H_D + H_{ST} + \left(\frac{H_{DT} - H_{ST}}{Q_T} \right) Q_{AP} + H_f$$

La suma de los dos primeros términos es la altura desde la salida de la bomba en el depósito hasta el nivel estático del agua (figura 3). El tercer término es una corrección para tener en cuenta el descenso de agua durante el bombeo y el cuarto es la contribución equivalente en altura de las pérdidas por fricción en las tuberías y en otros accesorios del sistema hidráulico (válvulas, codos, grifos, etc.). Estas pérdidas, de acuerdo con el PCT, serán inferiores al 10% de la energía hidráulica útil (es decir, $H_f < 0,1 H_{TE}$).

II. Dimensionado del sistema

1 Generalidades

- 1.1 El objeto de este apartado es evaluar el dimensionado del generador fotovoltaico llevado a cabo por el instalador, con independencia de los métodos que el instalador utilice para esta tarea.
- 1.2 Para ello se le pedirá que indique la eficiencia energética esperada para la instalación.

2 Definiciones

2.1 Ángulo de inclinación β .

Ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal (figura 1). Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.

2.2 Ángulo de azimut α .

Ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar (figura 2). Valores típicos son 0° para módulos orientados al sur, -90° para módulos orientados al este y $+90^\circ$ para módulos orientados al oeste.

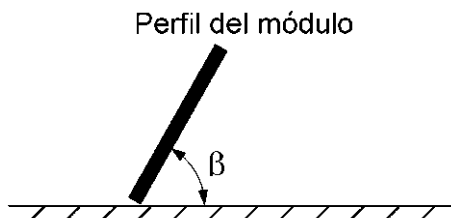


Fig. 1

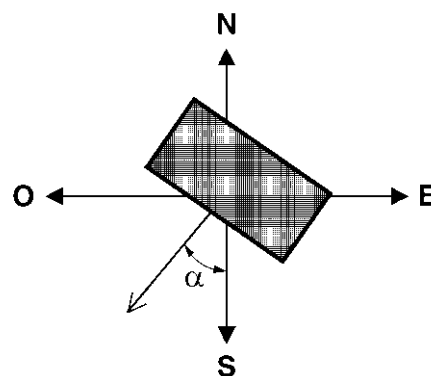


Fig. 2

2.3 $G_{dm}(0)$.

Valor medio mensual o anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal en kWh/(m²·día).

2.4 $G_{dm}(\alpha_{opt}, \beta_{opt})$.

Valor medio mensual o anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador orientado de forma óptima ($\alpha_{opt}, \beta_{opt}$), en kWh/(m²·día). Se considera orientación óptima aquella que hace que la energía colectada sea máxima en un período.

2.5 $G_{dm}(\alpha, \beta)$.

Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m²·día) y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado.

2.6 Factor de irradiación (FI).

Porcentaje de radiación incidente para un generador de orientación e inclinación (α, β) respecto a la correspondiente para una orientación e inclinación óptimas ($\alpha=0^\circ, \beta_{opt}$). Las pérdidas de radiación respecto a la orientación e inclinación óptimas vienen dadas por $(1 - FI)$.

2.7 Factor de sombreado (FS).

Porcentaje de radiación incidente sobre el generador respecto al caso de ausencia total de sombras. Las pérdidas por sombreado vienen dadas por $(1 - FS)$.

2.8 Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR.

Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo para el período de diseño, de acuerdo con la ecuación:

$$PR = \frac{E_D G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) P_{mp}}$$

$$G_{CEM} = 1 \text{ kW/m}^2$$

P_{mp} : Potencia pico del generador (kWp)

E_D : Consumo expresado en kWh/día.

Este factor considera las pérdidas en la eficiencia energética debido a:

- La temperatura.
- El cableado.
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- La eficiencia energética, η_{ib} , de otros elementos en operación como el regulador, batería, etc.
- La eficiencia energética del inversor, η_{inv} .
- Otros.

Valores típicos son, en sistemas con inversor, $PR \approx 0,7$ y, con inversor y batería, $PR \approx 0,6$. A efectos de cálculo y por simplicidad, se utilizarán en sistemas con inversor $PR = 0,7$ y con inversor y batería $PR = 0,6$. Si se utilizase otro valor de PR, deberá justificarse el valor elegido desglosando los diferentes factores de pérdidas utilizados para su estimación.

En caso de acoplo directo de cargas al generador (por ejemplo, una bomba), se hará un cálculo justificativo de las pérdidas por desacoplo del punto de máxima potencia.

3 Procedimiento

3.1 Período de diseño

Se establecerá un período de diseño para calcular el dimensionado del generador en función de las necesidades de consumo y la radiación. Se indicará cuál es el período para el que se realiza el diseño y los motivos de la elección. Algunos ejemplos son:

- En escenarios de consumo constante a lo largo del año, el criterio de “mes peor” corresponde con el de menor radiación.
- En instalaciones de bombeo, dependiendo de la localidad y disponibilidad de agua, el “mes peor” corresponde a veces con el verano.
- Para maximizar la producción anual, el período de diseño es todo el año.

3.2 Orientación e inclinación óptimas. Pérdidas por orientación e inclinación

Se determinará la orientación e inclinación óptimas ($\alpha = 0^\circ$, β_{opt}) para el período de diseño elegido. En la tabla III se presentan períodos de diseño habituales y la correspondiente inclinación (β) del generador que hace que la colección de energía sea máxima.

Tabla III

Período de diseño	β_{opt}	$K = \frac{G_{dm}(\alpha=0, \beta_{opt})}{G_{dm}(0)}$
Diciembre	$\phi + 10$	1,7
Julio	$\phi - 20$	1
Anual	$\phi - 10$	1,15

ϕ = Latitud del lugar en grados

El diseñador buscará, en la medida de lo posible, orientar el generador de forma que la energía captada sea máxima en el período de diseño ($\alpha = 0^\circ$, β_{opt}). Sin embargo, no será siempre posible orientar e inclinar el generador de forma óptima, ya que pueden influir otros factores como son la acumulación de suciedad en los módulos, la resistencia al viento, las sombras, etc. Para calcular el factor de irradiación para la orientación e inclinación elegidas se utilizará la expresión aproximada:

$$FI = 1 - [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 \times 10^{-5} \alpha^2] \quad \text{para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$
$$FI = 1 - [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2] \quad \text{para } \beta \leq 15^\circ$$

[Nota: α , β se expresan en grados]

3.3 Irradiación sobre el generador

Deberán presentarse los siguientes datos:

$$G_{dm}(0)$$

Obtenida a partir de alguna de las siguientes fuentes:

- Instituto Nacional de Meteorología
- Organismo autonómico oficial

$$G_{dm}(\alpha, \beta)$$

Calculado a partir de la expresión:

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm}(0) \cdot K \cdot FI \cdot FS$$

donde:

$$K = \frac{G_{dm}(\alpha=0, \beta_{opt})}{G_{dm}(0)}$$

Este parámetro puede obtenerse de la tabla III para el período de diseño elegido.

3.4 Dimensionado del generador

El dimensionado mínimo del generador, en primera instancia, se realizará de acuerdo con los datos anteriores, según la expresión:

$$P_{mp, min} = \frac{E_D G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) PR}$$

$$G_{CEM} = 1 \text{ kW/m}^2$$

E_D : Consumo expresado en kWh/día.

Para el cálculo, se utilizarán los valores de PR especificados en el punto 2.8 de este anexo.

3.5 Diseño del sistema

El instalador podrá elegir el tamaño del generador y del acumulador en función de las necesidades de autonomía del sistema, de la probabilidad de pérdida de carga requerida y cualquier otro factor que quiera considerar, respetando los límites estipulados en el PCT:

- La potencia nominal del generador será, como máximo, un 20 % superior al valor $P_{mp, min}$ para el caso general (ver 4.2.4 de este PTC).
- La autonomía mínima del sistema será de tres días.
- Como caso general, la capacidad nominal de la batería no excederá en 25 veces la corriente de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico.

La autonomía del sistema se calculará mediante la expresión:

$$A = \frac{C_{20} PD_{max}}{L_D} \eta_{inv} \eta_{rb}$$

Donde:

A = Autonomía del sistema en días
 C_{20} = Capacidad del acumulador en Ah (*)
 PD_{\max} = Profundidad de descarga máxima
 η_{inv} = Rendimiento energético del inversor
 η_{rb} = Rendimiento energético del acumulador + regulador
 L_D = Consumo diario medio de la carga en Ah

III. Ejemplo de cálculo

1 Estudio de la carga

Se pretende electrificar una vivienda rural de una familia formada por 4 personas, situada en el término municipal de San Agustín de Guadalix (latitud = 41°). El servicio de energía eléctrica ofrecido a los usuarios está recogido en la tabla IV. El servicio proporcionado incluye la electrificación de la vivienda y un sistema de bombeo de agua (para uso personal y una pequeña granja).

Las pérdidas de autoconsumo de los equipos incluyen las del regulador ($24 \text{ h} \times 1 \text{ W} = 24 \text{ Wh}$) y las del inversor, para el que se ha estimado que funcionará 11 horas en vacío con un consumo medio de 2 W ($11 \text{ h} \times 2 \text{ W} = 22 \text{ Wh}$).

Tabla IV. Consumo diario de energía eléctrica.

Servicio	Energía diaria (Wh/día)
Iluminación	160
TV y radio	140
Frigorífico	350
Bombeo de agua	204
Autoconsumo de los equipos	46
E_D (Wh/día)	900

La bomba de agua extrae diariamente 1500 litros de un pozo (figura 3), cuya altura equivalente de bombeo se ha estimado en 20 metros, con una motobomba que tiene un rendimiento energético del 40%. La prueba de bombeo realizada al pozo permitió obtener los siguientes parámetros:

$$\begin{aligned}
 H_{\text{ST}} &= 15 \text{ metros} \\
 H_{\text{DT}} &= 30 \text{ metros} \\
 Q_{\text{T}} &= 10 \text{ m}^3/\text{h}
 \end{aligned}$$

(*) La utilización de C_{20} en lugar de la C_{100} lleva a sobredimensionar el acumulador un 25 %, pero se compensa con la pérdida de capacidad con el tiempo.

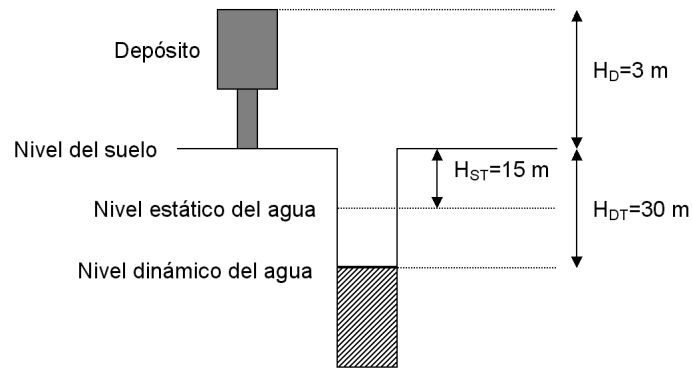


Fig. 3. Esquema del sistema de bombeo.

Por tanto, la energía eléctrica necesaria para el bombeo tiene como valor:

$$E_{MB} = E_H / \eta_{MB} = (2,725 \times 1,5 \times 20) / 0,4 = 204 \text{ Wh/día}$$

La altura equivalente de bombeo se ha calculado como:

$$H_{TE} = 3 + 15 + [(30 - 15) / 10] \times (1,5 / 24) + 2 = 3 + 15 + 0,094 + 2 \approx 20 \text{ metros}$$

Como se puede comprobar, el factor que corrige la variación dinámica del nivel del pozo es insignificante frente a la altura entre el nivel estático del agua y el depósito, debido a que el caudal bombeado es pequeño.

2 Diseño del sistema

Tabla V. Cálculo de la potencia mínima del generador.

Parámetro	Unidades	Valor	Comentario
Localidad		S. Agustín de Guadalix	
Latitud ϕ		41°	
E_D	kWh/día	0,9	Consumo constante a lo largo del año
Período diseño		Diciembre	Mes de peor radiación y consumo constante ($k = 1,7$)
$(\alpha_{opt}, \beta_{opt})$		(0°, 51°)	
(α, β)		(20°, 45°)	Orientación e inclinación del tejado
$G_{dm}(0)_{diciembre}$	kWh/(m ² ·día)	1,67	Fuente: Instituto Nacional de Meteorología
FI		0,98	$FI = 1 - [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 \times 10^{-5} \alpha^2]$
FS		0,92	Sombra chimenea de un 8% en diciembre
$PR_{diciembre}$		0,60	Eficiencia energética global del sistema
$G_{dm}(\alpha, \beta)_{diciembre}$	kWh/(m ² ·día)	2,56	$G_{dm}(\alpha, \beta)_{diciembre} = G_{dm}(0)_{diciembre} \cdot K \cdot FI \cdot FS$
$P_{mp, min}$	kWp	0,586	$P_{mp, min} = \frac{E_D G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) PR}$

Para diseñar el generador se dispone de un módulo fotovoltaico cuyos parámetros en CEM tienen los siguientes valores:

- Potencia máxima = 110 Wp
- Corriente de cortocircuito = 6,76 A
- Corriente en el punto de máxima potencia = 6,32 A
- Tensión de circuito abierto = 21,6 V
- Tensión en el punto de máxima potencia = 17,4 V

Se elige un generador de 660 Wp (formado por dos módulos en serie y tres ramas en paralelo) y un acumulador con una capacidad nominal de 340 Ah en 20 horas. La tensión nominal del sistema es de 24 V. Ambos valores se han elegido para asegurar una probabilidad de pérdida de carga inferior a 10^{-2} (*).

Las tensiones del regulador se ajustan de forma que la profundidad de descarga máxima sea del 70%.

La eficiencia energética del inversor se estima en el 85%, y la del regulador + acumulador en el 81%.

(*) Véase, por ejemplo, Eduardo Lorenzo, "Electricidad Solar. Ingeniería de los Sistemas Fotovoltaicos". Progensa, 1994.

Tabla VI

Parámetro	Unidades	Valor	Comentario
P_{mp}	Wp	660	$P_{mp} < 1,2 P_{mp, min}$ (requisito obligatorio para el caso general)
C_{20}	Ah	340	Capacidad nominal del acumulador
PD_{max}		0,7	Profundidad de descarga máx. permitida por el regulador
η_{inv}		0,85	Rendimiento energético del inversor
η_{rb}		0,81	Rendimiento energético regulador-acumulador
V_{NOM}	V	24	Tensión nominal del acumulador
L_D	Ah	37,5	Consumo diario de la carga ($L_D = E_D/V_{NOM}$)
A	Días	4,37	Autonomía: $A = \frac{C_{20} PD_{max}}{L_D} \eta_{inv} \eta_{rb}$
C_{20}/I_{sc}	h	16,77	$C_{20}/I_{sc} < 25$ (requisito obligatorio para el caso general) I_{sc} (generador, CEM) = 20,28 A

ANEXO II

DOCUMENTACIÓN QUE SE DEBE INCLUIR EN LAS MEMORIAS

1. Consumo diario de energía eléctrica

<i>Servicio</i>	<i>Energía diaria (Wh/día)</i>
E_D (Wh/día)	

2. Sistemas de bombeo de agua

<i>Parámetro</i>	<i>Valor</i>
Volumen de agua diario requerido Q_d (m ³ /día)	
Altura del depósito H_D (m)	
Profundidad del pozo (m)	
Altura total equivalente H_{TE} (m)	
Rendimiento de la motobomba η_{MB}	
<i>Prueba de bombeo</i>	
Nivel estático del agua H_{ST} (m)	
Nivel dinámico del agua H_{DT} (m)	
Caudal de prueba Q_T (m ³ /h)	

3. Dimensionado del generador

<i>Parámetro</i>	<i>Unidades</i>	<i>Valor</i>	<i>Comentario</i>
Localidad			
Latitud ϕ			
E_D	kWh/día		Consumo de la carga
Período diseño			Razón:
$(\alpha_{opt}, \beta_{opt})$			
(α, β)			
$G_{dm}(0)$	kWh/(m ² ·día)		Fuente:
FI			$FI = 1 - [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 \times 10^{-5} \alpha^2]$
FS			Causa:
PR			
$G_{dm}(\alpha, \beta)$	kWh/(m ² ·día)		$G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm}(0) \cdot K \cdot FI \cdot FS$
$P_{mp, min}$	kWp		$P_{mp, min} = \frac{E_D G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) PR}$

4. Dimensionado final del sistema

<i>Parámetro</i>	<i>Unidades</i>	<i>Valor</i>	<i>Comentario</i>
P_{mp}	Wp		Potencia pico del generador
C_{20}	Ah		Capacidad nominal del acumulador
PD_{max}			Profundidad de descarga máx. permitida por el regulador
η_{inv}			Rendimiento energético del inversor
η_{rb}			Rendimiento energético del regulador-acumulador
V_{NOM}	V		Tensión nominal del acumulador
L_D	Ah		Consumo diario de la carga ($L_D = E_D/V_{NOM}$)
A	Días		Autonomía: $A = \frac{C_{20} PD_{max}}{L_D} \eta_{inv} \eta_{rb}$
C_{20}/I_{sc}	h		$C_{20}/I_{sc} < 25$ para el caso general

IDAE
Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
C/ Madera, 8
E - 28004 - MADRID
www.idae.es