



Master en Energías Renovables y Mercado Energético

Energía Solar Fotovoltaica

Escuela de Organización Industrial

Tema:

Sistemas Fotovoltaicos

Miguel Alonso Abella

CIEMAT

Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas

Departamento de Energías Renovables

Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica (PVLabDER - CIEMAT)

Avda. Complutense, 22 - MADRID 28040

Tel: 91-3466492 Fax: 91-3466037

miguel.alonso@ciemat.es

Contenido

Contenido	2
1. INTRODUCCIÓN GENERAL A LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	3
2. APLICACIONES	5
2.1 Sistemas fotovoltaicos autónomos	5
2.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA	8
3 COMPONENTES FOTOVOLTAICOS en sistemas autónomos	10
4. BATERÍAS	10
4.1. ELEMENTOS CONSTRUCTIVOS	12
4.2. TIPOS DE BATERÍAS	13
4.2.1. BATERÍAS DE PLOMO-ÁCIDO	14
4.2.2. BATERÍAS DE ELECTROLITO INMOVILIZADO	15
4.3. BATERÍAS DE NÍQUEL-CADMIO	15
4.4. CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN	16
4.5. CICLADO DE LA BATERÍA	18
4.6. CAPACIDAD DE LA BATERÍA	18
4.7. ESTADO DE CARGA. CARGA Y DESCARGA DE LA BATERÍA	19
4.7.1. Densidad del electrolito	19
4.7.2. Tensión de batería	21
4.8. Efectos de la autodescarga en la capacidad	21
4.9. Profundidad de descarga (DOD)	22
4.10. Efectos de la temperatura en la DOD	22
4.11. Baterías de ciclo profundo	22
4.12. Carga de la batería	23
4.13. Gaseo y sobrecarga	23
4.14. FACTORES QUE AFECTAN A LA VIDA DE LA BATERÍA	25
4.15. RENDIMIENTO DE LA BATERÍA	26
5 REGULADORES DE CARGA	28
5.1.1. Tensiones de regulación	31
5.1.2. Compensación con la temperatura	32
5.1.3. Reguladores serie y paralelo	32
5.1.5. Otras funciones asociadas con el regulador de carga	35
5.2. CONVERTIDORES DC/DC	36
5.3. SEGUIDORES DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA	36
6. INVERSORES	39
6.1 Introducción	39
6.2. CONFIGURACIONES DE LOS INVERSORES	40
6.3. RENDIMIENTO	42
6.4. OTRAS CARACTERÍSTICAS	43
6.5. INVERSORES FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS	45
6.6. INVERSORES PARA CONEXIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS A LA RED ELÉCTRICA	48
6.6.1. Seguimiento del punto de máxima potencia	52
6.7.3. Topología de los inversores autónomos	56
6.7.4. Topología de los inversores de conexión a red	57

1. INTRODUCCIÓN GENERAL A LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La tecnología solar fotovoltaica (FV) consiste en la conversión directa de la radiación del Sol en electricidad. Esta conversión se realiza a través de la célula solar, unidad básica en la que se produce el efecto fotovoltaico.

La energía solar fotovoltaica está indicada para un amplio abanico de aplicaciones donde se necesite generar electricidad, bien sea para satisfacer las necesidades energéticas de aquellos que no disponen de la red eléctrica (sistemas fotovoltaicos autónomos) o bien para generar energía a la red eléctrica (sistemas conectados a la red).

Se puede realizar una primera clasificación de los sistemas fotovoltaicos en función de si están o no conectados a la red eléctrica convencional:

- **Sistemas fotovoltaicos autónomos** son aquellos que están aislados de la red eléctrica.
- **Sistemas fotovoltaicos conectados a la red** son aquellos que están directamente conectados a la red eléctrica.

Una de las principales características de los generadores fotovoltaicos que los diferencia de otras fuentes de energía renovable es que únicamente producen electricidad cuando reciben la luz del Sol (irradiancia solar) y además la cantidad de energía que generan es directamente proporcional a la irradiancia solar que incide sobre su superficie. Resulta evidente que en multitud de aplicaciones el consumo energético se produce independientemente de la radiación solar (claro ejemplo resulta un sistema de iluminación donde precisamente de lo que se trata es de tener energía durante la noche). En este tipo de aplicaciones es necesario incluir un sistema de almacenamiento energético o de acumulación, en los sistemas FV la energía producida por los módulos FV se almacena en baterías. En otras aplicaciones, como el bombeo de agua o los sistemas conectados a la red no se necesitan baterías, en el primer caso la energía se acumula en forma de energía hidráulica mientras que en el segundo la energía se acumula en la propia red eléctrica.

En general, un sistema fotovoltaico estará formado por:

- Un generador fotovoltaico.
- Una batería de acumulación.
- Un regulador de carga.
- Un inversor.
- El consumo.

El **generador FV** es el encargado de transformar la energía del Sol en energía eléctrica. Está formado por varios módulos fotovoltaicos conectados en serie y/o paralelo, y a su vez cada módulo fotovoltaico está formado por unidades básicas llamadas células fotovoltaicas. La potencia que puede suministrar una única célula FV típica es del orden de 3W. Este valor resulta pequeño para la mayoría de las aplicaciones hace que el fabricante las agrupe conectándolas en serie y/ paralelo para formar los módulos FV (que es lo que uno compra en la tienda!). La potencia que puede suministrar un módulo FV dependerá del número de células que posea. Un valor típico para módulos compuestos por 36 células conectadas en serie oscila entre los 50 y 100 W, dependiendo del área de cada una de las células. Si esta potencia aún resulta insuficiente para una determinada aplicación, el instalador conecta los módulos necesarios, en serie y en paralelo, hasta obtener la potencia requerida.

La energía producida por el generador FV se acumula, en caso de ser necesario (ya se ha visto que los sistemas conectados a la red no necesitan baterías), en un **sistema de baterías**. De este modo la energía producida durante las horas de sol se puede utilizar durante la noche, o en momentos en los que no se disponga de la suficiente radiación solar para generar la energía necesaria. La batería es pues un elemento que va a estar cargándose y descargándose cíclicamente (p.e. en un sistema de iluminación FV la batería se carga durante el día y se descarga en las horas de la noche). Para controlar los procesos de carga y

descarga de la batería se utiliza un **regulador de carga**. Este elemento es el encargado de proteger la batería contra sobrecargas o contra sobredescargas excesivas que podrían resultar dañinas para la batería, acortando su vida útil. El modo de operación es bien sencillo: cuando el regulador detecta que la batería está siendo sobrecargada, desconecta el generador FV y cuando detecta que la batería está siendo sobredescargada, desconecta los consumos.

Los módulos FV producen corriente continua (DC), que se puede almacenar directamente en baterías. Cuando se extrae potencia eléctrica de las baterías, ésta también es en forma de corriente continua. En el caso de que se desee dar servicio a determinados consumos que pueden ser en corriente alterna (AC) (como ocurre con la mayoría de los consumos que habitualmente estamos acostumbrados a utilizar) es necesario disponer de un inversor que es un dispositivo electrónico encargado de transformar la corriente continua en corriente alterna con el máximo rendimiento posible.

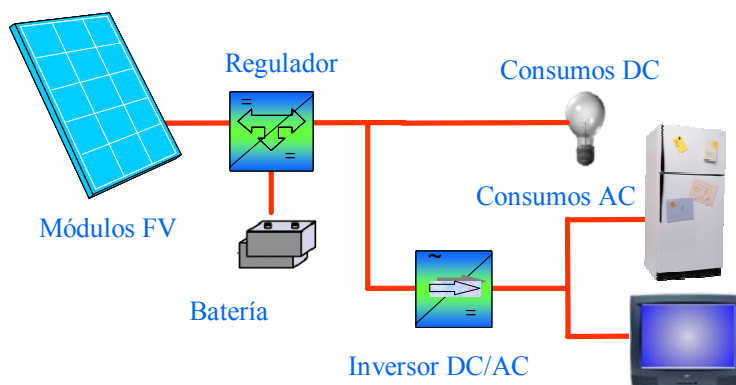


Figura 1.1. Estructura básica de un sistema fotovoltaico autónomo

Los **consumos** o cargas que el sistema fotovoltaico ha de satisfacer (luminarias, batidoras, radio, TV, motores, etc...), pueden ser DC o AC. Se considera a los consumos como una parte substancial del sistema fotovoltaico ya que estos son los que determinan el tamaño del sistema (lo que se conoce como dimensionado del sistema FV). En algunos sistemas FV los consumos se conocen a priori con exactitud, como en el caso de sistemas de telecomunicación; pero en otros casos resulta extremadamente difícil predecir el consumo de una instalación, como puede ser en el caso de una instalación de electrificación rural donde el consumo viene definido por el tiempo de utilización de las cargas por parte de un determinado usuario. Esta incertidumbre viene determinada por la dificultad de prever el comportamiento del usuario con su instalación.

Por ejemplo: supongamos que se pregunta a un determinado usuario de una vivienda fotovoltaica cuantas horas al día va a tener la luz de una habitación encendida. Esto sería suficiente si una vez que el usuario dispone de la instalación efectivamente tuviese encendida la lámpara el número de horas que había dicho, cosa que normalmente no ocurre, entre otros motivos por el propio desconocimiento del usuario antes de poseer la instalación (se puede tratar de personas que nunca habían tenido contacto con la energía eléctrica) y por el cambio de hábitos que el sistema FV pueda introducir en su comportamiento (antes de disponer de luz se iba a la cama al oscurecer mientras que cuando dispone de luz puede realizar otras actividades).

Resulta por tanto evidente que los sistemas FV poseen un componente social bastante acentuado y es necesario en muchos casos involucrar al propio usuario en la operación del sistema. A su vez este comportamiento influye en la buena operación del sistema. Dos sistemas FV igualmente diseñados pueden funcionar bien o mal en función del usuario que los utilice y por tanto es siempre necesario explicar al usuario como funciona el sistema que se le está instalando. Para un usuario resulta muy desagradable que el regulador le corte el consumo (p.e. en medio de su serie de TV preferida) sin entender lo que está ocurriendo. Probablemente si aprende a conocer su sistema pueda autorregularse en la utilización del mismo y aumentar su grado de satisfacción, a la vez que aumenta la vida operativa del sistema.

Los consumos DC de bajo voltaje (bajo voltaje significa 12 a 36 V) pueden conectarse directamente al sistema de baterías a través de un regulador de carga. Las ventajas de utilizar aparatos DC incluyen el hecho de que normalmente son más eficientes energéticamente (p.e. lámparas DC, TV DC, ordenadores portátiles o frigoríficos DC), pero por el contrario el usuario se encuentra con un coste más elevado que sus equivalentes AC, además de que son más difíciles de encontrar. Otra restricción reside en el hecho de que los sistemas de bajo voltaje están limitados en la práctica a relativamente bajas demandas de consumo. La razón estriba en que un consumo de varios kW necesitaría corrientes muy elevadas lo que conduciría a pérdidas elevadas en el cableado o a la utilización de secciones de conductores muy grandes.

Los aparatos AC se pueden encontrar más fácilmente (pero consumen más energía que sus equivalentes DC). Para operar aparatos AC es necesario disponer de un inversor. Ya que el inversor necesita dimensionarse para soportar los picos de consumo (p.e. arranque de motores o encendido de luminarias con reactancias) combinado con el bajo rendimiento que presentan operando muy por debajo de su potencia nominal, no es raro encontrar sistemas FV que combinan consumos en DC con consumos en AC (p.e. iluminación en DC y el resto de los consumos de potencia en AC).

Así pues, los sistemas FV autónomos pueden ser DC, AC, o mixtos (AC y DC). En el caso de los sistemas AC los nuevos inversores utilizados suelen incorporar la función “regulador de carga” de la batería.

Los **inversores** son el tipo más común de los denominados dispositivos de acondicionamiento de potencia, no obstante existen otras variedades para otro tipo de aplicaciones específicas como son los convertidores DC/DC. Los convertidores DC/DC pueden resultar necesarios cuando se pretenda modificar la relación voltaje/corriente de una fuente DC. La situación más común se presenta en el acoplo de un generador fotovoltaico a una bomba de agua DC. Dependiendo del tipo de motor y el tipo de bomba utilizada puede resultar difícil acoplar la salida de un generador FV a la entrada eléctrica requerida por el motor. Cuando el generador puede producir suficiente potencia para operar la bomba, pero no puede producir suficiente corriente, se puede utilizar un convertidor DC/DC para incrementar la corriente disminuyendo la tensión de salida del generador FV.

ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

2. APLICACIONES

Los sistemas fotovoltaicos aprovechan la radiación solar, fuente inextinguible, local, no contaminante y silenciosa para la producción de electricidad. Las aplicaciones se pueden clasificar en dos grandes grupos:

- Instalaciones **aisladas de la red eléctrica**, dando lugar a los denominados sistemas fotovoltaicos autónomos, para electrificación rural, señalización, comunicaciones, bombeo de agua, etc...
- Instalaciones **conectadas a la red eléctrica**: centrales fotovoltaicas y edificios conectados a red.

2.1 Sistemas fotovoltaicos autónomos

La energía eléctrica producida a partir de la conversión fotovoltaica se utiliza para cubrir una determinada demanda eléctrica en lugares remotos aislados de la red eléctrica, donde resultan competitivos con los sistemas convencionales, tanto en términos económicos como de fiabilidad de suministro.

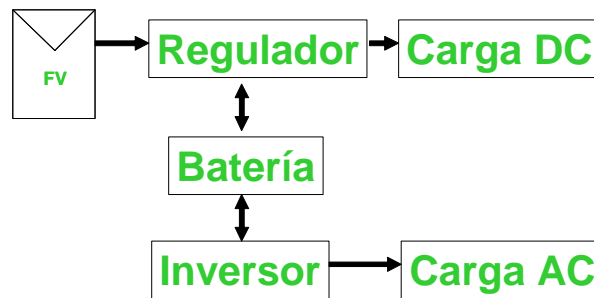


Figura 2.2. Esquema general básico de un sistema fotovoltaico autónomo AC. El sistema puede ser completamente AC o contar con otras fuentes de generación de energía, diesel, eólica,... formando sistemas híbridos.

Las posibles configuraciones de los sistemas fotovoltaicos autónomos pueden abarcar desde sistemas simples, tales como un generador FV operando un consumo DC, hasta sistemas con almacenamiento y con consumos en DC o en DC+AC. La incorporación de un inversor en el sistema fotovoltaico para posibilitar la utilización de consumos en corriente alterna tiene como efecto una disminución del rendimiento de operación del sistema a potencias muy inferiores a la potencia nominal del inversor, debido a la curva de rendimiento típica de inversores autónomos. Por ejemplo, en un sistema fotovoltaico autónomo en el que todos los consumos sean en corriente alterna con un inversor de 1 kW de potencia nominal, el encendido de una única lámpara de bajo consumo de 18 W de potencia haría operar al inversor a muy bajo rendimiento. Esta es la razón del diseño de sistemas con consumos en DC, normalmente la iluminación, y en AC para el resto de los consumos.

Los sistemas FV también pueden operar en combinación con otras fuentes de energía (renovable o no) como los sistemas eólico-fotovoltaicos o eólico-diesel-fotovoltaicos, para formar sistemas autónomos híbridos.

La energía solar fotovoltaica es inherentemente una tecnología descentralizada. La potencia eléctrica puede instalarse allí donde se necesite. Cada casa, escuela, centro comercial o transmisor puede contar con su propio sistema independiente. Sin embargo estos sistemas descentralizados necesitan de una cierta “vigilancia” por parte de los usuarios. Esta vigilancia puede reducirse en el caso de sistemas centralizados. Un sistema centralizado tiene todos los módulos, baterías, inversores y sistemas de control necesarios para, por ejemplo, dar suministro a un pueblo entero. En este caso se puede disponer de personal adecuado para el mantenimiento del sistema.

Se puede realizar una clasificación de los sistemas FV autónomos en función de su aplicación como:

- Sistemas de electrificación
- Sistemas profesionales
- Sistemas agrícolas

2.1.1. Sistemas de electrificación

Uno de los mercados con más demanda actual son el suministro de energía para viviendas (principalmente iluminación y electrodomésticos) aisladas de la red eléctrica tanto en países en vías de desarrollo como en países desarrollados. Casas aisladas (electrificación distribuida) o pueblos enteros (electrificación centralizada) pueden generar su propia electricidad, sin necesidad de un mantenimiento sofisticado o suministros regulares de combustible. También pequeñas clínicas pueden operar con refrigeradores para vacunas, radios de emergencia y otras cargas críticas. Normalmente estas aplicaciones están en lugares remotos y no hay dinero para el mantenimiento de un generador o para combustible. Las

casas para vacaciones o incluso residencias regulares pueden tener todo el confort de la vida moderna con un sistema de energía solar FV, incluyendo: iluminación, electrodomésticos, radio, TV, vídeo, microondas, ordenadores, herramientas y refrigeración.

Ejemplos de este tipo de aplicaciones son: Electrificación rural, electrificación de viviendas, iluminación pública, electrificación de escuelas, hospitales y clínicas.



Figura 2.3. Ejemplo de sistemas fotovoltaicos autónomos: de izda. a dcha., sistemas de electrificación rural en Brasil, Mongolia y Senegal.

Ejemplo: Una aplicación de electrificación rural desarrollada en el altiplano Boliviano ha dotado a usuarios domésticos individuales con una instalación FV compuesta por un módulo fotovoltaico de 47 Wp, un acumulador de 150 Ah, un regulador de carga, 5 puntos de luz con tubos fluorescentes y reflector y una toma de corriente para radio y TV. La totalidad del sistema funciona a 12V.

Los sistemas de iluminación exterior son normalmente sistemas descentralizados y de pequeño tamaño, adecuándose perfectamente a las ventajas de los sistemas fotovoltaicos. Cada punto de luz puede tener su propio generador, batería y control para proporcionar la máxima fiabilidad y flexibilidad. Normalmente estos sistemas operan con un generador compuesto por uno o dos módulos. Como ejemplos se pueden citar:

- Indicadores en carreteras.
- Indicadores de seguridad en autopistas.
- Iluminación de paradas de autobús.
- Iluminación de jardines.
- Linternas portátiles.
- Iluminación de vías públicas.

2.1.2. Sistemas profesionales

Las telecomunicaciones y aplicaciones profesionales son uno de los mercados históricos de la energía solar fotovoltaica. El equipo utilizado en la mayoría de estas aplicaciones opera en DC, haciendo el acoplo a la energía DC FV simple y económico. El bajo tiempo de fallos en estos sistemas resulta terriblemente caro, por tanto la fiabilidad es crítica. Por otro lado la modularidad y flexibilidad de los sistemas FV hacen que se pueda utilizar para alimentar desde el más pequeño de los sistemas de telemetría hasta el mayor de los repetidores de microondas, situados a veces en lugares muy remotos e inaccesibles. También cabe mencionar las aplicaciones para radiocomunicaciones en zonas rurales aisladas. Como ejemplos de este tipo de aplicaciones se pueden citar:

- Repetidores de microondas, radio, TV o telefonía móvil.
- Estaciones de telemetría.
- Radioteléfonos.

Sistemas de navegación

Similar al mercado de las telecomunicaciones, la ayuda a la navegación requiere una alta fiabilidad. Las señales luminosas han de operar en condiciones adversas, durante todas las estaciones de año y en cualesquiera condiciones meteorológicas. Normalmente están situadas en lugares remotos de difícil acceso donde otras fuentes de energía resultan muy costosas. Como ejemplos de este tipo de aplicaciones se pueden citar:

- Señales para el ferrocarril.
- Boyas de señalización marítima.
- Sistemas de aproximación en aeropuertos.
- Plataformas petrolíferas.

Protección catódica

Los metales en contacto con la tierra sufren un proceso de corrosión natural consecuencia de una reacción electroquímica que puede reducirse o anularse aplicando una corriente inversa a la corriente natural de la corrosión. La reacción electroquímica involucra una corriente DC por lo que la energía solar FV proporciona una solución perfecta. Por ejemplo, pequeños sistemas FV pueden situarse a lo largo de tuberías para prevenir automáticamente la corrosión, con un mantenimiento mínimo. Los principales usos de estos sistemas son la protección catódica de gasoductos u oleoductos, tanques de almacenamiento, puentes, vallas, etc..

2.1.3. Sistemas de bombeo de agua

El bombeo de agua mediante la energía solar fotovoltaica proporciona una atractiva solución para suministro de agua para granjas, para irrigación o para suministro de agua potable. Estos sistemas no requieren baterías, no necesitan suministro de combustible, son de muy bajo mantenimiento y automáticamente producen más agua cuando más sol hay (que normalmente es cuando más agua se necesita).

2.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica tienen como objetivo principal maximizar anualmente la producción de energía eléctrica que es inyectada a la red.

Las principales aplicaciones de estos sistemas son para

- **Tejados en viviendas** (integración en edificios), en los que la instalación está físicamente situada en un edificio que habitualmente se encuentra en un entorno urbano.
- **Plantas de generación de energía** (centrales fotovoltaicas), en las que la instalación FV funciona como una central convencional de generación de energía en el sentido de que inyecta toda la producción eléctrica a la red.

No obstante existen también otro tipo de aplicaciones en las cuales los módulos fotovoltaicos son utilizados como elementos constructivos en diversos entornos urbanos tales como barreras antisonido en autopistas y vías de tren, cubiertas de piscinas y aparcamientos, etc...

Además de la maximización anual de la energía generada, también se han de tener en cuenta otros aspectos como la integración arquitectónica y con el entorno, las posibles pérdidas por sombreado, difícilmente evitables en muchos casos de sistemas integrados en edificios, aspectos de seguridad y calidad de la energía generada así como la ausencia de efectos perturbadores de la red eléctrica.

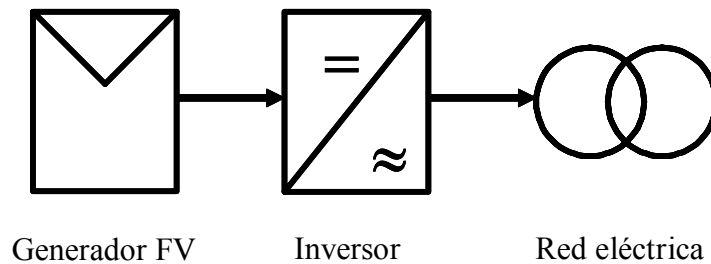


Figura 2.4. Esquema básico de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica.

La potencia nominal de las **instalaciones en viviendas unifamiliares o edificios** en general está relacionada con la superficie útil disponible para la instalación del generador fotovoltaico, aproximadamente de 8 a 10 m² por kWp en función del rendimiento del generador FV. La potencia típica de la mayor parte de las instalaciones se sitúa en torno a los 5 kWp en viviendas unifamiliares y hasta 100 kWp en otras instalaciones en edificios e integración urbana. La conexión a red de este tipo de instalaciones se puede realizar directamente a la red de baja tensión en modo monofásico hasta 5 kW y en trifásico para el resto.

Otro tipo de instalaciones fotovoltaicas de conexión a red son las **centrales FV de generación eléctrica**, con potencias nominales superiores a los 100 kWp, suelen disponer de una conexión a la red eléctrica en media o alta tensión, disponiendo de un centro de transformación en el que se eleva la tensión de salida de los inversores fotovoltaicos adecuándola a la tensión de la línea eléctrica. Las compañías eléctricas pueden construir centrales FV en un tiempo mucho menor que las centrales convencionales debido a la facilidad de instalación y conexión del generador FV. Las centrales FV, además de generar energía eléctrica, también pueden ser utilizadas para laminar los picos de demanda de consumo eléctrico que normalmente ocurren simultáneamente con los picos de generación FV, al mediodía. En otros pueden ser utilizadas para mejora de la calidad de la red en redes locales muy alejadas de los puntos de generación o incluso para el control voluntario de generación de energía reactiva.

3 COMPONENTES FOTOVOLTAICOS en sistemas autónomos

Los componentes básicos de una instalación fotovoltaica son:

- Generador fotovoltaico
- Regulador de carga
- Inversor
- Sistema de baterías de acumulación

En cualquier caso, la instalación ha de cumplir la normativa vigente (p.e. el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión) y disponer de los elementos habituales de operación y protección, como interruptores magnetotérmicos, fusibles, puesta a tierra, etc...

Ya que en sistemas fotovoltaicos es habitual trabajar con relativamente elevadas corrientes es importante dimensionar adecuadamente los conductores, utilizando secciones adecuadas y minimizando las longitudes de cableado con objeto de minimizar también las caídas de tensión en los circuitos entre los módulos FV, el regulador de carga, las baterías y el inversor.

4. BATERÍAS

En los sistemas fotovoltaicos las baterías o acumuladores fotovoltaicos se utilizan principalmente como sistema de almacenamiento energético, debido al desplazamiento temporal que puede existir entre los periodos de generación (durante el día) y los periodos de consumo (p.e. durante la noche), permitiendo la operación de las cargas cuando el generador FV por si mismo no puede generar la potencia suficiente para abastecer el consumo. No obstante también se pueden utilizar para otros cometidos tales como estabilizadores de voltaje o corriente y para suministrar picos de corriente (p.e. en el arranque de motores). Las baterías se utilizan habitualmente en la mayor parte de los sistemas FV autónomos (aunque hay excepciones, tales como los sistemas de bombeo de agua con energía solar fotovoltaica) y en general no se utilizan en sistemas conectados a la red eléctrica.

La gran mayoría de las baterías del mercado son de **Plomo-ácido** (Pb-a), las cuales se adaptan bien a la operación en sistemas FV siempre y cuando se pueda realizar un mantenimiento adecuado. Se pueden encontrar baterías de **Plomo-Calcio** (Pb-Ca) y **Plomo-Antimonio** (Pb-Sb). Las primeras necesitan menor mantenimiento y tienen menor autodescarga, mientras que las segundas se deterioran menos en el ciclado diario y presentan mejores prestaciones para niveles bajos de carga.

Habitualmente se suelen utilizar dos tipos de baterías para aplicaciones fotovoltaicas: **Plomo-ácido** y **Níquel-Cadmio**. Debido a motivos de coste es más habitual la utilización de baterías de plomo-ácido aunque las de Níquel-Cadmio se utilizan en ocasiones en aplicaciones profesionales en las que el coste no es un parámetro definitivo. Las baterías de Níquel-Cadmio presentan ventajas respecto de las de Plomo-ácido como son la posibilidad de sufrir descargas profundas o permanecer largos periodos en baja carga sin sufrir deterioro. También cabe destacar una menor autodescarga y un menor mantenimiento.

Existen otros tipos de baterías, como las de Níquel-Hierro (Ni-Fe), Níquel-Zinc (Ni-Zn), Zinc-Cloro (Zn-Cl₂) o Ión- Litio (i-Li), que no presentan en la actualidad características apropiadas para su utilización en sistemas fotovoltaicos.

Las baterías suelen estar formadas por elementos de dos voltios que conectados en serie proporcionan tensiones de trabajo de 12 V, 24 V, 48 V, etc.... La capacidad (Ah) de un grupo de baterías conectadas en es igual a la capacidad de cada uno de los elementos que lo componen. Si se conectan baterías en paralelo se suma la capacidad de sus elementos. La capacidad necesaria de las baterías en un sistema FV se calcula en función a los consumos y al número de días de autonomía del sistema. Por otro lado es importante que el dimensionado del acumulador con relación al generador FV esté bien realizado. Un exceso de capacidad de almacenamiento respecto de la capacidad de generación del generador FV

daría lugar a la batería tendría dificultades en poder cargarse completamente. Por el contrario, una baja capacidad de batería da lugar a poca autonomía y se corre el riesgo de quedarse sin suministro de energía en caso de ausencia de radiación solar.

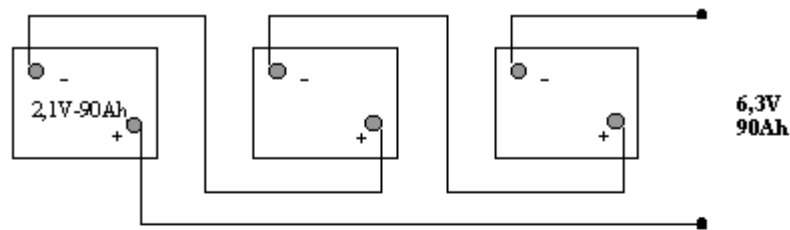


Figura 1: Acumuladores asociados en serie

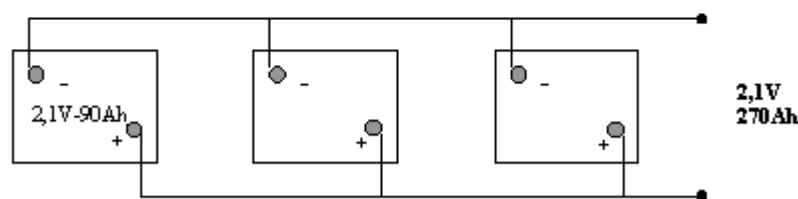


Figura 2: Acumuladores asociados en paralelo

Los acumuladores electroquímicos de plomo ácido o baterías son células electroquímicas en las que las reacciones en los electrodos son reversibles y por esta razón pueden ser utilizadas para acumular energía y posteriormente liberarla cuando se conectan a un circuito de carga exterior. Las células electroquímicas están constituidas esencialmente por placas, materia activa y electrolito.

Las *placas* forman los electrodos positivo y negativo que permiten la entrada y salida de la corriente eléctrica que circula por el interior de cada elemento de batería por efectos de los procesos de carga o descarga. Los electrodos sufren reacciones de oxidación/reducción y dependiendo del proceso funcionan como ánodo o como cátodo. Existen diferentes configuraciones de placas: empastadas, tubulares..., cuya elección depende de las condiciones de operación.

Los *materiales activos*, constituyentes de cada célula o elemento, participan en la reacción electroquímica de carga y descarga.

En algunos tipos de placas se utilizan *rejillas* para retener el material activo y mejorar la distribución de la corriente en la placa.

El *electrolito* es una solución diluida de ácido sulfúrico, en el caso de las baterías de plomo-ácido, que funciona como medio de transporte de cargas eléctricas entre las placas positiva y negativa y además interviene en la reacción de carga y descarga.



Figura 4.5. Ejemplos de baterías para uso en sistemas fotovoltaicos.

4.1. ELEMENTOS CONSTRUCTIVOS

Los elementos constructivos más importantes de una batería son:

La célula. El elemento básico electroquímico de una batería es la célula (también denominado elemento de batería, consistente en un conjunto de placas positivas y negativas separadas por separadores aislantes, inmersas en una solución de electrolito, todo ello dentro de un contenedor. (En una batería típica de plomo-ácido (Pb-a) cada célula tiene un voltaje nominal en torno a 2 V, que se pueden asociar en serie para dar lugar a tensiones de 12 V (6 elementos en serie) o 24 V (12 elementos en serie)).

Material activo. Son los materiales que forman las placas positivas y negativas, que son los reactivos de la célula. La cantidad de materia activa es proporcional a la capacidad (Ah) que la batería puede suministrar. En las baterías de Pb-a, los materiales activos son el PbO_2 en la placa positiva y Pb en la negativa, que reaccionan con el ácido sulfúrico del electrolito durante la operación de la batería para producir agua y sulfato de plomo durante la descarga y viceversa durante el proceso de carga.

Electrolito. Es un medio conductor que permite el flujo de corriente mediante transferencia iónica, o la transferencia de electrones entre las placas de la batería. En las baterías de Pb-a, el electrolito es una disolución de ácido sulfúrico, bien en forma líquida, como gel o cristalizado. En las baterías de níquel-cadmio (NiCd) el electrolito es una solución de hidróxido potásico y agua. En muchas baterías es necesaria la reposición de agua, perdida durante el gaseo en la sobrecarga (es muy importante utilizar agua destilada para el rellenado).

Rejilla. Sirve como soporte de la materia activa y en las baterías de Pb-a está formada por una aleación de plomo. El antimonio o el calcio se suelen utilizar como elementos de aleación para fortalecer la rejilla y definen las diferentes características de la batería (como el ciclado y el gaseo). Dependiendo de la forma de la rejilla se diferencian baterías tubulares y planas.

Placas. Consisten en una rejilla con material activo, a menudo también denominado electrodo. Generalmente, en cada célula hay un número de placas conectadas en paralelo a un bus situado en la parte superior de las placas, tanto positiva como negativa. La profundidad del ciclado de una batería depende del grosor de las placas. En las baterías de arranque se suelen utilizar muchas placas muy finas, dando lugar a una gran superficie de reacción para suministro de altas corrientes en poco tiempo, pero haciendo que no sean muy resistentes a descargas profundas y prolongadas. Por el contrario, las placas gruesas permiten descargas profundas sobre largos periodos manteniendo una buena adhesión de la materia activa a la rejilla (vida larga).

Separadores. Es un material poroso (gomas, plástico...) y aislante que separa las placas positiva y negativa evitando el cortocircuito de las mismas y permitiendo el flujo del electrolito y los iones entre ellas. En algunos casos suelen ser envolventes evitando el cortocircuito debido a la posible deposición de materia activa en el fondo del contenedor.

Elemento. Definido como un conjunto de placas positivas y negativas y separadores, montados juntos con buses que interconecta las placas positivas y las negativas.

Bornas. Son las conexiones eléctricas externas (positiva y negativa).

Tapones. Durante la carga de la batería se producen gases que salen al exterior por los tapones. Existen tapones que son autorecombinantes, disminuyendo la pérdida de agua en el gaseo.

Carcasa o contenedor. Hechos comúnmente de plástico o goma dura y contiene todos los elementos de la batería. Los contenedores transparentes facilitan el control visual del nivel del electrolito.

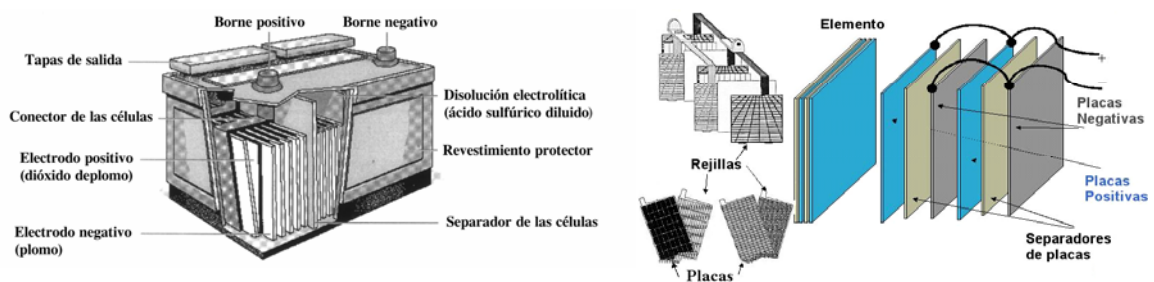


Figura 4.6. Esquema básico de una batería de plomo-ácido.

4.2. TIPOS DE BATERÍAS

En general las baterías se clasifican en primarias, que no pueden ser recargadas y no se utilizan en sistemas FV, y secundarias que pueden ser recargadas.

El tipo de baterías más utilizadas en aplicaciones FV son las de plomo-ácido, debido principalmente a su coste comparado con otros tipos.

Tipo	Precio	Ciclado profundo	Mantenimiento
Plomo-ácido			
Plomo-Antimonio	Bajo	Bueno	Alto
Plomo-Calcio abiertas	Bajo	Pobre	Medio
Plomo-Calcio selladas	Bajo	Pobre	Bajo
Híbridas (Antimonio/calcio)	Medio	Bueno	Medio
Electrolito inmobilizado			
Gel	Medio	Muy bueno	Bajo

AGM	Medio	Muy bueno	Bajo
<i>Níquel-Cadmio</i>			
Placas “sintered”	Alto	Bueno	Ninguno
Placas “pocked”	Alto	Bueno	Medio

Tabla 4.I. Tipos y características de las baterías secundarias.

4.2.1. BATERÍAS DE PLOMO-ÁCIDO

Las baterías de Pb-a se pueden clasificar en:

Baterías de arranque. Diseñadas para ciclos muy poco profundos, utilizadas primordialmente en el sector de arranque para la automoción, proporcionando elevadas corrientes en cortos periodos de tiempo.

Baterías de tracción. Diseñadas para ciclados muy profundos, utilizadas primordialmente en vehículos eléctricos. Estas baterías tienen un número menor de placas pero mas gruesas y construidas para una mayor durabilidad. Se utilizan rejillas con alto contenido en plomo-antimonio para mejorar el ciclado profundo.

Baterías estacionarias, utilizadas comúnmente en los sistemas de alimentación ininterrumpida (para sistemas de ordenadores o telecomunicaciones). Están diseñadas para la operación muy esporádica y raramente se descargan. Normalmente están en un continuo estado de carga de flotación.

Las principales características de los distintos tipos de baterías de Pb-ácido son:

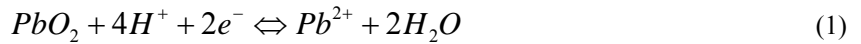
Baterías de Pb-antimonio. Utilizan antimonio como elemento principal en la aleación con plomo en las rejillas. El uso de antimonio proporciona una mayor fortaleza mecánica a las rejillas y altos regímenes de descarga con muy buena profundidad de ciclado. También limitan la pérdida de material activo y tienen un mayor tiempo de vida que las baterías de Pb-calcio cuando operan a altas temperaturas. Por otro lado tienen una elevada auto descarga y requieren una frecuente adición de agua. La mayoría son de tipo abierto con tapones recombinantes para disminuir el mantenimiento.

Baterías de Pb-calcio. Utilizan calcio como elemento en la aleación de las rejillas. Poseen baja autodescarga y menor gaseo (menor mantenimiento) que las de Pb-antimonio. No obstante tienen peor aceptación de la carga después de descargas profundas y menor tiempo de vida bajo descargas repetitivas mayores del 25%. En general no toleran bien la sobrecarga, las descargas muy profundas y la operación a elevadas temperaturas. Pueden ser de dos tipos: abiertas o selladas (también denominadas “sin mantenimiento” en el sentido de que no necesitan que se les añada agua, pero a la vez están limitadas por que si se les añade agua se reduce su tiempo de vida). Las selladas incorporan la cantidad suficiente de electrolito para su tiempo de vida sin adición de agua.

Baterías híbridas. Normalmente de tipo abierto, con capacidades en torno a los 200 Ah. El diseño más común utiliza placas positivas tubulares de calcio y placas negativas planas de antimonio, combinando las ventajas de ambos elementos. No obstante es necesario cuidar los posibles problemas de estratificación y sulfatación.

Las reacciones químicas en una batería de plomo-ácido son:

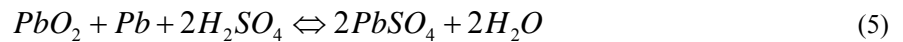
En la placa positiva:



En la placa negativa:



En la reacción global:



4.2.2. BATERÍAS DE ELECTROLITO INMOVILIZADO

Son otro tipo de baterías de plomo-ácido, con la especial característica de tener el electrolito inmovilizado de algún modo. Estas baterías son muy sensibles a los métodos de carga, voltajes de regulación y operación bajo temperaturas extremas. Los dos tipos más comunes de este tipo de baterías son las baterías de gel y las AGM (Absorbed Glass Mat).

Las baterías de gel suelen utilizar rejillas de plomo-calcio. La adición de dióxido de silicio “gelifica” el electrolito. Estas baterías utilizan un mecanismo interno de recombinación para minimizar el escape de gases y por tanto reducción de las pérdidas de agua. Algunas poseen una pequeña cantidad de ácido fosfórico añadido al electrolito para mejorar la profundidad de descarga en el ciclado, minimizando la oxidación de la rejilla (corrosión) a bajos estados de carga.

En las baterías AGM el electrolito está en forma cristalina formando capas entre las placas y están especialmente diseñadas para minimizar la pérdida de agua en la sobrecarga.

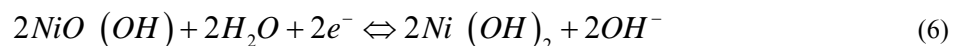
4.3. BATERÍAS DE NÍQUEL-CADMIO

Las principales características de las baterías de níquel-cadmio (Ni-Cd) son su larga vida, bajo mantenimiento, no le afectan las sobrecargas excesivas, y los voltajes de regulación no son parámetros críticos. Sin embargo el precio de estas baterías es muy superior a las de plomo-ácido.

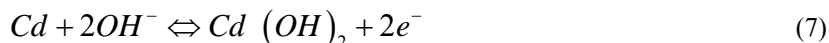
En una célula de una batería típica de Ni-Cd los electrodos positivos están hechos de hidróxido de níquel NiO(OH) y los electrodos negativos de cadmio (Cd), ambos inmersos en una solución de hidróxido potásico (KOH). En el proceso de descarga el hidróxido de níquel cambia a Ni(OH)₂ y el cadmio se transforma en hidróxido de cadmio Cd(OH)₂. La concentración del electrolito no cambia durante la reacción.

Los dos principales tipos son las de placas “sintered” y de placas “pocked”. En las primeras el electrolito está inmovilizado y presentan el llamado “efecto memoria” según el cual una batería que es descargada repetidamente hasta sólo un porcentaje de su capacidad, eventualmente memorizará este ciclado y limitará descargas mayores dando como resultado una pérdida de su capacidad. El segundo tipo requiere adición periódica de agua pero no presenta el efecto memoria. Las reacciones químicas en una batería de níquel-cadmio son:

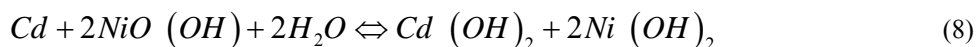
En la placa positiva:



En la placa negativa:



En la reacción global:



4.4. CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN

El régimen de carga o descarga define la intensidad de la corriente eléctrica utilizada en el proceso. Este régimen se expresa en forma normalizada en relación a la *capacidad en amperios-hora*. Por ejemplo, la descarga completa de una batería de 100 Ah, con una corriente de 20 A dura 5 h lo que indica un régimen de I(C5). Los regímenes usuales en las aplicaciones fotovoltaicas suelen estar dentro del rango de corrientes que corresponden a descargas de 10 a 100 horas, I(C10) a I(C100).

Cuanto menor es la temperatura menor es la capacidad, pues mayor es la viscosidad del ácido y más lentos los procesos de difusión iónica. La resistividad del electrolito aumenta de forma significativa al disminuir la temperatura. Para temperaturas por debajo de 0°C, dependiendo del régimen y de la profundidad de descarga, el electrolito puede llegar a congelarse. Los efectos de la temperatura son tanto más acusados cuanto mayor es la intensidad de la descarga. En instalaciones situadas en zonas muy frías se utiliza ácido más concentrado, para asegurar que el electrolito no alcance el punto de congelación.

La concentración del electrolito es un factor que limita la capacidad, porque la intensidad de difusión se ve afectada tanto por la viscosidad del electrolito como por su concentración en los poros de las placas y fuera de ellos. El ácido sulfúrico sólo puede emplearse en un cierto rango de concentraciones. La reacción de auto descarga establece un límite superior, en torno a 1,28 g/cm³ a temperaturas normales, y la conductividad eléctrica, el límite inferior, en torno a 1,06 g/cm³.

Durante la carga, la corriente entra en la batería en la dirección opuesta a la de descarga restableciendo los materiales activos en las placas, lo que conlleva un aumento de la tensión, de la densidad del electrolito y del estado de carga. El desprendimiento de gases, usualmente llamado *gaseo*, depende de la tensión de sobrecarga, temperatura, tipo de aleación e impurezas. El consumo de agua resultante del gaseo da lugar a una disminución del nivel del electrolito y a un aumento de la concentración del mismo, por lo que es necesario un frecuente mantenimiento para reponer el agua consumida y evitar que las placas se queden descubiertas, ya que en este caso se producen daños irreversibles. Eléctricamente, este fenómeno se traduce en un aumento de la resistencia interna como consecuencia de la mayor dificultad del proceso. Por otro lado una cantidad adecuada de sobrecarga promueve la homogeneización del electrolito debido a la agitación que producen las burbujas del gaseo y contrarresta la tendencia a la *estratificación del electrolito*. La elevación de la temperatura en la carga, combinada con elevados regímenes de corriente, tiene un efecto nocivo al fomentar la corrosión de la rejilla positiva que puede llevar al desprendimiento del material activo, y el excesivo gaseo puede arrastrar partículas de las placas, contribuyendo a la disminución de la vida útil de la batería. Para contrarrestar el fenómeno de la corrosión, en las zonas cálidas se utilizan densidades de electrolito bajas, entre 1,2 y 1,22 g/cm³ para baterías totalmente cargadas. La elevada movilidad iónica debido a la elevada temperatura de estas zonas compensa el efecto de esta baja densidad sobre la resistencia.

Como resultado del *envejecimiento*, la *resistencia interna* aumenta, por lo que la tensión máxima de carga debería ir aumentando para mantener el mismo régimen de carga o bien para un mismo voltaje tardaría más tiempo en cargarse.

Después de una descarga, la subsiguiente carga de una batería suele caracterizarse por una elevada tensión de carga y por un gaseo más o menos pronunciado. En condiciones especiales se utilizan otros dos tipos de carga: carga de mantenimiento y carga de igualación. La carga de mantenimiento sirve para conservar las baterías completamente cargadas, incluso cuando no están en operación, compensando las pérdidas por autodescarga. Una pequeña corriente es suministrada para mantener la batería a una "tensión de flotación", algo superior a la tensión de circuito abierto (del orden de 2,35 V por elemento). La carga

de igualación se aplica cuando hay diferencias de tensión y de densidad del electrolito entre los vasos, esto es, del estado de carga entre las células o elementos que forman una batería. Consiste en una carga prolongada en un régimen de intensidad constante y moderado, como $I(C20)$, que debe ser mantenido hasta que el voltaje y la densidad de todas las células se mantengan iguales y constantes.

El *rendimiento faradaico* se define como la relación entre la carga (Ah) extraída de ella durante una descarga y la carga (Ah) requerida para restablecer el estado inicial de carga.

El *rendimiento energético* es la relación entre la energía (Wh) extraída de la batería durante la descarga y la energía (Wh) requerida para restablecer el estado inicial de carga.

Las baterías en los sistemas fotovoltaicos operan en ciclos de cargas y descargas, intercambiando energía con el resto del sistema. Diariamente el ciclado se caracteriza por un cierto número de ciclos cuya profundidad o cantidad de carga extraída en cada ciclo relativa a la capacidad nominal de la batería, depende de las condiciones de generación, que son función de la radiación y de la demanda de energía. Según la aplicación el ciclado puede ser superficial, profundidad de ciclado diario menor del 15%, o profundo, mayor del 80%. La *vida útil* es el periodo durante el cual la batería es capaz de operar bajo las condiciones determinadas por la aplicación, manteniendo la capacidad y el nivel de rendimiento requeridos. En general se recomienda mantener la profundidad de ciclado diaria entre el 15% y el 20% de la capacidad nominal, lo cual supondría más de 2.000 ciclos o una vida media de 10 años. Los principales mecanismos del envejecimiento son:

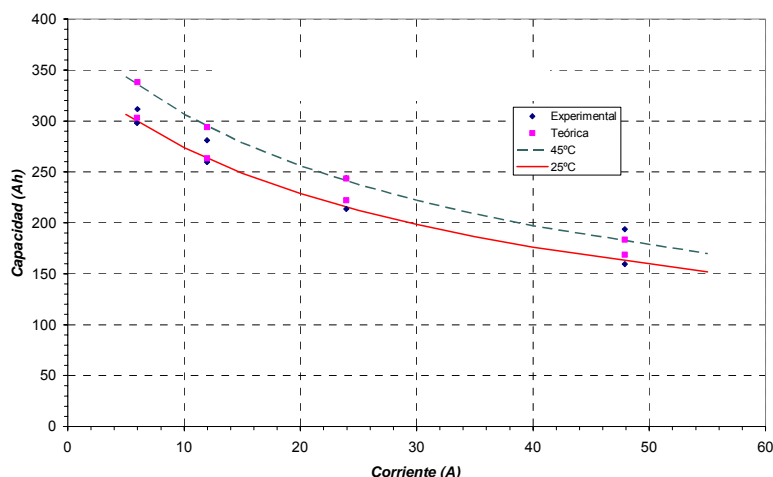
Degradación de las placas positivas debido a la continua sucesión de ciclos de carga y descarga que causan una continua dilatación y contracción de los materiales de las placas positivas reduciendo la adhesión del material activo a la rejilla y provocando su desprendimiento.

Degradación de las placas negativas o sulfatación. Cuando una batería permanece mucho tiempo descargada o se ve sometida habitualmente a recargas insuficientes pierde irreversiblemente materia activa, debido a la recristalización de los finos cristales de sulfato de plomo formados durante la descarga, convirtiéndose en grandes cristales o costras, que presentan mayor dificultad en transformarse en la siguiente carga, dando lugar a un aumento de la resistencia interna, mayor generación de calor y disminución de la capacidad. Los procesos de sulfatación involucran el crecimiento de cristales de sulfato de plomo en la placa positiva, disminuyendo el área activa y la capacidad de la batería. A mayores descargas, mayor cantidad de material activo es convertido en sulfato de plomo. Durante la recarga, el sulfato de plomo es reconvertido en dióxido de plomo. Esta reconversión se inhibe si la batería permanece descargada durante periodos prolongados.

La sulfatación es un problema que suele presentarse con bastante frecuencia en las aplicaciones FV debido al dimensionado realizado para suministrar el consumo bajo condiciones promedio, donde la batería es utilizada como reserva energética en periodos de utilización excesiva de la carga o en bajos periodos de radiación. En consecuencia, la batería puede operar en algún periodo del año a estados de carga parciales, resultando en algún grado de sulfatación. Para minimizar la sulfatación, el generador FV se diseña generalmente para recargar la batería en un ciclo diario, durante el peor mes del año.

Estratificación. Consecuencia de la gravedad y de periodos largos de inactividad de la batería se establece un gradiente de densidad entre la parte superior e inferior de la batería aumentando la concentración de electrolito en la parte inferior.

Autodescarga. Es la pérdida de capacidad de una batería que ocurre normalmente cuando está en circuito abierto.



$$C = \frac{360}{1 + 0,04357^{0,8616}} (1 + 0,018(T - 25))$$

Figura 4.7. Variación de la capacidad y modelo teórico con el régimen de corriente y la temperatura, para una determinada batería de plomo-ácido.

4.5. CICLADO DE LA BATERÍA

El ciclado se refiere al proceso de carga y descarga en una batería. La descarga es el proceso en el que la batería suministra una corriente durante un determinado tiempo (régimen de descarga). En la carga la batería recibe o acepta una determinada corriente durante un tiempo determinado (régimen de carga). Se considera un ciclo como una descarga seguida de una recarga.

La descarga puede ser muy pequeña o muy profunda. Un 100% de profundidad de descarga suministra información acerca de la capacidad de la batería a un determinado régimen de corriente. La profundidad de descarga afecta a la vida útil de la batería, el número de ciclos carga/descarga de una batería desciende con la profundidad de descarga. Normalmente se acepta que una batería ha finalizado su vida útil cuando ha perdido un 20% de su capacidad inicial. Además del número de ciclos, las condiciones de operación también afectan el tiempo de vida de una batería.

4.6. CAPACIDAD DE LA BATERÍA

La capacidad es una medida del poder de la batería para almacenar o suministrar energía eléctrica, y se expresa comúnmente en amperios-hora (Ah).

Por ejemplo: una batería de 100 Ah de capacidad nominal puede suministrar 100 A durante una hora, o 50 A durante 2 horas, o 25 A durante 4 horas¹.

La capacidad se especifica a un determinado régimen de descarga, depende de múltiples factores de diseño y operacionales. Entre los factores de diseño se incluyen la cantidad de material activo, el número, diseño y dimensiones de las placas, y la densidad del electrolito. Entre los factores operacionales se incluyen: el régimen de descarga, la profundidad de descarga, los voltajes de corte y rearme, la temperatura de operación, el ciclado y la “historia” de la batería.

Las bajas temperaturas disminuyen la capacidad disponible de las baterías. A bajas temperaturas, durante la descarga, el electrolito no penetra tan profundamente en el material activo de las placas y los voltajes de corte se alcanzan antes. Por el contrario las temperaturas elevadas aumentan la capacidad, sin

¹ En verdad la capacidad de una batería, esto es, los Ah que se pueden extraer de la misma depende del régimen de corriente de descarga. A mayor tiempo (menor régimen de corriente) se pueden extraer más Ah. Esto tiene que ver con que si la descarga se hace muy lenta se da mas tiempo para que se produzcan las reacciones químicas internas.

embargo reducen significativamente su tiempo de vida. La mayoría de los fabricantes recomiendan utilizar las baterías entre 20 y 30°C.

El *régimen de descarga* también afecta a la capacidad. Cuando una batería es descargada a altas corrientes, las reacciones químicas quedan confinadas a las capas de material activo en contacto inmediato con el electrolito, limitando la capacidad, debido a que no hay tiempo suficiente para la difusión del electrolito entre los poros de las placas. Cuando se descarga una batería lentamente se obtiene una mayor capacidad que cuando se hace a elevados regímenes de corriente. Se ha de especificar el régimen de descarga cuando se de la capacidad. Los regímenes no se especifican en amperios, sino en horas necesarias para plena descarga hasta un determinado voltaje de corte.

Por ejemplo, si de una batería se dice que tiene una capacidad de 180 Ah a un régimen de C10, esto se interpreta como que si la batería fuese descargada durante 10 horas a una corriente constante de C10 (180/10=18 A), entonces se podrían obtener 180 Ah.

El *voltaje de corte por sobredescarga* también depende del régimen de corriente de descarga e influye en la capacidad útil de la batería. Normalmente los fabricantes dan el valor de la capacidad relacionado con el valor del voltaje de corte. Para baterías de plomo-ácido éste voltaje suele ser 1,75 V/elemento, mientras que para Níquel-Cadmio 1,0 V/elemento. Si se especifica el mismo voltaje de corte para diferentes regímenes de descarga, la capacidad será mayor para regímenes menores.

La *autodescarga* de la batería ocurre de modo natural cuando se mantiene en circuito abierto, sin ningún tipo de consumo o carga, debido a mecanismos internos dependientes del propio diseño de la batería. Esta autodescarga también aumenta con la temperatura de operación.

Mientras que los tiempos típicos de descarga en aplicaciones industriales o de automoción están en torno a las 10 horas, en aplicaciones FV los tiempos de descarga se sitúan en torno a las 10-300 horas, p.e. la descarga de una batería de un sistema FV remoto con consumo constante diseñado con 5 días de autonomía debería tardar 5 días x 24 horas/día = 120 horas (lo que no significa que la batería se descargue completamente, al 100% de la profundidad de descarga (DOD), sino al 80% en baterías de ciclo profundo o al 50% en baterías de ciclo poco profundo). Por tanto el tiempo para que una batería se considere que esté totalmente descargada se puede calcular como el producto del número de días de autonomía por el tiempo de operación del consumo dividido entre la máxima profundidad de descarga.

4.7. ESTADO DE CARGA. CARGA Y DESCARGA DE LA BATERÍA

Una batería totalmente cargada se dice que está al 100% del estado de carga (SOC). Los cambios en el estado de carga se reflejan tanto en la densidad del electrolito como en el voltaje de la batería. El estado de carga se define como la cantidad de energía disponible en la batería, expresado como un porcentaje de la energía almacenada en una batería completamente cargada. La descarga de una batería da lugar a un decrecimiento del estado de carga, mientras que la carga da lugar a un aumento del SOC. Una batería descargada el 75% esta al 25% de SOC.

Los métodos clásicos para determinar el estado de carga son la medida de la tensión en circuito abierto, la determinación de la resistencia interna, la medida de la densidad del electrolito y el cómputo de los amperios-hora de carga/descarga.

4.7.1. Densidad del electrolito

Si se puede acceder al electrolito, el estado de carga puede ser determinado midiendo su densidad (típicamente valores en torno a 1,265 gr/cm³ implicaría que la batería esta al 100% SOC mientras que una densidad en torno a 1 gr/cm³ sería una batería completamente descargada).

En una batería de plomo-ácido, el electrolito es una solución de ácido sulfúrico y agua. En una batería totalmente cargada, el electrolito es una solución de ácido sulfúrico al 36% en peso, o al 25% en

volumen. La densidad del electrolito está directamente relacionada con el estado de carga de la batería dependiendo de la concentración del electrolito en el diseño y de la temperatura. En una batería de plomo-ácido completamente cargada, la densidad del electrolito está en el rango de 1,250 a 1,280 gr/cm³, dependiendo de la densidad de ácido utilizado, a una temperatura de 27°C. Cuando una batería se descarga, los iones de hidrógeno (H⁺) y sulfato (SO₄²⁻) del ácido sulfúrico se combinan con los materiales activos de las placas positiva y negativa para formar sulfato de plomo (PbSO₄), disminuyendo la densidad del electrolito. En tanto que la batería se descarga, la solución de ácido se vuelve más diluida hasta que no hay iones en la solución. En este punto la batería está completamente descargada y su densidad es próxima a la del agua.

La densidad del electrolito también afecta al punto de congelación del mismo. Cuando la batería se descarga, la densidad disminuye y el punto de congelación aumenta.

Densidad (gr/cm ³)	Concentración peso (%)	Concentración volumen (%)	Punto de congelación (°C)
1,000	0,0	0,0	0
1,050	7,3	4,2	-3,3
1,100	14,3	8,5	-7,8
1,150	20,9	13,0	-15
1,200	27,2	17,1	-27
1,250	33,4	22,6	-52
1,300	39,1	27,6	-71

Tabla 4.II. Puntos de congelación del electrolito dependiendo de su densidad.

En climas muy fríos la densidad del electrolito se ajusta en un rango de 1,250 a 1,280 gr/cm³, mientras que en climas tropicales el rango es 1,210 a 1,230 gr/cm³. Esta baja concentración de electrolito disminuye el efecto de degradación de las rejillas y los separadores, aumentando su vida útil. Sin embargo bajas densidades decrecen la capacidad de la batería.

Aunque la densidad del electrolito puede ser utilizada como una medida del estado de carga en baterías de plomo-ácido, bajas densidades o valores inconsistentes pueden indicar sulfatación, estratificación o falta de eualización entre células. En algunos casos una lectura muy baja de la densidad puede indicar un fallo interno de la célula o un cortocircuito interior.

Para determinar el SOC de la batería midiendo la densidad del electrolito podrían utilizarse los datos del fabricante, previamente hacer corrección de la temperatura (aproximadamente 0,007 gr/cm³ por °C).

Estado de Carga	A	B	C	D
	Densidad (gr/cm ³)			
100% (plena carga)	1,330	1,280	1,265	1,225
75%	1,300	1,250	1,225	1,185
50%	1,270	1,220	1,190	1,150
25%	1,240	1,190	1,155	1,115
0% (descargada)	1,210	1,160	1,120	1,080

A - Batería de Vehículo Eléctrico de Plomo-ácido

B - Batería de Tracción de Plomo-ácido

C - Batería Automotriz de Plomo-ácido

D - Batería Estacionaria de Plomo-ácido

Tabla 4.III. Densidades típicas de electrolito para diferentes estados de carga y tipos de baterías.

4.7.2. Tensión de batería

El voltaje de la batería también puede ser utilizado para estimar el estado de carga previa corrección de la temperatura. No obstante es esencial conocer la historia inmediatamente anterior a la medida, ya que una carga o descarga anterior varía notablemente el valor de dicho voltaje. Cuando la batería está siendo cargada, el voltaje se eleva respecto del voltaje de circuito abierto (y cuando está en descarga el voltaje decrece) debido principalmente a la resistencia interna de la batería. En los sistemas fotovoltaicos es difícil la determinación del estado de carga de la batería midiendo el voltaje en sus terminales, ya que éste se ve afectado por si la batería está en proceso de carga o de descarga. No obstante este es el método habitual de control de carga utilizado por los reguladores en instalaciones fotovoltaicas.

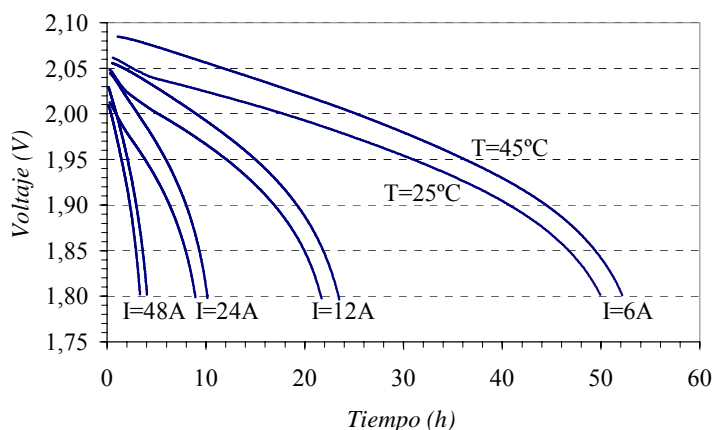


Figura 4.8. Variación del voltaje en la descarga de una batería en función del régimen de corriente de descarga y de la temperatura.

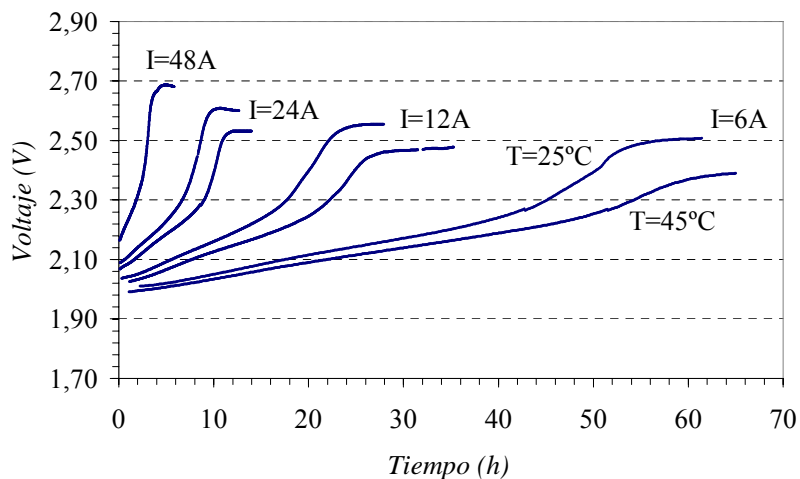


Figura 4.9. Variación del voltaje en la carga de una batería en función del régimen de corriente de carga y de la temperatura.

4.8. Efectos de la autodescarga en la capacidad

Con la batería en circuito abierto, sin ningún consumo o corriente de carga, la batería sufre un proceso natural de reducción del estado de carga debido a mecanismos internos y a pérdidas internas. La autodescarga es diferente en diferentes tipos de baterías dependiendo principalmente del tipo de

aleaciones utilizadas en las rejillas y del tipo de material activo. La autodescarga aumenta con la temperatura, especialmente en las baterías de plomo antimonio, pudiendo llegar hasta un 15% mensual.

4.9. Profundidad de descarga (DOD)

La profundidad de descarga (DOD) de una batería se define como el porcentaje de la capacidad que ha sido “extraída” de la batería comparada con la capacidad a plena carga. Por definición el SOC y la DOD suman el 100%. Dos parámetros que se pueden utilizar comúnmente son la DOD disponible y promedio diario.

Conviene señalar que en baterías de Pb-a cuanto menor sea la profundidad de descarga, mayor será la vida útil del acumulador. Una descarga completa de la batería puede ser perjudicial dado que puede afectar a su capacidad de aceptar la recarga.

La profundidad de descarga disponible es el máximo porcentaje de la capacidad a plena carga que es permitido utilizar. La DOD disponible es el límite máximo de descarga, generalmente dictada por el voltaje de corte y el régimen de descarga. En sistemas fotovoltaicos autónomos, el voltaje de desconexión de la carga indica el límite de DOD disponible a un determinado régimen de descarga. Dependiendo del tipo de batería, la DOD disponible puede llegar al 80% para baterías de ciclo profundo o al 15-20% para baterías de arranque. La DOD disponible está relacionada con la “autonomía”, en términos de capacidad necesaria para suministrar energía al consumo durante un determinado número de días sin energía del generador FV. Un sistema con poca DOD disponible resultará en un menor periodo de autonomía.

La profundidad de descarga media diaria es el porcentaje respecto de la capacidad a plena carga que se extrae de una batería con el perfil de consumo medio diario. Si el consumo varía estacionalmente, como p.e. en los sistemas de iluminación, el promedio diario de DOD será mayor en los meses de invierno debido a la mayor utilización durante las horas nocturnas. Para sistemas con un consumo diario constante, la DOD media diaria será mayor en invierno debido a una menor temperatura de batería y menor capacidad nominal.

El número de días de autonomía es el principal factor que determina el tamaño de batería y por tanto la profundidad diaria de descarga. A mayor número de días de autonomía, mayor capacidad y por tanto será menor el porcentaje utilizado cada día para un ciclo diario típico. Ya que la mayoría de los sistemas FV autónomos se diseñan con al menos 4 días de autonomía los ciclos medios diarios son poco profundos, en lugar de baterías de ciclado profundo. Sin embargo es recomendable la utilización de baterías de ciclo profundo a pesar de que el ciclado diario sea del orden del 10-15%. De este modo el sistema puede soportar caídas estacionales no previstas debido a periodos de baja irradiancia. Las baterías de ciclo poco profundo tendrán un tiempo de vida menor.

4.10. Efectos de la temperatura en la DOD

Si la temperatura interna de la batería alcanza el punto de congelación del electrolito, éste se puede congelar y expandir causando daños irreversibles en la batería. En una batería plenamente cargada el punto de congelación es muy bajo ($\approx -60^{\circ}\text{C}$). Cuando la batería se descarga su punto de congelación se acerca a 0°C . Esto es necesario tenerlo en cuenta especialmente en sistemas remotos profesionales (telecomunicaciones) donde se pueden alcanzar temperaturas muy bajas. Por cada 10°C de incremento en la temperatura, la vida de la batería se reduce la mitad. Es decir si la temperatura promedio de operación es 35°C , la vida de la batería se reduce en un 50%. Por cada 10°C que se reduce la temperatura, la capacidad de la batería se reduce en un 10%, es decir $1\%/^{\circ}\text{C}$.

4.11. Baterías de ciclo profundo

Las baterías se pueden clasificar en baterías de ciclo profundo y baterías de ciclo poco profundo, pero este no es más que una clasificación general que no siempre es un indicativo real del diseño de la batería.

Las *baterías de ciclo poco profundo* normalmente son baterías de arranque. Estas baterías están hechas con rejillas de plomo-calcio y no deben ser descargadas diariamente más de un 15% y nunca se deben descargar más de un 50% ya que es muy difícil volver a recargarlas después de una descarga de este tipo. Esto es especialmente cierto para baterías de bajo coste (generalmente provenientes del sector de la automoción). Estas baterías se diseñan para proporcionar grandes corrientes en periodos cortos de tiempo y no soportan descargas profundas. Proporcionan en torno a 500-1.000 ciclos al 15% DOD antes de perder demasiada capacidad nominal y tener que ser reemplazadas.

Las *baterías de ciclo profundo* pueden soportar grandes descargas durante largos periodos de tiempo. A pesar de ello no se deben descargar al 100%. La mayoría de los fabricantes recomiendan que no se descarguen más del 80% de su capacidad nominal. Típicamente las baterías de ciclo profundo pueden suministrar 1.500-1.800 ciclos al 80% de DOD antes de necesitar reemplazo. El número de ciclos puede aumentar a 3.000-4.000 si la descarga es más moderada, en torno al 25%. La mayoría de los fabricantes recomiendan que una batería ha llegado al final de su vida útil y necesita ser reemplazada cuando esta ha perdido más del 20% de su capacidad nominal.

4.12. Carga de la batería

Los métodos utilizados para la carga de la batería en sistemas fotovoltaicos varían considerablemente. Generalmente se distinguen tres tipos de carga:

- Carga normal, es la porción de carga realizada a cualquier régimen que no causa que el voltaje sobrepase el voltaje de gaseo (generalmente ocurre entre el 80 y 90% del estado de carga).
- Carga de flotación. Una vez que la batería está casi plenamente cargada, la mayor parte de la materia activa ha sido convertida a su forma original, y generalmente se requiere una limitación en la sobrecarga. Las cargas de flotación se suelen realizar a bajos regímenes de carga.
- Carga de equalización. Es una carga utilizada periódicamente para mantener la consistencia entre las diferentes células individuales que forman una batería. Generalmente consiste en una carga a corriente limitada hasta voltajes mayores que los voltajes normales de final de carga o flotación.

4.13. Gaseo y sobrecarga

Uno de los puntos críticos en el proceso de carga es el gaseo, que ocurre cuando la batería está cerca de su carga completa. En este punto casi todos los materiales activos han sido convertidos a su composición en carga y el voltaje aumenta rápidamente. En general la reacción de gaseo es irreversible dando lugar a pérdida de agua (en las baterías selladas los procesos recombinantes permiten la formación de agua a partir del hidrógeno y el oxígeno generado en operación normal). Todas las reacciones de gaseo consumen una porción de corriente de carga que no puede ser suministrada en la siguiente descarga, por tanto reduciendo el rendimiento de carga de la batería. Tanto en las baterías de plomo-ácido como en las de níquel-cadmio, el gaseo da lugar a la formación de hidrógeno en la placa negativa y oxígeno en la positiva. No obstante las baterías abiertas requieren algún gaseo con el objeto de remover el electrolito para prevenir la estratificación. Con el paso del tiempo se forman mayores concentraciones de ácido sulfúrico en la parte inferior de la batería (estratificación). Si no se mezcla el electrolito, los procesos de reacción serán diferentes en la parte superior e inferior.

El voltaje de corte por sobrecarga, en los reguladores de carga de los sistemas FV, determina el gaseo de la batería. Normalmente los reguladores de carga se utilizan en los sistemas FV para permitir la carga hasta el voltaje de gaseo y después desconectan el generador FV para evitar la sobrecarga. Para limitar el gaseo y la pérdida de agua, el voltaje de corte por sobredescarga de la batería es un parámetro crítico en los sistemas FV. Si es demasiado bajo la batería no cargará y si es demasiado elevado la batería se sobrecargará. Tanto la carga no completa como la sobrecarga darán lugar a una reducción del tiempo de vida de la batería y a una pérdida de carga.

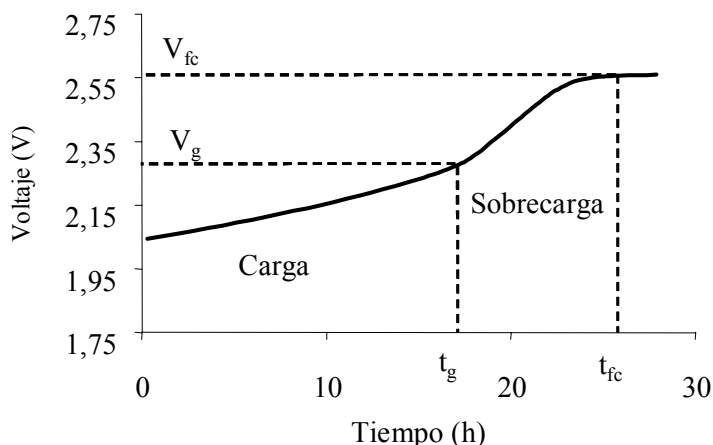


Figura 4.10. Curva de voltaje durante el proceso de carga y sobrecarga de una batería en función del tiempo. Se indica gráficamente el voltaje de gaseo (V_g), el voltaje final de carga (V_{fc}), y los tiempos correspondientes (t_g y t_{fc}).

También la temperatura y el régimen de carga influyen en el gaseo. Cuando la temperatura aumenta, el voltaje de gaseo disminuye. El gaseo comienza a menores estados de carga para altos regímenes de carga.

El voltaje de gaseo disminuye cuando aumenta la temperatura y aumenta con el incremento del régimen de corriente. El efecto de la temperatura en el voltaje de gaseo es la razón por la cual muchos reguladores incorporan una corrección del voltaje de corte por sobrecarga con la temperatura con el objetivo de limitar la cantidad de gaseo y pérdidas de agua.

Voltaje de corte del regulador	Pb-Antimonio	Pb-Calcio	Plomo-ácido sellada	Níquel-Cadmio
Por batería 12 V	14,4-14,8	14,0-14,4	14,0-14,4	14,5-15,0
Por elemento	2,40-2,47	2,33-2,40	2,33-2,40	1,45-1,50

Tabla 4.IV. Voltajes de corte del regulador por sobrecarga recomendados para distintos tipos de baterías.

Los voltajes de corte en sistemas FV son mayores que los voltajes de flotación (entre 2,25 a 2,30 V/elemento) en las que las baterías se cargan lentamente en largos periodos de tiempo. Con estos voltajes de flotación las baterías nunca se verían cargadas en un sistema FV.

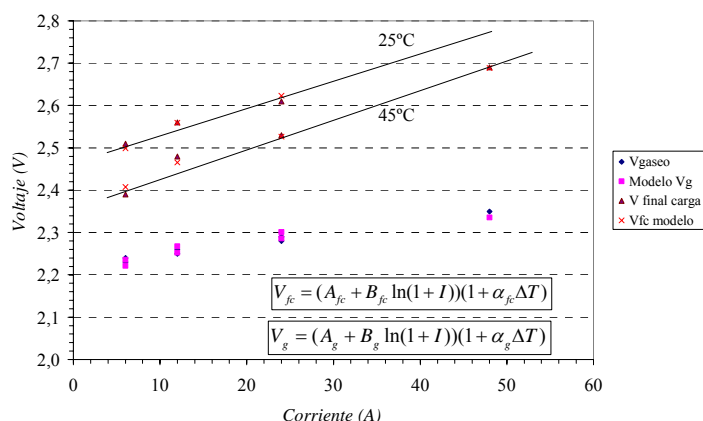


Figura 4.11. Variación de los voltajes de gaso y final de carga en función de la corriente de carga y de la temperatura.

4.14. FACTORES QUE AFECTAN A LA VIDA DE LA BATERÍA

Tiempos de vida menores que los esperados inicialmente es uno de los problemas que aparecen en los sistemas FV. La batería es el componente más caro, después del generador FV, en el sistema. Durante el periodo de vida de un sistema FV, de 20 a 30 años, los costes de reemplazar y mantener la batería pueden suponer la mayor parte de los costes del sistema. La vida de la batería depende de un gran número de factores de diseño y operacionales, entre los que se encuentran: los materiales y componentes constructivos, la temperatura de operación, la frecuencia y la profundidad de las cargas y descargas, el estado de carga medio y los métodos de carga. En tanto que la batería no se sobrecargue, sobredescargue u opere a elevadas temperaturas, el tiempo de vida es proporcional a su estado de carga promedio. Una batería de plomo-ácido que se mantenga por encima del 90% de su estado de carga puede proporcionar dos o tres veces más ciclos de carga/descarga que una batería a la que se le permita un 50% de SOC después de cada recarga. Lo que sugiere que una limitación en la máxima profundidad de descarga permitida aumentará la vida de la batería. Se suele definir que una batería no es operativa cuando no es capaz de proporcionar el 80% de su capacidad nominal.

El tiempo de vida se puede expresar en términos de ciclos o de años, dependiendo del tipo de batería y de aplicación. La determinación con exactitud del tiempo de vida de una batería resulta muy difícil debido al gran número de variables involucradas. Sin embargo su vida se puede maximizar teniendo en cuenta los siguientes factores:

Temperatura de operación. La temperatura de operación tiene importantes efectos en el tiempo de vida de la batería. En general, cuando la temperatura aumenta 10°C las reacciones electroquímicas se doblan dando como resultado una disminución del 30% de su tiempo de vida. La operación a bajas temperaturas aumenta su tiempo de vida pero disminuye su capacidad, especialmente en baterías de plomo-ácido. La temperatura afecta más el tiempo de vida de las baterías de plomo-calcio que a las de plomo-antimonio o níquel-cadmio.

Batería 1/Ciclo profundo		Batería 2/Ciclo superficial	
DOD	Ciclos	DOD	Ciclos
10%	7200	20%	1200
50%	3000	50%	800
75%	1500	80%	500

Tabla 4.V. Ejemplo de número de ciclos en función de la máxima profundidad de descarga permitida de dos fabricantes de baterías de plomo-ácido.

Profundidad de descarga. Si una batería se descarga muy profundamente se produce una pérdida de materia activa. En los sistemas FV bien dimensionados, la profundidad de descarga diaria promedio es baja, ya que la capacidad de la batería se dimensiona para proporcionar varios días de autonomía durante los periodos de baja radiación solar, y la profundidad diaria de descarga está normalmente entre un 10 al 20% de la capacidad total. Cuantos más días de autonomía se consideren en el dimensionado de la batería, menor será la profundidad de descarga diaria y mayor su tiempo de vida. Obviamente a mayor capacidad instalada, mayor coste inicial.

Sobrecarga. La sobrecarga produce un gaseo excesivo y pérdida de electrolito. El gaseo acelera la erosión de la materia activa de las placas, reduciendo la vida de la batería. El excesivo calentamiento durante la sobrecarga acelera el proceso natural de la corrosión. La corrosión es la actividad electroquímica resultante de la inmersión de dos metales diferentes en un electrolito, o el contacto de dos metales, causando a un material una oxidación, o pérdida de electrones, y al otro una reducción, o ganancia de electrones. La sobrecarga se previene mediante la utilización de un regulador de carga adecuado. Por otro lado un cierto gaseo controlado puede resultar beneficioso para prevenir la estratificación del electrolito.

Mantenimiento. Cualquier componente del sistema durará más cuanto mayor sea su mantenimiento. En las baterías se debe vigilar que el nivel del electrolito sea el necesario, manteniendo su concentración y que las placas siempre se encuentren sumergidas en el electrolito. El mantenimiento de los terminales de conexión eléctricos en buen estado, limpios y sin corrosión, permitirá la ausencia de caídas de tensión o sobrecalentamientos, y una carga igualitaria.

Plena carga. Si las baterías de plomo-ácido se mantienen a estados de carga parciales durante mucho tiempo, se produce sulfatación y se puede perder permanentemente capacidad. Los cristales de sulfato pueden crecer y cortocircuitar las placas.

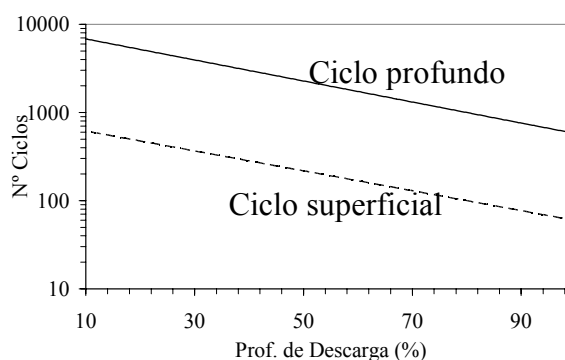


Figura 4.12. Efectos de la profundidad de descarga en el tiempo de vida (número de ciclos) para las baterías de plomo-ácido de ciclo profundo (línea superior) y de ciclo superficial (línea inferior).

4.15. RENDIMIENTO DE LA BATERÍA

El rendimiento de las baterías depende del tipo de batería, método de carga, regímenes de carga y descarga, profundidad de descarga y temperatura. En general el rendimiento es mucho mayor cuando el

estado de carga es bajo y disminuye cuando la batería alcanza su plena carga. El rendimiento total se puede considerar como la suma de un rendimiento de voltaje y un rendimiento de carga.

El rendimiento de voltaje viene determinado por las regímenes de carga y descarga y por la temperatura y se expresa como la relación entre el voltaje de la batería durante la descarga respecto del voltaje durante la carga. Así por ejemplo si se supone que en promedio la batería se carga a 14 V y se descarga a 12 V, el rendimiento promedio se sitúa en el 85%.

El rendimiento de carga (o culómbico) de una batería se define como la relación entre los amperios hora sacados de la batería durante la descarga respecto de los amperios hora durante la carga. Debido a las pérdidas en el gaseo y otros mecanismos internos, la batería no puede suministrar todos los amperios que se cargan. A bajos estados de carga, la batería acepta muy bien la corriente, hay poco gaseo y el rendimiento de carga es elevado. Cuando la batería llega a su pleno estado de carga, el gaseo y el calentamiento interno reducen el rendimiento de carga. Aunque el rendimiento es difícil de determinar se puede tomar un 90% como un valor típico para la mayoría de las baterías utilizadas en los sistemas FV, aunque éste será diferente dependiendo del lugar de la curva de carga en que nos encontremos. El rendimiento de carga se debe utilizar como un parámetro más en el dimensionado del generador FV necesario en un sistema FV.

El rendimiento energético total de la batería se define como el producto del los rendimientos de voltaje y de carga. Este rendimiento define la relación entre la energía obtenida de una batería durante la descarga respecto a la que es necesario suministrarle para poder volverla a su estado de plena carga.

5 REGULADORES DE CARGA

En la gran mayoría de los sistemas fotovoltaicos autónomos con baterías es necesario un sistema de regulación de carga.

La misión primordial de un regulador de carga en un sistema fotovoltaico autónomo con baterías es realizar un proceso óptimo de carga de la batería, permitiendo la carga completa pero evitando la sobrecarga y la sobredescarga. La estrategia de control del regulador de carga determina el proceso de carga de una batería y es responsable en última instancia tanto de la capacidad del sistema de satisfacer los consumos como de la vida útil de la batería. Además de la vigilancia y control del estado de carga de la batería con el objeto de maximizar su vida útil, el regulador de carga puede disponer de funciones adicionales como compensación por temperatura de batería, alarmas, monitorización y visualizadores. A pesar de que el regulador de carga puede suponer sólo un 5% del coste total del sistema, su funcionamiento tiene una gran influencia en la vida útil de la batería y por tanto en el coste final del sistema (de un 20 a un 40% en función del coste de sustitución del sistema de baterías).

El regulador de carga permite aprovechar al máximo la energía suministrada por el generador FV, a la vez que garantizar la protección adecuada y buen servicio de las baterías. En caso de sobrecarga pone el generador FV en circuito abierto evitando el paso de corriente del generador hacia la batería. En caso de sobredescarga puede cortar el suministro a los consumos o bien avisar mediante una alarma indicando que la tensión de batería es inferior a los niveles mínimos de seguridad. Una sobrecarga de las baterías provoca procesos de gasificación (hidrólisis del agua en hidrógeno y oxígeno) que pueden disminuir considerablemente la vida de la batería. Una sobredescarga afecta a la futura aceptación de carga de la batería.

En términos generales, las características eléctricas que definen un regulador son la tensión nominal y la intensidad máxima de trabajo. La instalación del regulador se ha de realizar en un lugar fácilmente accesible de modo que resulte cómoda la utilización de los elementos que habitualmente dispone para control del estado de la instalación (visualizadores e indicadores).

En el mercado existen diversos tipos de reguladores, con prestaciones y sistemas de medida diferentes. Un regulador avanzado, además de integrar las funciones de prevención de sobrecarga y sobredescarga, se encarga de suministrar información sobre el estado de carga de la batería. Permite la selección del tipo de carga (normal o carga de igualación) así como la corrección de la tensión de corte en función de la temperatura. Algunos reguladores pueden realizar el seguimiento del punto de máxima potencia del generador FV, maximizando la energía transferida desde el generador FV hacia la batería. Algunos reguladores de carga disponen de un sistema de monitorización que registra y almacena la operación del sistema, pudiéndose descargar sus datos a un ordenador mediante un puerto serie.

En sistemas FV autónomos centralizados, en los que la energía se distribuye a los usuarios desde un punto central de generación, el regulador de carga puede incorporar funciones de regulación de suministro de energía (en inglés se utiliza habitualmente el término “*energy dispatching*”) a usuarios individuales, pudiendo cortar el suministro a aquellos que consumen demasiado o realizando labores de tarificación remota.

En un sistema fotovoltaico con baterías, durante el día la energía eléctrica que proviene del generador alimenta el consumo y el exceso de energía carga la batería y durante la noche la batería se descarga para alimentar el consumo. Las misiones del sistema de regulación de carga son, por un lado, evitar que debido a una corriente excesiva proporcionada por el generador, éste pueda sobrecargar el acumulador; y por otro, evitar que las baterías se sobredescarguen y su estado de carga decaiga por debajo del nivel mínimo permitido (normalmente se recomienda no descargar una batería de Pb-ácido más del 30%). La mayor parte de los reguladores permiten inicialmente que toda la corriente del generador pase hacia la batería, después, cuando la batería está cerca del final de la carga, suministrará corrientes intermitentes para mantener la batería en un estado de flotación. Algunos reguladores sobrecargan la

batería periódicamente (cargas de ecualización) para homogeneizar los distintos vasos que componen la batería y disminuir la estratificación del electrolito.

Un regulador funciona habitualmente por control de la tensión, directamente relacionada con el estado de carga, medida en los terminales de la batería. Es recomendable que esta medida se realice por el método de cuatro puntas para descontar las caídas de tensión en los cables, fusibles u otros elementos situados entre el regulador y la batería. En función del método específico de control utilizado, puede ser de varios tipos aunque los dos métodos básicos son el regulador serie y el regulador paralelo. El regulador serie, cuando detecta que la batería está completamente cargada, pone en circuito abierto el generador FV. El regulador paralelo deriva la corriente del generador FV a través de un dispositivo disipador situado en paralelo entre el generador fotovoltaico y la batería. Esta derivación es progresiva, disminuyendo la corriente de carga paulatinamente en función de la tensión de batería. Los reguladores paralelo únicamente son utilizados en sistemas de poca potencia, debido principalmente al problema que supone disipar elevadas potencias. Una modificación habitualmente utilizada en los reguladores serie es la utilización de un control PWM para la carga de la batería. En lugar de poner el generador fotovoltaico en circuito abierto, a partir de unos determinados niveles de tensión, se produce una carga pulsada, PWM, de la corriente. Esto hace que se cargue mejor la batería.

Un regulador en un sistema FV ha de ser configurado específicamente en función del tipo de batería, aplicación y condiciones climáticas.

Algunos reguladores también proporcionan información al usuario sobre la operación del sistema y el estado de la batería. En la mayor parte de los casos el regulador sirve como centro de información del estado del sistema y punto de conexión del cableado de varios componentes en el sistema.

Los interruptores de los reguladores pueden ser dispositivos de estado sólido o relés electromecánicos. Aunque en los reguladores más simples se utilizan relés electromecánicos, en la mayoría de los casos se utilizan MOSFET's o transistores de potencia que necesitan menor potencia de activación, son más pequeños y pueden operar un número mayor de ciclos.

En algunos tipos de baterías, particularmente las de plomo-ácido, se recomiendan cargas periódicas de ecualización para mantenimiento óptimo de la batería. En la mayoría de los casos se requiere la intervención del usuario que puentea el regulador durante la carga de ecualización. Algunos reguladores permiten la automatización de este proceso con una frecuencia programada. Se recomienda realizar esta operación una vez cada dos o tres semanas.

El regulador se selecciona en función de la tensión del sistema y de la corriente de cortocircuito, I_{sc} , del generador FV (en condiciones estándar de medida), aplicándole un factor de seguridad (normalmente 1,3) debido a que en determinadas ocasiones (días con nubes) la irradiancia puede alcanzar los 1.300 W/m^2 .

Las principales funciones de los reguladores son:

- Prevenir la sobrecarga de la batería. Limitar la energía suministrada a la batería por el generador FV cuando la batería está plenamente cargada.
- Prevenir la sobredescarga de la batería. Desconectar los consumos de la batería cuando el estado de carga de la batería es muy bajo.
- Proporcionar funciones de control del consumo. Conectar y desconectar automáticamente los consumos en un momento determinado (p.e. conectar una lámpara desde la puesta hasta la salida del Sol). Establecer un control de consumos prioritarios.
- Proporcionar información del estado del sistema a los usuarios u operarios, mostrando o indicando información como el voltaje y corriente de la batería, estado de carga, alarmas, etc...
- Servir como mecanismo de control para la conexión de otros generadores auxiliares de energía.
- Servir como centro de cableado proporcionando un punto de conexión para otros componentes en el sistema, incluyendo el generador FV, la batería y las cargas o consumos.



Figura 5.13. Ejemplos de reguladores de carga para sistemas fotovoltaicos autónomos.

Una de las funciones principales del regulador de carga es el suministro de corriente, producida por el generador fotovoltaico, de modo que la batería se recargue completamente, pero sin sobrecarga. Sin un regulador de carga en el sistema que prevenga la sobrecarga la corriente de carga, proporcional a la irradiancia, entraría en la batería independientemente de si ésta está cargada o no. Si una batería está completamente cargada, el continuar inyectando corriente origina un fuerte gaseo, pérdida de electrolito, calentamiento interno y corrosión acelerada de las rejillas, todo ello limita considerablemente la vida útil de la batería. Los reguladores de carga previenen la sobrecarga mediante limitación, interrupción completa, o pulsación de la corriente del generador fotovoltaico en función de unos determinados niveles de tensión de batería, relacionados con su estado de carga.

La otra función principal del regulador de carga es evitar que la batería se descargue completamente. Durante periodos prolongados de muy baja radiación o de uso excesivo del consumo, la energía producida por el generador fotovoltaico puede no ser suficiente para recargar la batería. Cuando una batería de plomo-ácido se descarga excesivamente repetidamente se producen daños irreversibles que conducen a una pérdida de capacidad y vida útil. Para evitar la sobredescarga, el regulador desconecta el consumo cuando la tensión de batería desciende por debajo de unos determinados niveles de tensión. Previamente a la desconexión del consumo, el regulador avisa al usuario mediante la emisión de una serie de alarmas.

De este modo el regulador de carga, a pesar de su sencillez y su bajo coste comparado con el coste total del sistema, es el elemento que está más íntimamente relacionado con la vida útil de la batería y el buen funcionamiento del sistema.

5.1.1. Tensiones de regulación

Los niveles de tensión a los cuales el regulador realiza el control o los cortes se denominan puntos de regulación. Para los reguladores con regulación de sobrecarga y sobredescarga se utilizan cuatro valores de tensión de regulación, Figura 5.17:

Tensión corte de sobrecarga, V_{sc} , que es la máxima tensión que el controlador permite que alcance la batería. Cuando el regulador detecta que la tensión de batería alcanza el valor de V_{sc} desconecta el generador o comienza a regular (limitar) la cantidad de corriente que éste suministra a la batería. En algunos diseños se utilizan dos puntos de regulación (regulación dual): el más alto para la primera carga del día proporcionando un poco de sobrecarga, gaseo y ecualización, mientras que el más bajo para los ciclos siguientes del día. La selección del voltaje de regulación depende de muchos factores, incluyendo tipo y diseño de la batería, tamaño de la carga y del generador respecto de la batería, temperaturas de operación y consideraciones de pérdida de electrolito. Mientras que un mínimo gaseo es recomendable en unos tipos de baterías en otros es totalmente perjudicial. Los voltajes de corte de sobrecarga para aplicaciones FV son considerablemente mayores que los recomendados por los fabricantes como "voltajes de flotación". Esto es debido a que en sistemas FV la batería ha de recargarse en un corto periodo (durante las horas de sol) mientras que los fabricantes consideran tiempos de carga mucho mayores. Los voltajes de corte recomendados son los indicados en la tabla 5.I.

Tipo de regulador	Pb-Sb	Pb-Ca	Selladas Pb-a	Ni-Cd
ON/OFF	2,44-2,47	2,37-2,40	2,37-2,40	1,45-1,50
Voltaje constante, PWM, Lineal	2,40-2,44	2,33-2,37	2,33-2,37	1,45-1,50

Tabla 5.I. Tensiones de corte por sobrecarga recomendados, valores por vaso.

Tensión de rearme de carga, V_{rc} , que es una tensión de histéresis para reconectar el generador para cargar la batería. En los reguladores ON/OFF, una vez que se desconecta el generador FV a V_{sc} el voltaje de la batería comienza a decrecer. La velocidad de este decrecimiento depende de varios factores, incluyendo el régimen de carga previa a la desconexión y la descarga dedicada al consumo. Si estos han sido elevados el voltaje decrecerá más rápidamente que si han sido moderados.

Tensión de corte de sobredescarga, V_{sd} , que es el valor mínimo de tensión antes de desconectar el consumo. En algunos diseños específicos se puede establecer una jerarquía de prioridades en la desconexión de los consumos críticos. Para la determinación del valor correcto del voltaje de corte de sobre descarga, se han de considerar los regímenes de descarga. Ya que el voltaje está influenciado por el régimen de descarga, se ha de poner un voltaje menor para conseguir la misma profundidad de descarga a altos regímenes de corriente. No obstante estos altos regímenes no son muy corrientes en los sistemas FV. Los valores típicos utilizados para V_{sd} están entre 11,0 y 11,5 V, que se corresponden con un 75-90% de profundidad de descarga para la mayoría de las baterías de plomo-ácido de 12 V nominales con regímenes de descarga menores de C30. Es necesario considerar que los valores recomendados habitualmente por los fabricantes de baterías se corresponden con el 100% de profundidad de descarga. Para baterías de plomo-ácido este valor es típicamente de 10,5V, 1.75 V por vaso. En los sistemas FV

nunca se debe descargar completamente una batería ya que esto acorta su vida útil. En general se selecciona un V_{sd} para que la descarga de la batería no sea mayor del 75-80% de profundidad de descarga.

Tensión de rearme de descarga, V_{rd} , que es el valor de tensión que reconecta el consumo a la batería. Los valores típicos están en torno a 12,5-13,0 V para baterías de plomo-ácido de 12 V nominales.

La mayoría de los reguladores permiten el ajuste de estos voltajes mediante potenciómetros con el objeto de adecuar los niveles de corte en función del tipo de batería utilizado. El acceso a estos ajustes no debe ser accesible para el usuario y únicamente deberá ser modificado por personal experimentado.

El voltaje de corte de sobrecarga es quizás uno de los parámetros más importantes, que permite cargar la batería al máximo con un mínimo gaseo y pérdida de agua. El valor de este voltaje es un valor empírico y es diferente para diferentes tipos de baterías e incluso diferente para diferentes fabricantes del mismo tipo de batería.

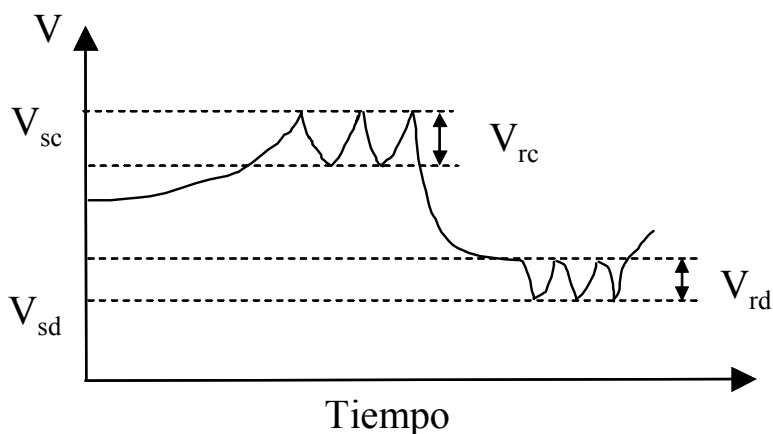


Figura 5.14. Definición de las tensiones de regulación.

5.1.2. Compensación con la temperatura

Debido a la alta dependencia de las reacciones químicas y el gaseo de la batería con la temperatura, algunos reguladores **corrigen las tensiones de sobrecarga con la temperatura** para incluir la dependencia de la tensión final de carga de las baterías con la temperatura. Las **temperaturas bajas** reducen la reacción, la capacidad y **aumentan el valor del voltaje de gaseo**. Las **temperaturas elevadas** aceleran la reacción, aumentan la corrosión y **reducen el valor del voltaje de gaseo**.

El valor recomendado de esta corrección suele variar entre -0,002 y -0,005 V/°C para baterías de plomo-ácido. Por ejemplo una batería cuyo voltaje final de carga sea 14,5 V a 25°C ha de corregirse a 14,8 V a 15°C y a 14,2 a 35°C.

El **voltaje de corte por sobredescarga no se corrige con la temperatura** (a no ser que se opere normalmente a temperaturas bajo cero). Es conveniente ajustar la densidad del electrolito de acuerdo con las condiciones locales de temperatura ambiente (aumentar la densidad para ambientes fríos y disminuirla en ambientes cálidos).

5.1.3. Reguladores serie y paralelo

El principio de operación del *regulador serie* es un interruptor que se coloca en serie entre el generador fotovoltaico y la batería. Actúa desconectando el generador del acumulador cuando la tensión en carga alcanza cierto valor, evitando así la sobrecarga. El regulador serie incluye también un interruptor entre la batería y la carga para evitar la sobredescarga de la batería cortando el suministro de energía cuando la batería se descarga por debajo de un cierto umbral.

Dentro de los **reguladores serie** se pueden encontrar variadas técnicas de control:

- **Control serie simple (On/Off)**, como el explicado anteriormente, en el cual el regulador de carga corta el consumo si la tensión de batería desciende de un determinado valor, y pone en circuito abierto el generador FV si la tensión de batería supera la tensión de sobrecarga.
- **Control serie, dos estados**, con un algoritmo similar al anterior, excepto que la regulación del voltaje final de carga ocurre a dos voltajes: inicialmente un voltaje elevado de ecualización y después un voltaje de flotación, lo que permite un gaseo periódico de la batería. Lo mismo ocurre con la corriente de carga, inicialmente se carga a plena corriente y posteriormente se reduce.
- **Control serie lineal**, en el que se aplica un voltaje constante a medida que la batería se aproxima a V_{sc} utilizando un elemento de control serie que actúa como una resistencia variable que disipa el excedente energético que no se usa para la carga de la batería.
- **Control por modulación PWM**, en el que se aplican pulsos de corriente a frecuencia variable (p.e. 20 kHz) de modo que la batería recibe un voltaje de carga constante del generador.
- **Control multietapa**, generalmente utilizado en grandes sistemas en los que el generador FV completo se divide en varios sub-generadores que se conectan o desconectan gradualmente para decrecer la corriente de carga cuando la batería está cerca de plena carga.

El **regulador paralelo** funciona por disipación de exceso de energía a través de un transistor o MOSFET colocado en paralelo con el generador y el sistema de baterías. Cuando la tensión del acumulador está por encima de un valor preestablecido, el dispositivo limita la corriente que llega al acumulador, consecuentemente la tensión se mantiene en un valor equivalente a carga de mantenimiento o flotación, la cual permite una carga más completa de las baterías y un mejor aprovechamiento de la energía de los módulos. La desventaja de este tipo de regulador es que una vez que se alcanza el voltaje de regulación por sobrecarga, el generador FV se cortocircuita a través del dispositivo de regulación (MOSFET) con los consecuentes problemas de disipación de energía y calentamiento. Es también necesario verificar que estos reguladores están protegidos contra inversión de polaridad del generador FV y de la batería.

Dentro de los **reguladores paralelo**, conceptualmente se pueden diferenciar entre:

- **Control paralelo (On/Off)**, en el que se desconecta el generador cuando se alcanza V_{sc} . Normalmente se utilizan en sistemas con corrientes inferiores a 20 A por problemas de disipación de calor. El autoconsumo de estos es menor que el de los reguladores serie con relés.
- **Control paralelo lineal (diodo zener)**, en el que se utiliza un elemento de control para mantener la batería en V_{sc} cuando se aproxima a plena carga. Se instala en paralelo con la batería un diodo Zener con un voltaje de polarización inversa igual a V_{sc} . Cuando la batería alcanza V_{sc} , el diodo conduce, desviando tanta corriente como sea necesario para mantener al sistema en carga flotante.
- **Control PWM paralelo**, con dispositivos de alta frecuencia en los que se varía el tiempo de conmutación para controlar la corriente que de carga a la batería, manteniéndola a V_{sc} (o a valores muy próximos), reduciéndose los problemas de disipación de calor.

Los reguladores de carga basados en tecnología analógica están dando paso a la utilización de reguladores electrónicos "inteligentes" con sofisticados algoritmos de control, como por ejemplo reguladores basados en "lógica difusa" o en redes neuronales. No obstante cuando la fiabilidad del sistema es primordial y las labores de mantenimiento pueden ser muy costosas, generalmente los reguladores más sencillos son recomendables. A pesar de todo, la mayor parte de los reguladores modernos utilizan microprocesadores, cuyo incremento de coste está en el rango de los 3-10€, que permiten la incorporación de funciones adicionales de monitorización y control.

La mayoría de los reguladores de carga disponibles en mercado venían utilizando un algoritmo simple de regulación tipo ON/OFF basado en tensiones de corte e histéresis por sobrecarga y sobredescarga. La carga y recarga de la batería depende, de este modo, de la selección adecuada de estos valores de tensión de corte. Si la tensión de corte por sobrecarga es demasiado elevada se producen fenómenos de sobrecarga con gaseo excesivo, pérdida de electrolito, sobrecalentamiento, etc.... En caso contrario la

batería no llega a plena carga, originando estratificación del electrolito y sulfatación, aumentando la resistencia interna de la batería y disminuyendo el rendimiento de carga.

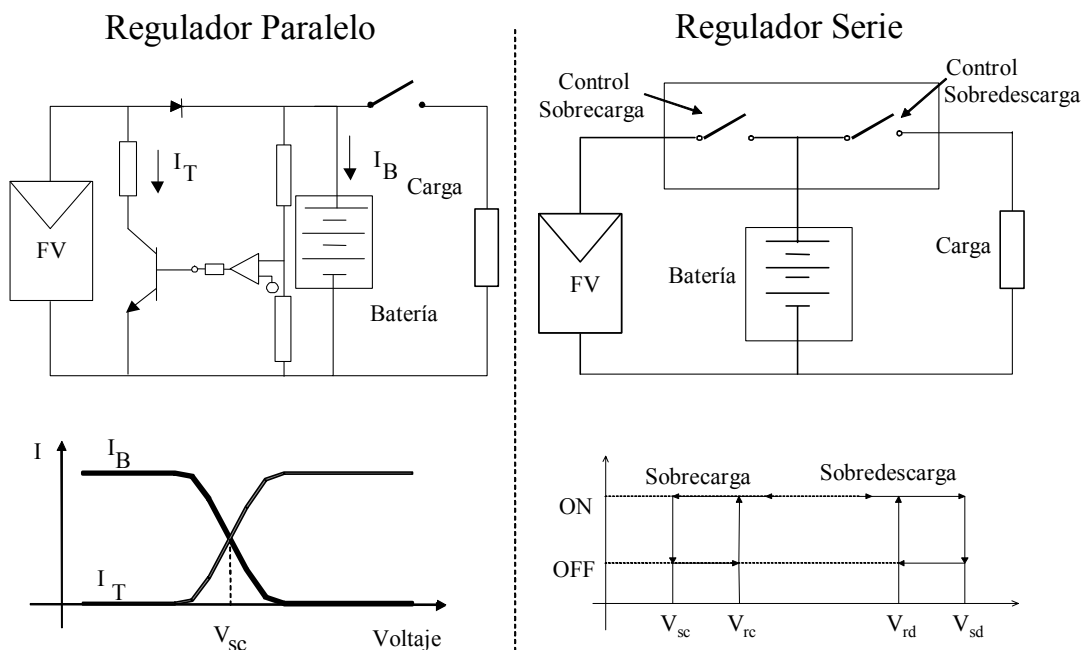


Figura 5.15. Esquema básico de operación de los reguladores serie y paralelo.

Los nuevos diseños de reguladores suelen incorporar una estrategia de carga basada en regulación PWM de la tensión de batería. Cuando los reguladores serie ON/OFF alcanzan la tensión de sobrecarga y desconectan la carga de la batería por parte del generador FV, los reguladores PWM, un poco antes de alcanzar este valor, realizan ciclos de conexión/desconexión del generador FV a la batería con una determinada frecuencia determinada en función de un control PWM, que mantiene constante la tensión de batería a un determinado valor de tensión final de carga controlando la corriente de carga mediante pulsos PWM de una frecuencia determinada. La frecuencia de conmutación PWM suele estar en el rango de 8 Hz a 300 Hz, no siendo recomendable superar los 10 kHz. Mediante este control PWM se puede conseguir introducir más corriente en la batería sin aumento de la tensión, con lo cual se mejora el proceso de carga. En la Figura 5.4 se indica la evolución de la corriente y la tensión en un proceso de carga de una batería. Mientras un regulador simple ON/OFF cortaría la corriente de carga cuando se alcanza un determinado valor de tensión, un regulador tipo PWM continúa cargando la batería con pulsos de corriente, haciendo que el valor medio vaya decreciendo con el tiempo, manteniendo la tensión de sobrecarga. Por tanto mientras un regulador ON/OFF puede desconectar la carga de la batería cuando su estado de carga sea del 60%-70%, un regulador PWM puede cargar completamente la batería. En procesos de carga de batería se puede realizar una tercera etapa, denominada SOB en la Figura 5.4, en la que se sobrecarga ligeramente la batería para realizar un ligero gaseo que resulta beneficioso para homogenización del electrolito, evitando la estratificación e inversión de la sulfatación.

En general el gaseo, provocado por una ligera sobrecarga de la batería, podría realizarse una vez cada dos o tres semanas, reduciendo el deterioro de la batería e incrementando su capacidad de aceptación de la carga. Por ejemplo, si las tensiones habituales de corte por sobrecarga son de 14,1 V (2,35 V/vaso) para baterías selladas de plomo-ácido y se 14,4 V (2,4 V/vaso) para baterías abiertas (a 25°C). Estos valores se pueden incrementar a 14,5 V o 14,8 V para sobrecarga. Esta función suele ir incorporada automáticamente en algunos reguladores de carga con microprocesador. Sin embargo no es recomendable la sobrecarga muy frecuente ya que disminuye la vida útil de la batería.

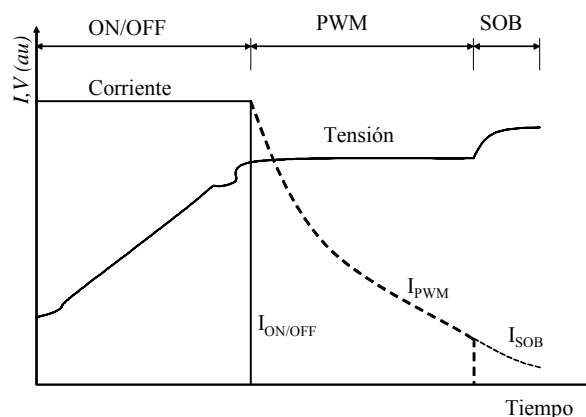


Figura 5.16. Esquema indicativo del proceso de carga de una batería.

5.1.5. Otras funciones asociadas con el regulador de carga

Además de las características funcionales comentadas anteriormente, los reguladores de carga pueden desempeñar otras funciones en el sistema:

Servir como control de otros generadores auxiliares. En algunos casos, cuando el regulador detecta un bajo estado de carga de la batería puede conectar automáticamente un generador auxiliar para recargar la batería. También se puede activar una alarma sonora para alertar al usuario de que manualmente conecte dicho generador auxiliar. Lo mismo puede ocurrir cuando el regulador detecta un voltaje tal que la batería esté completamente cargada para desconectar el generador auxiliar.

Cargas de eculización. Algunos tipos de baterías requieren cargas periódicas de eculización para mantener la batería en condiciones óptimas de funcionamiento. En condiciones normales esto es realizado por el usuario puenteando el circuito de regulación por el periodo que dure la carga de eculización. Algunos reguladores realizan esta función automáticamente a intervalos de tiempo regulares (15-20 días) que puede ser programado en el microprocesador de control.

Modificación de los puntos de corte. Mientras que algunos reguladores de carga utilizan resistencias para fijar los puntos de corte, otros disponen de potenciómetros o “DIP switches” que permiten variar los puntos de corte y rearme de carga y sobrecarga. Aunque el diseñador o instalador puede necesitar tener acceso a modificar la configuración, no se recomienda permitir acceso al usuario.

Regulación de tensión de la carga. En algunas aplicaciones con consumos críticos como los equipos de telecomunicaciones o telemetría, el consumo debe trabajar a un voltaje específico dentro de un definido rango de variación. Algunos reguladores incorporan convertidores DC/DC o simples reguladores de tensión en el caso que el voltaje de la carga sea menor que el voltaje menor esperado de la batería.

Diseño de los elementos de control. Los interruptores de regulación pueden ser dispositivos de estado sólido o relés electromecánicos. Los reguladores simples ON/OFF suelen utilizar relés, sin embargo en muchos casos, se utilizan MOSFET's o transistores de potencia ya que tienen un menor consumo, son más pequeños, y pueden operar durante un mayor número de ciclos. Dichos elementos deben estar dimensionados adecuadamente para cada aplicación, al menos el 125% de la corriente de cortocircuito de generador FV.

Condiciones ambientales. Normalmente, los sistemas FV se instalan en lugares remotos mal acondicionados y sujetos a condiciones climáticas extremas. Por ello, los reguladores se diseñan para operar bajo unas condiciones de humedad relativa, temperatura, polvo..., determinadas. Son muy importantes los grados de protección de las cajas que contienen los circuitos de control.

Protecciones contra sobretensiones. Muchos reguladores incluyen algún tipo de dispositivo para eliminar sobretensiones, como varistores, conectados entre los terminales positivo y negativo a tierra. En caso de sobretensiones, los varistores desvían la energía a tierra protegiendo la electrónica del sistema.

Caídas de tensión. Las caídas de tensión, como p.e. en los sistemas de 12 V, pueden ser determinantes en el comportamiento del sistema. Algunos reguladores pueden tener caídas de tensión de 0,1 a 1,5V a plena carga, suficientemente importantes para influir en el acoplo entre la batería y el generador FV disminuyendo la corriente de carga.

Autoconsumo. En sistemas FV pequeños, algunos reguladores presentan un autoconsumo inaceptablemente elevado.

5.2. CONVERTIDORES DC/DC

La función de los convertidores DC/DC es primordialmente convertir una potencia de entrada $P_i = V_i I_i$ en una potencia de salida $P_o = V_o I_o$ con el mayor rendimiento posible $\eta = P_o / P_i$ haciendo que V_i e I_i se correspondan con el punto de máxima potencia del generador. También son utilizados para realizar cambios en los valores de las tensiones de trabajo de distintos consumos, por ejemplo utilización de una carga de tensión nominal 48 voltios en un sistema fotovoltaico que dispone de una batería de 12V. Los convertidores DC/DC también son utilizados como elementos internos dentro de dispositivos de acondicionamiento de potencia, por ejemplo los inversores pueden disponer internamente de un convertidor DC/DC para adecuar la tensión de una batería a valores adecuados para atacar un puente inversor, estabilizando por otro modo las posibles variaciones de la tensión de batería.

Cualquiera que sea el tipo de convertidor utilizado, si además se desea seguir el punto de máxima potencia, se ha de adicionar un circuito de modulación para el relé con el objeto de mantener el voltaje del generador en el punto de máxima potencia. Se suelen utilizar varias técnicas de control como modulación-demodulación o bucle de diferenciación de potencia.

En la actualidad el rendimiento de estos dispositivos es muy elevado (90-95%) y su utilización se suele incluir en el diseño de los propios reguladores (pudiendo llegar a reducir en un 20% la potencia pico instalada). Estos sistemas están justificados en sistemas "grandes" (10-20 kWp) con la excepción de los sistemas de bombeo que utilizan pequeñas bombas DC de desplazamiento positivo, como se verá posteriormente.

5.3. SEGUIDORES DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA

La variabilidad de la potencia de salida del generador FV implica que en caso de no existir dispositivos de acoplo entre la carga y el generador el sistema a menudo operará fuera del punto de máxima potencia. Las pérdidas de desacoplo pueden evitarse con la utilización de dispositivos electrónicos denominados *seguidores del punto de máxima potencia* que aseguran que siempre hay un máximo de transferencia de energía entre el generador FV y la carga situando el punto de trabajo del sistema en el punto de máxima potencia del generador.

Los seguidores del punto de máxima potencia (SPMP) se denominan así porque dinámicamente siguen y fuerzan al generador FV a trabajar en el punto de máxima potencia instantánea, proporcionando un aumento del rendimiento total del sistema.

El SPMP se encuentra implementado en algunos reguladores de carga de baterías y en la mayor parte de los inversores conectados a la red. El principio de operación se basa en el ajuste del punto de operación de voltaje (o de corriente) de modo que la potencia obtenida se aproxime lo más posible al valor de la potencia máxima del generador.

Existen varios modos de seguir el punto de máxima potencia que se pueden clasificar en métodos directos y métodos indirectos. Los métodos directos incluyen algoritmos que utilizan los valores medidos de la corriente y de la tensión de entrada y variando los puntos de trabajo del generador determinan el valor actual del PMP. El ajuste del SPMP puede ser continuo o intermitente cada cierto periodo de tiempo, y los algoritmos pueden no incluir movimientos de búsqueda artificiales.

Algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia	
Directos	Indirectos
Maximizar la potencia $P=I.V \rightarrow \max$ Hacer la deriva de cero $DP/dV \rightarrow 0, dP/dI \rightarrow 0$ $V/I+dV/dI \rightarrow 0$	El punto de máxima potencia se estima a partir de una señal externa y de una serie de parámetros: parámetros de diseño, operacionales y características del sistema.

Tabla 5.III. Algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia de un generador fotovoltaico.

Los métodos indirectos son los que utilizan una señal externa para estimar el PMP. Estas señales externas pueden provenir de la medida de la irradiancia, la temperatura de módulo, la corriente de cortocircuito o el voltaje de circuito abierto de una célula FV de referencia. Se utilizan una serie de parámetros para estimar el PMP a partir de dicha señal de referencia.

Cuando se instala un SPMP en el sistema, sustituye al generador como interfase con el resto de los componentes. Los SPMP se pueden utilizar con reguladores de carga, con consumos directamente conectados al generador FV, como bombas DC, con inversores de frecuencia variable para bombeo o con inversores sin batería (como en la conexión a red de los tejados fotovoltaicos).

El incremento en la captación energética del generador se ha calculado que puede llegar al 15% a lo largo del día para sistemas con baterías. En sistemas directamente acoplados el incremento se puede considerar mayor dependiendo del acoplo inicial entre la carga y el generador. El SPMP puede arrancar una bomba antes en la mañana, y durante el día solventar los problemas de acoplo.

Potencia con SPMP (W)	Potencia a diferentes tensiones de batería			Ganancia (%)
	23 V	26 V	29 V	
64,9	61	61,1	56	14
49,02	48	46,8	43,66	11
65,83	64	65,2	56,5	15
60,08	59,8	59,0	53,65	12

Tabla 5.IV. Comparación entre la potencia de un generador FV directamente conectado a una batería (24 V nominales) frente a la obtenida con un seguidor del punto de máxima potencia.

Los circuitos de los SPMP utilizados para seguir el punto de potencia máxima suelen estar basados en micro-procesadores y tecnológicamente no hay inconvenientes para su inclusión en cualquier elemento electrónico conectado directamente al generador fotovoltaico.

Un método alternativo de SPMP es fijar la tensión de trabajo a un valor relacionado con el voltaje de circuito abierto del generador fotovoltaico y modificar ese valor en función de la temperatura de operación. Con este sencillo método no se sigue el SPMP pero los resultados son buenos.

Los SPMP son normalmente convertidores DC/DC de alta frecuencia que utilizan relés de estado sólido. Los convertidores DC/DC son dispositivos bastante eficientes que no introducen muchas pérdidas en el sistema. Las ventajas de la utilización de SPMP son:

- Se obtiene en todo momento la máxima potencia del generador fotovoltaico (excepto obviamente durante la regulación en un sistema con baterías).
- El acoplo entre generador/batería (o generador/carga) no es un parámetro crítico ya que el SPMP ajusta automáticamente la potencia de salida con muy pocas pérdidas por rendimiento.

Como desventajas se puede considerar que la complejidad añadida de estos dispositivos hace que sean más caros y pueden hacer que el sistema resulte menos fiable.

No obstante los SPMP ya son lo suficientemente fiables y económicamente viables para ser utilizados en sistemas de pequeña potencia. En la implementación práctica hay determinados factores que hacen que el punto de operación real sea un poco diferente del verdadero SPMP. Por ejemplo los dispositivos que utilizan algoritmos para encontrar el SPMP tienen que moverse constantemente en torno a este punto perdiendo potencia durante pequeños periodos de tiempo. No obstante todavía no es habitual que los reguladores de carga para sistemas fotovoltaicos autónomos incorporen seguidores del punto de máxima potencia, pero todos los inversores de conexión a red disponen de algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia.

Es esperable que un próximo futuro la gran parte de los reguladores de carga disponibles en mercado incorporen un algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico.

6. INVERSORES



Figura 6.17. Ejemplo de inversores fotovoltaicos para sistemas autónomos y sistemas conectados a red.

6.1 Introducción

El generador FV produce corriente continua. En sistemas fotovoltaicos autónomos para poder utilizar cargas en corriente alterna se necesita un dispositivo electrónico, denominado inversor, que convierta la corriente continua en corriente alterna. Habitualmente en sistemas fotovoltaicos autónomos el inversor está conectado a una batería, mientras en un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica el inversor está conectado directamente al generador fotovoltaico.

Las funciones principales de los inversores son: inversión DC/AC, modulación de la onda alterna de salida y regulación del valor eficaz de la tensión de salida. Los inversores que se pueden encontrar normalmente pueden ser monofásicos o trifásicos a 50 Hz, con diferentes voltajes nominales de entrada con un amplio rango de potencias disponibles, de unos pocos vatios hasta varios megavatios. Pueden operar conectados a baterías o directamente al generador FV y pueden estar conectados a diferentes consumos o inyectar energía en la red eléctrica. Los inversores pueden clasificarse en función de la forma de onda de la tensión de salida:

- De onda cuadrada.
- De onda modificada o quasi-senoidal .
- De onda senoidal (muy parecida a la onda de la red eléctrica).

Los inversores de onda cuadrada son los más económicos. Se basan en un simple “chopeado” de la potencia DC de entrada, con muy poca modulación o filtrado. La onda resultante tiene un gran contenido en armónicos no deseados. La distorsión armónica total (THD) es bastante elevada, en torno al 40%, y su rendimiento está en torno al 50-60%. La potencia de sobrecarga es baja, del 10-20% de la potencia nominal. Su regulación de voltaje también es muy baja. Se suelen utilizar con pequeñas cargas inductivas o resistivas, aunque algunos tipos de cargas pueden no operar satisfactoriamente.

Los inversores de onda semi-senoidal o quasi-senoidal presentan una THD del 20% y sus rendimientos son mayores del 90%. Son utilizados en electrificación rural para alimentar los electrodomésticos más habituales, incluyendo ordenadores y equipos musicales. Algunas cargas como las impresoras láser, los microondas y los relojes (que pueden adelantar un 50%) pueden presentar problemas de operación con este tipo de inversores.

Los inversores senoidales tienen un cuidadoso filtrado de la señal generada. En general son la mejor opción para la alimentación de cargas AC, no presentando ningún problema en relación con la THD o estabilidad de la tensión. Algunos tipos de consumos electrónicos como los equipos de telecomunicaciones o instrumentación delicada pueden requerir su utilización. Los inversores que

producen ondas senoidales se están imponiendo sobre el resto de inversores que están dejando de ser utilizados, incluso para las aplicaciones más simples.

Para cargas inductivas, como es el caso de los motores, la forma de la onda que llega al motor debe aproximarse lo más posible a una onda senoidal o a una onda PWM cuyos primeros armónicos se presenten a muy alta frecuencia, ya que el máximo rendimiento en el giro del motor se produce por el armónico fundamental a una frecuencia de 50 Hz. Cualquier otro armónico presente en la onda que llegue al motor no produce giro, sin embargo disipa calor por efecto Joule como I^2R , lo que provoca calentamientos en las bobinas de cobre y cuerpo del motor y por tanto pérdidas de rendimiento. A menudo estos armónicos son los responsables de la degradación y destrucción de los aislamientos de las bobinas.

La *regulación del valor eficaz de la tensión* de salida en inversores autónomos suele realizarse mediante control PWM. Ya que la tensión DC de entrada al inversor varía, también lo hace la producción de corriente de carga y en consecuencia la tensión de apagado de los interruptores de los semiconductores que forman el inversor. Como consecuencia la duración de los pulsos de la onda de salida debe ser modulado (estrechándolo o ensanchándolo). En algunos inversores la regulación de la tensión de salida se realiza con ayuda de transformadores o regulando la tensión antes del inversor.

El funcionamiento general de un inversor está basado en puentes de interruptores de semiconductores de potencia con un ciclo controlado de apertura y cierre generando ondas de pulsos variables (cuantos más pulsos menor distorsión armónica y mayor proximidad a la onda pura senoidal).

6.2. CONFIGURACIONES DE LOS INVERSORES

Los semiconductores de potencia comúnmente utilizados en los inversores fotovoltaicos son: los tiristores (SCR y GTO) y los transistores de potencia (MOSFETs, bipolares e IGBT). A mayor frecuencia de conmutación se obtiene una onda de salida mucho más cercana a la senoidal ideal con menor contenido en armónicos y factores de potencia mayores, eliminando de este modo la necesidad de filtrados a la salida del inversor.

En general, el modo de operación de estos dispositivos semiconductores de potencia es que cuando se les aplica un pulso o tensión a la puerta permiten el flujo de corriente del ánodo al cátodo. Se diferencian unos de otros en el voltaje y corriente de trabajo máximo admisible y en el tiempo de interrupción.

Los GTO pueden llegar a frecuencias de 10^3 Hz y potencias de 10^9 W. Los IGBT 10^5 Hz y 10^6 W y los MOSFET 10^8 Hz y 10^5 W.

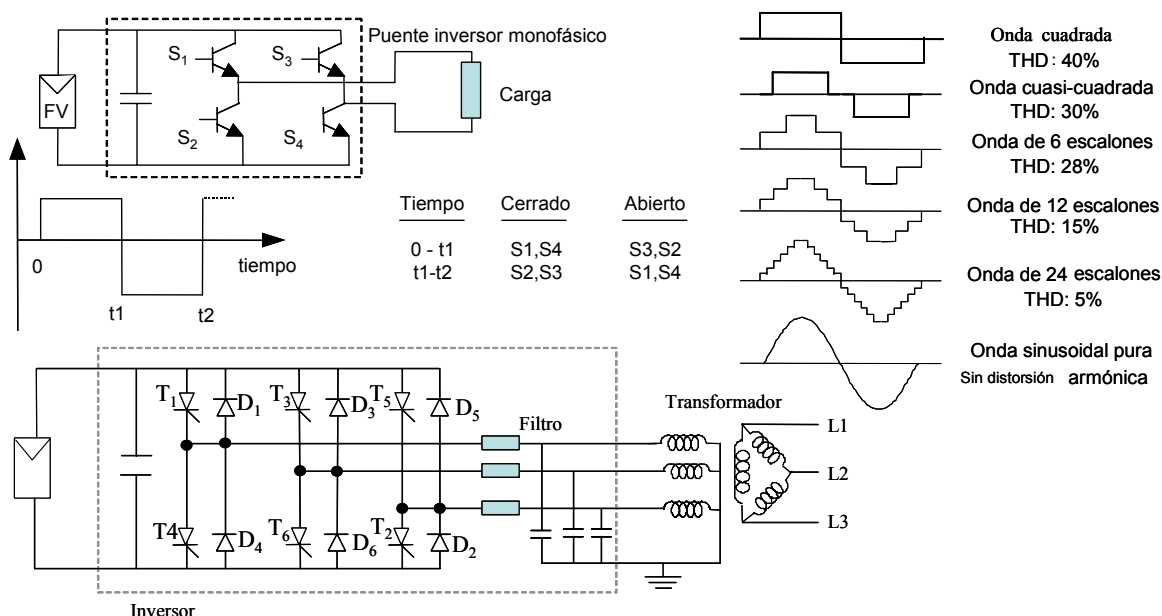


Figura 6.18. Principio de operación de un inversor. Generación de distintas formas de onda AC de salida a partir de una entrada DC variando el ciclo de apertura y cierre de los interruptores de potencia. Ejemplo de un puente trifásico de tiristores a red.

Los inversores empleados en las aplicaciones fotovoltaicas se pueden agrupar o dividir en dos grandes categorías: los **autoconmutados** y los **conmutados por la red**. Los inversores autoconmutados pueden funcionar como fuente de tensión o como fuente de corriente mientras que los conmutados por red sólo como fuente de corriente, por ello los autoconmutados se pueden utilizar tanto en aplicaciones *autónomas* como en aplicaciones conectadas a la red eléctrica mientras que los conmutados por la red únicamente en aplicaciones conectadas a la red. Normalmente los inversores operan a una frecuencia fija de salida (50 Hz) pero existe un caso especial de los inversores autoconmutados que pueden variar su frecuencia de salida en función de la potencia de entrada y la carga de salida, y se suelen utilizar en los sistemas de bombeo fotovoltaico.

	Tiristor o Silicon Controlled Rectifier (SCR)	GTO (Gate Turnoff Thyristor)	Transistor bipolar	MOSFET de potencia	IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor)
Voltaje (V)	3000	3000	1000	1000	1000
Corriente (A)	10000	1000	200	100	300
Tiempo de conmutación	20 μ s	20 μ s	1 μ s	100 ns	200-600 ns
Potencia	> 1 MW	200 kW-1 MW	200 kW-1 MW	20 kW	300 kW

Tabla 6.I Características principales de los dispositivos semiconductores utilizados en los inversores.

Por otro lado los inversores pueden conectarse a un sistema de baterías con una tensión definida, como es el caso de los inversores autónomos, o directamente al generador fotovoltaico, como es el caso de los inversores de conexión a red, en cuyo caso el rango de variación de la tensión de entrada es mayor. Los inversores de conexión directa a un generador fotovoltaico, poseen además seguimiento del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico.

Los inversores autoconmutados pueden operar de modo autónomo. La regulación de tensión suele realizarse por modulación del ancho de pulso (PWM). Normalmente conmutan a alta frecuencia con lo

que la señal de salida suele ser muy sinusoidal con contenido de armónicos de muy alta frecuencia, fácilmente filtrables. Los posibles armónicos que aparecen son los debidos a la frecuencia de conmutación (típicamente de 1 kHz a 20 kHz). Este tipo de inversores, en su conexión a red, no demanda potencia reactiva ya que puede generar la señal de corriente totalmente en fase con la tensión de red, aunque también puede usarse para compensar potencia reactiva modificando el factor de potencia.

Los inversores commutados por red basados en tiristores necesitan la presencia de la señal de tensión de red que se utiliza para el disparo de los semiconductores. Debido a ello suelen operar con ondas de corriente retrasada respecto a la onda de tensión de red con lo que se necesitan unidades de compensación de potencia reactiva. Este tipo de inversores está dejando de ser utilizados siendo sustituidos por inversores basados en dispositivos autoconmutables, habitualmente IGBTs con un control PWM controlado en corriente.

Debido al alto coste de producción de la energía solar fotovoltaica los inversores han de ser fiables (en instalaciones autónomas puede resultar muy caro reparar cualquier avería por pequeña que sea) y de alto rendimiento (incluso a potencias muy bajas). Aunque los inversores de IGBT tienen un menor rendimiento, todos los inversores han de estar por encima del 90%, siendo 94% un valor normal para el rendimiento (referido a inversores de onda sinusoidal, 60% en el caso de onda cuadrada). El rendimiento del inversor varía dependiendo de la potencia que se genera. Con inversores de nuevas tecnologías se puede alcanzar rendimientos del 85% al 10% de la carga nominal. En el caso de utilizar cargas inductivas, como motores, inducen un desfase entre la corriente y la tensión disminuyendo el factor de potencia con lo que la potencia real suministrada a dichas cargas puede verse reducida por un 10-30% o más.

Las características de operación más destacables de los inversores se pueden condensar en:

- Voltaje y corriente de entrada/salida.
- Tipo de forma de onda (cuadrada, cuadrada modificada o sinusoidal).
- Límites del voltaje de entrada. Los inversores se diseñan para un voltaje de entrada determinado (12, 24 V) con unos límites superior e inferior de variación del voltaje (p. e. para un inversor de 12 V, puede estar entre 11 a 16 V).
- Bajo autoconsumo y alto rendimiento.
- Distorsión armónica total (THD). Cuanto menor THD, menor ruido e interferencias. Tener en cuenta el factor de potencia de operación con las cargas.
- Potencia de salida. Referida como potencia continuada de operación.
- Capacidad de sobrecarga. Importante en el caso de arranque de motores con inversores de frecuencia fija, donde es necesaria una corriente de arranque de 3 a 7 veces la nominal.
- Regulación de tensión de salida, independiente de la tensión de entrada y del consumo.
- Regulación de la frecuencia de salida.
- Facilidad de reparación y mantenimiento.
- Umbral de arranque ajustable (nivel mínimo de carga para que el inversor arranque).
- Una característica deseable es la capacidad de operar en paralelo adaptándose a la modularidad de los sistemas fotovoltaicos o facilidad de aumentar la potencia disponible (simplemente aumentando el número de módulos fotovoltaicos y/o la capacidad de batería). La operación en paralelo en inversores autónomos requiere una operación en modo “maestro-esclavo” para sincronía de las ondas de tensión generadas por los distintos inversores.

6.3. RENDIMIENTO

Los inversores no son intrínsecamente eficientes y conseguir que los rendimientos de los inversores alcancen los niveles actuales ha sido posible gracias al desarrollo tecnológico de las últimas décadas. El rendimiento de conversión DC/AC en inversores autónomos depende del tipo de carga (resistiva, capacitiva o inductiva) a ellos conectada, en concreto se puede establecer una dependencia del rendimiento en función del factor de potencia. El rendimiento no es constante en todo el rango de potencia de operación, si no que varía dependiendo de la potencia generada siendo muy bajo a muy bajas potencias y aumentando progresivamente a medida que aumenta la potencia. La curva de rendimiento frente a la potencia de salida es el mejor modo de ver como se comportará el inversor en una gran variedad de situaciones. Es importante hacer notar que la curva de rendimiento cae rápidamente para pequeñas potencias.

Es importante construir un perfil diario de carga para determinar en que punto de la curva de rendimiento estará operando el inversor durante la mayor parte del tiempo, y que rendimiento utilizar para la estimación de la energía demandada en el dimensionado del sistema.

La curva de rendimiento para cargas inductivas, como motores, es diferente que para cargas puramente resistivas. Con las cargas inductivas la tensión y la corriente no están en fase, aparece el factor de potencia que reduce la potencia activa entregada hasta un 20-30%.

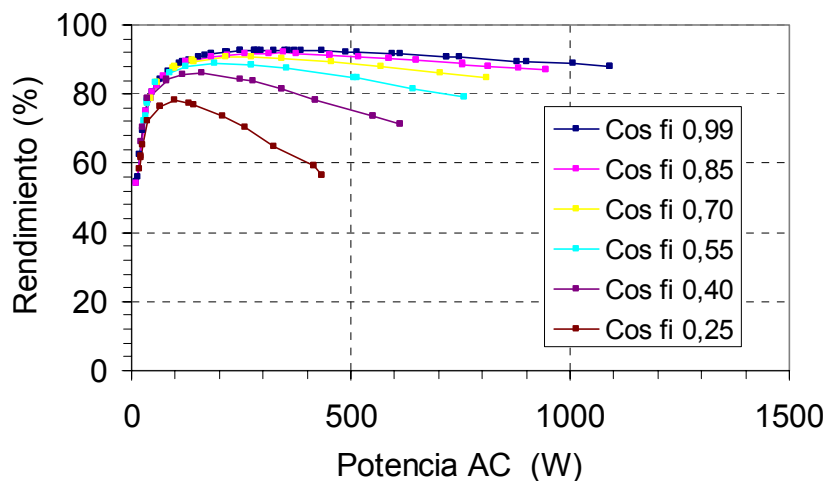


Figura 6.19. Forma típica del rendimiento de un inversor autónomo en función del factor de potencia (Cos fi).

6.4. OTRAS CARACTERÍSTICAS

Además de un elevado rendimiento de operación y la capacidad suministrar los picos de arranque de algunas cargas o capacidad de sobrecarga, hay otra serie de características que es conveniente examinar en los inversores para su utilización en sistemas fotovoltaicos autónomos:

- Autoconsumo. Cuando un inversor no está en operación el inversor tiene un pequeño consumo de potencia. Existen inversores que se “apagan” cuando no haya cargas conectadas a su salida, minimizando el autoconsumo, esencialmente debido al transformador. En este caso el inversor mantiene un sistema automático de detección de conexión de cualquier carga.
- Autoarranque. El inversor ha de tener la capacidad de arrancar automáticamente cuando “detecta” que alguna carga ha sido activada.
- Interferencias. Las interferencias electromagnéticas de radiofrecuencia han de suprimirse, minimizando interferencias con otros dispositivos sensibles a ellas como radios, TV u ordenadores.
- Regulación del nivel eficaz de la tensión de salida, manteniendo el valor de la tensión de salida cercano a 220 V y el voltaje pico cerca de 380 V para evitar que no se dañen los aparatos conectados. En algunos inversores no regulados la tensión de salida cambia con el consumo y con el voltaje de entrada, lo que puede suponer graves problemas para algunos tipos de cargas.
- Baja distorsión armónica total, THD, de la onda de tensión de salida. La THD de la onda de tensión de salida depende del tipo de onda del inversor y de los filtros utilizados internamente. La THD de la onda de corriente no depende del inversor, sino del tipo de carga a él conectada.
- Regulación en frecuencia. Los inversores autónomos han de mantener constante la frecuencia de operación.
- Capacidad de sobrecarga. La capacidad de proporcionar hasta seis veces la potencia nominal, durante un periodo de tiempo limitado, habilita al inversor para el arranque de cargas con elevados picos de corriente de arranque, sin necesidad de sobredimensionarlo para el normal funcionamiento.

- Protección contra sobrecorrientes. El inversor se debe proteger si detecta elevadas corrientes de duración limitada. Así por ejemplo puede estar protegido contra cortocircuitos a su salida.
- Protección térmica, el sobrecalentamiento de los componentes debido a condiciones adversas de operación debe parar la operación del inversor o limitar la potencia de operación a determinados niveles de seguridad.
- Protección contra sobretensiones.
- Protección contra bajas tensiones.
- Protección contra inversión de polaridad. El inversor esta protegido si se cambia la polaridad de la entrada DC.
- Posibilidad de conectar inversores en paralelo. En aplicaciones donde la variabilidad del consumo es muy grande, es muy difícil encontrar un solo inversor con alto rendimiento en todo el rango de consumo. La utilización de dos o mas inversores en paralelo puede mejorar el rendimiento considerablemente, si están sincronizados para ello.
- Aislamiento DC/AC. Resulta conveniente en las instalaciones tener aislamiento entre las dos partes del sistema AC y DC.
- Los inversores autónomos que se conectan directamente a la batería, sin necesidad de regulador externo de carga para protección contra sobredescargas, lo llevan incorporado internamente. Cuando se produce el arranque de cargas con elevados picos de corriente de arranque se puede producir una bajada de muy corta duración de la tensión de batería, debida a la corriente de arranque. Por tanto el inversor ha de disponer de un ciclo de histéresis adecuado o en caso contrario no podría arrancar en estos casos, no debido a la capacidad de sobrecarga del inversor, si no debido al corte por baja tensión de batería.

El inversor, utilizado para convertir la energía DC fotovoltaica en energía AC, es el elemento principal para la operación exitosa del sistema FV, y también es la parte más compleja. Durante casi 20 años de aplicaciones de sistemas fotovoltaicos para usos terrestres se ha realizado una investigación y desarrollo sistemático de estos componentes con el objetivo de reducir costes y mejorar el rendimiento. Los inversores se pueden utilizar tanto en sistemas fotovoltaicos autónomos como en sistemas conectados a la red eléctrica, y algunas de las exigencias comunes son:

- Operar en un amplio rango de voltajes DC de entrada.
- Poseer autoprotecciones y seguridad hacia el usuario.
- Regular el voltaje y la frecuencia de salida.
- Proporcionar potencia AC a las cargas o a la red eléctrica con una determinada calidad de suministro.
- Realizar seguimiento del punto de máxima potencia si están directamente conectados al generador fotovoltaico.
- Operar en un amplio rango de condiciones ambientales de temperatura y humedad relativa.
- Poseer interfases con otros controles del sistema, o controlar el sistema.
- Satisfacer las necesidades de seguridad exigidas en la conexión a red.

La fiabilidad y el coste han sido los dos importantes elementos en los últimos desarrollos. Actualmente se han conseguido los siguientes objetivos:

- Se han desarrollado nuevos diseños específicos para aplicaciones fotovoltaicas, aumentándose la fiabilidad y reduciéndose el coste final.
- Se están utilizando nuevos y mejorados dispositivos de estado sólido dando lugar a diseños con menos fallos, mejor calidad de potencia, mejor control, mayor fiabilidad, y mayores rendimientos en todo el rango de potencia de operación.
- Se han desarrollado nuevos conceptos como es el caso de los módulos AC, consistentes en pequeños inversores situados en la parte posterior del módulo, o los “string inverters” consistente en muchos inversores de pequeña potencia conectados a un bus AC.
- Se han conseguido inversores de gran potencia (>650 kW) en una sola unidad (utilizando un solo puente inversor).

Las topologías de los inversores han evolucionado continuamente a medida que se ha dispuesto de nuevos y mejores dispositivos de conmutación. En los inicios, únicamente se disponía de inversores conmutados por red utilizando rectificadores controlados de silicio (SCR) y grandes sistemas de filtrado.

El primer inversor sinusoidal que utilizaba transistores bipolares como elementos de conmutación, seguimiento del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico se realizó en 1978. En los años 80 se desarrollaron inversores de onda senoidal utilizando FETs de potencia y transistores bipolares, en algunos casos a frecuencias de conmutación de hasta 40 kHz, y a menudo utilizando una combinación de control analógico y digital con el objeto de reducir costes y complejidad. Estos diseños a elevadas frecuencias de conmutación utilizaban transformadores y filtros más pequeños, con la consecuente reducción de tamaño y peso del inversor. La evolución de los inversores fotovoltaicos continuó en los años 90 utilizando los nuevos IGBTs, MOSFETs mejorados, microprocesadores de elevadas potencias de cálculo en tiempo real y circuitos integrados PWM. Estos componentes avanzados permitieron el diseño de inversores más eficientes con una excelente calidad de potencia. Los nuevos desarrollos incorporan los avances en los IGBTs y MOSFETs, utilizando microprocesadores más rápidos que permiten un control completamente digital, permitiendo mayor flexibilidad en su operación.

Los inversores comercialmente disponibles en la actualidad incluyen diseños para inversores conectados a red, sistemas híbridos y autónomos. Algunos diseños son modulares (pueden operar en serie o paralelo entre ellos para dar mayor flexibilidad en el diseño del sistema). Algunos nuevos diseños son bidireccionales con control automático que permite tanto la carga de una batería, por ejemplo desde un grupo diesel, como la inversión. Casi todos los inversores utilizan microprocesadores con control digital. Algunos incorporan la posibilidad de programación remota y sistema de monitorización integrado. También el rendimiento es cada vez mejor.

La tendencia de los últimos años es centrarse más en los aspectos de fabricación, control de calidad, modularidad y hardware estandarizado. También se están incorporando los circuitos integrados de potencia y dispositivos de conmutación inteligentes. Estos componentes combinan la lógica, protecciones, “drivers” y aislamiento eléctrico en una sola unidad compacta, aumentando la densidad de potencia y multifuncionalidad a la vez que se disminuye el tamaño, el peso y el coste.

En el caso de inversores de conexión a red se están alcanzando elevados rendimientos de operación, junto con elevados grados de fiabilidad de operación. No obstante son necesarias mejoras y optimización de los algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico, que en la actualidad es el elemento primordial que diferencia unos modelos de otros, además de las características de telemonitorización y programación de diferentes parámetros de operación en función del tipo de instalación.

6.5. INVERSORES FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS

Los inversores fotovoltaicos autónomos operan normalmente conectados a un sistema de baterías (los inversores para bombeo fotovoltaico operan conectados al generador fotovoltaico) para dar suministro a las cargas AC de la instalación. Además de los mencionados anteriormente, los aspectos importantes que deben examinarse a la hora de elegir un inversor para un sistema fotovoltaico autónomo son:

- Rango de variación admisible de la tensión de entrada (la tensión de batería varía en función de su estado de carga y régimen de corriente y la inclusión de fusibles de protección contra cortocircuito de la batería en el sistema producen caídas de tensión a la entrada del inversor).
- Estabilidad de la tensión AC de salida.
- Ausencia de componentes AC a la entrada del inversor.
- Rendimiento en función del factor de potencia (el rendimiento decae a medida que aumenta el factor de potencia de las cargas, es máximo a potencia nominal, muy bajo a potencias de operación muy inferiores a la nominal y decrece a potencias mayores). El factor de potencia viene determinado por las cargas. Una carga es cualquier dispositivo que absorbe energía en un sistema eléctrico. Los electrodomésticos, y aparatos eléctricos en general, se dividen en dos grandes grupos de cargas: resistivas e inductivas. Las cargas resistivas son simplemente aquellas en las que la electricidad produce calor y no movimiento. Típicas cargas de este tipo son las lámparas incandescentes o los radiadores eléctricos. Las cargas inductivas generalmente son aquellas en las que la electricidad circula a través de bobinas. Normalmente son motores, tales como ventiladores o frigoríficos; o transformadores, que se encuentran en la mayoría de los

aparatos electrónicos, tales como televisores, ordenadores o lámparas fluorescentes (aunque no es el caso más común, las cargas también pueden ser capacitivas).

- Distorsión armónica de las ondas de tensión y corriente de salida. Algunos equipos de consumo no operan correctamente con formas de onda no sinusoidales o con grandes contenidos en armónicos.
- Capacidad de sobrecarga, esto es, cuánta potencia máxima pueden soportar y durante cuánto tiempo. Esto es necesario por ejemplo para el arranque de motores con grandes picos de arranque.
- Protecciones incorporadas, tanto en la parte de la batería como en la salida en alterna.

Por tanto el conjunto mínimo de características que se han de obtener del fabricante del inversor son:

- Tensión nominal.
- Rango de tensión de entrada.
- Frecuencia.
- Regulación de frecuencia.
- Potencia (30 minutos).
- Potencia (continua).
- Tensión de salida (RMS).
- Regulación de tensión.
- Potencia pico (resistiva).
- Potencia pico (motores).
- Rendimiento a la potencia nominal.
- Rendimiento máximo.
- Consumo en vacío.
- Protecciones incorporadas.
- Dimensiones (mm).
- Peso (Kg).

Normalmente los inversores fotovoltaicos autónomos incorporan también un regulador de carga, de modo que desconectan el consumo a determinados niveles de estado de carga del sistema de baterías (normalmente la detección del estado de carga se realiza mediante la medida de la tensión de batería). No obstante en el sistema fotovoltaico es necesario incluir un regulador de carga adicional para evitar la sobrecarga de las baterías. También suelen incorporar un sistema de monitorización interno y un visualizador en el que indican los diferentes parámetros de operación del sistema (contador de amperios-hora, tensión de batería, estado de carga, consumos, etc...). Un aspecto más difícil de conocer a priori y que es fundamental en el coste y operación de un sistema FV es el tema de fiabilidad del equipo. Es necesario que el equipo opere el mayor tiempo posible sin sobrecalentamientos, averías, etc..., y en cualquier caso disponer de materiales de repuesto y una vía de mantenimiento y reparación asegurada en caso necesario. Relacionado con la fiabilidad es necesario también comprobar el tipo de caja y su grado de protección intemperie. La penetración de suciedad, insectos, humedades, corrosión, etc..., disminuyen considerablemente su tiempo de vida. Los inversores transforman la corriente continua en corriente alterna. La corriente continua produce un flujo de corriente en una sola dirección, mientras que la corriente alterna cambia rápidamente la dirección del flujo de corriente de una parte a otra. La frecuencia de la corriente alterna en Europa es de 50 ciclos normalmente. Cada ciclo incluye el movimiento de la corriente primero en una dirección y luego en otra. Esto significa que la dirección de la corriente cambia 100 veces por segundo.

La corriente alterna suministrada por una compañía eléctrica o por un generador diesel o gasolina es (o debería ser) como la senoidal que se muestra en la figura 6.4, con baja distorsión armónica. Los cambios en la magnitud de la tensión siguen una ley senoidal, de forma que la corriente también es una onda senoidal. La conversión de corriente continua en alterna puede realizarse de diversas formas. La mejor manera depende de cuánto ha de parecerse a la onda senoidal ideal para realizar un funcionamiento adecuado de la carga de corriente alterna:

Inversores de onda cuadrada: la mayoría de los inversores funcionan haciendo pasar la corriente continua a través de un transformador, primero en una dirección y luego en otra. El dispositivo de conmutación que cambia la dirección de la corriente debe actuar con rapidez. A medida que la corriente pasa a través de la cara primaria del transformador, la polaridad cambia 100 veces cada segundo. Como

consecuencia, la corriente que sale del secundario del transformador va alternándose, en una frecuencia de 50 ciclos completos por segundo. La dirección del flujo de corriente a través de la cara primaria del transformador se cambia muy bruscamente, de manera que la forma de onda del secundario es "cuadrada", representada en la figura 6.4. Los inversores de onda cuadrada son más baratos, pero normalmente son también los menos eficientes. Producen demasiados armónicos que generan interferencias (ruidos) y pérdidas de potencia. No son aptos para motores de inducción. Si se desea corriente alterna únicamente para alimentar un televisor, un ordenador o un aparato eléctrico pequeño, se puede utilizar este tipo de inversor. La potencia de éste dependerá de la potencia nominal del aparato en cuestión (para un TV de 19" es suficiente un inversor de 200 W).

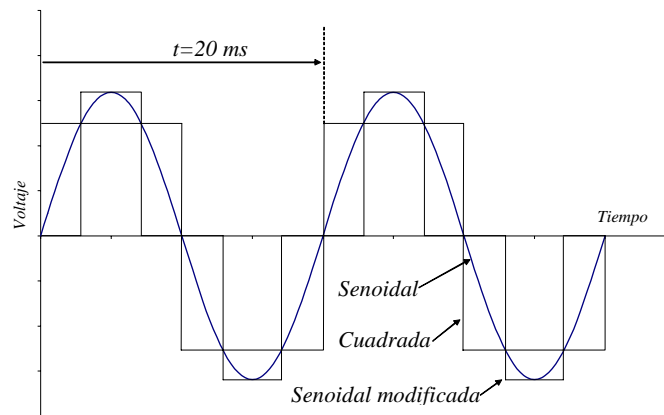


Figura 6.20. Diferentes formas de onda en corriente alterna (50Hz)

Inversores de onda senoidal modificada: son más sofisticados y caros, y utilizan técnicas de modulación de ancho de pulso. El ancho de la onda es modificada para acercarla lo más posible a una onda senoidal. La salida no es todavía una auténtica onda senoidal, pero está bastante próxima. El contenido de armónicos es menor que en la onda cuadrada. Son los que mejor relación calidad/precio ofrecen para la conexión de iluminación, televisión o variadores de frecuencia .

Inversores de onda senoidal: con una electrónica más elaborada se puede conseguir una onda senoidal pura. Hasta hace poco tiempo estos inversores eran grandes y caros, además de ser poco eficientes (a veces sólo un 40% de rendimiento). Últimamente se han desarrollado nuevos inversores senoidales con un rendimiento del 90% o más, dependiendo de la potencia. La incorporación de microprocesadores de última generación permite aumentar las prestaciones de los inversores con servicios de valor añadido como telecontrol, contaje de energía consumida, selección de tipo de batería... Sin embargo su coste es mayor que el de los inversores menos sofisticados.

Puesto que sólo los motores de inducción y los más sofisticados aparatos o cargas requieren una forma de onda senoidal pura, normalmente es preferible utilizar inversores menos caros y más eficientes. No los inversores senoidales predominan en las instalaciones fotovoltaicas, relegando a aplicaciones muy especiales los inversores de ondas cuadradas o modificadas habituales anteriormente. En el dimensionado de un inversor autónomo es necesario considerar por un lado la potencia eléctrica que el inversor puede suministrar durante su funcionamiento normal de forma continua. También es necesario considerar la potencia de arranque y el factor de potencia que impone la carga conectada. Algunos inversores pueden suministrar más de su potencia nominal durante periodos cortos de tiempo. Esta capacidad de sobrepotencia es importante cuando se utilizan motores u otras cargas que requieren de 2 a 7 veces más potencia para arrancar que para permanecer en marcha una vez que han arrancado (motores de inducción, lámparas de gran potencia).

6.6. INVERSORES PARA CONEXIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS A LA RED ELÉCTRICA

Los inversores fotovoltaicos para conexión a la red eléctrica se caracterizan por operar conectados directamente al generador fotovoltaico, transformar la corriente DC en corriente AC e inyectar la potencia a red. Para optimizar el grado de aprovechamiento del generador FV deben seguir el punto de máxima potencia. Además deben trabajar con el máximo rendimiento generando energía con una determinada calidad (baja distorsión armónica, elevado factor de potencia, bajas interferencias electromagnéticas) y también cumplir determinadas normas de seguridad (para personas, equipos y la red eléctrica).

Dentro de los requerimientos específicos de operación en conexión a red², el inversor fotovoltaico también ha de operar dentro de unos márgenes de tensión y frecuencia de salida, así como no afectar la distorsión armónica de la onda de tensión de la red. En cuando a la distorsión armónica de la onda de corriente inyectada a la red, ha de cumplir con la normativa vigente que requiere una distorsión armónica de la onda de corriente $\leq 5\%$ para una distorsión armónica de la onda de tensión $\leq 2\%$. La normativa no especifica el nivel de potencia AC para la que esta condición ha de cumplirse. Habitualmente la distorsión armónica total de la onda de corriente aumenta cuando disminuye la potencia de operación, Figura 6.4.a. También acostumbra a ser un requerimiento de la normativa el que los inversores de conexión a red dispongan de aislamiento galvánico (o equivalente) entre la red y la instalación fotovoltaica. Este aislamiento galvánico puede ser mediante transformadores de baja frecuencia (LF) o mediante transformadores de alta frecuencia (HF). El aislamiento galvánico DC-AC tienen una influencia significativa no sólo en el rendimiento de los inversores, sino también en su peso (mas pesados los inversores con LF que los HF) y facilidad de instalación. Los inversores con transformador en LF pueden alcanzar un rendimiento típico máximo del 92%, mientras que los que utilizan aislamiento en alta frecuencia pueden llegar al 94%. La omisión de transformador puede incrementar el rendimiento en un 2%, siendo un caso que no es aceptado en general por las normativas locales. La utilización de un mayor número de componentes en los inversores HF puede tener efectos negativos sobre la fiabilidad de los mismos, necesitando además en algunos casos elementos adicionales de verificación de ausencia de inyección de componente continua en la red eléctrica que siempre es evitada mediante la utilización de un transformador de baja frecuencia.

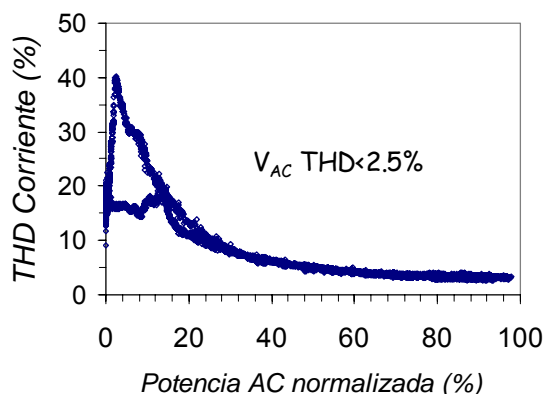


Figura 6.4.a. Distorsión armónica total, THD, de la onda de corriente frente a la potencia AC normalizada a la potencia nominal de un inversor fotovoltaico de conexión a red.

Otro de los aspectos importantes es la prevención del fenómeno de funcionamiento en modo isla. Por temas de seguridad, se trata de evitar que si la compañía eléctrica desconecta un tramo local de la red eléctrica donde esté operando un inversor fotovoltaico (por ejemplo para realizar labores de mantenimiento), éste se desconecte automáticamente después de un número determinado de ciclos de red. Teóricamente este fenómeno puede ocurrir cuando una vez desconectado un tramo de red, el consumo de las viviendas en ese tramo sea exactamente igual (en potencias activas, reactivas y aparentes) a la

² Aunque las protecciones de tensión, frecuencia y relés de desconexión del sistema fotovoltaico de la red pueden ser dispositivos externos, normalmente el inversor incorpora estos elementos. Ver por ejemplo el RD 1663/2000 de BOE 30 de septiembre de 2000.

potencia entregada por el inversor. Aunque la posibilidad real de que esto suceda es muy baja, los inversores deben incorporar métodos para detectar la desconexión de la red eléctrica aguas abajo, uno de los modos consiste en la monitorización continuada de la impedancia de red mediante la emisión de un pulso en la onda de corriente. Este modo puede provocar fallos de operación en el caso de muchos inversores con este sistema operando en paralelo por interferencias entre ellos.

El inversor ha de tener la capacidad de reconectarse automáticamente, una vez que las causas que hayan provocado su desconexión hayan desaparecido.

En cuanto a las configuraciones del sistema, se pueden clasificar en:

- Inversores centrales
- Inversores modulares o “string inverters”
- Inversores integrados en módulos FV o módulos AC

El concepto de inversor “string” parece imponerse, en el mercado de conexión a red para integración en edificios, sobre los inversores centrales; aunque ambos conceptos de topología de inversor se pueden utilizar para centrales fotovoltaicas conectadas a red. También se utilizan los denominados “módulos AC” en los que el propio módulo lleva integrado un inversor cuya potencia nominal suele ser inferior a 500W. La reducción del cableado DC asociado a los inversores string y a los módulos AC junto con su modularidad son factores que se enfrentan a la sencillez y mayor rendimiento de los grandes inversores centrales. El número de productos disponibles es mayor para los inversores “string” con potencias nominales inferiores a 5 kW que para los inversores centrales, cuyas potencias nominales superiores a 100 kW. Los inversores desarrollados en las primeras épocas de conexión a red de sistemas fotovoltaicos solían ser conmutados por la red y utilizaban tiristores. Con posterioridad se han desarrollado inversores autoconmutados que utilizan dispositivos semiconductores de más fácil conmutación como son los IGBTs. Mientras que los inversores conmutados por la red basados en tiristores necesitan un sistema de compensación de potencia reactiva, este no es necesario en inversores autoconmutados. No obstante la mayoría de los inversores actuales suelen ser autoconmutados basados en IGBTs, con un control PWM controlado en corriente AC, bien mediante bandas de histéresis constantes o adaptativas, y recientemente están apareciendo inversores controlados en modo vectorial (ver apartado siguiente). En la mayor parte de los casos los inversores disponen un filtro EMC a la entrada (DC) y de un filtro PWM y EMC a la salida (AC). Algunos inversores disponen de un convertidor DC/DC elevador/reductor de tensión que ataca la entrada del inversor permitiendo ampliar el rango de operación de tensión DC. En otros casos el puente inversor ataca un transformador de relación 1:N que eleva la tensión AC de salida.

Sin duda alguna, el rendimiento de conversión DC/AC es el parámetro más representativo de los inversores. Es habitual definir un rendimiento normalizado o rendimiento europeo, η_{EU} , en función del rendimiento a determinados valores de la potencia nominal como:

$$\eta_{EU} = 0.03\eta_{5\%} + 0.06\eta_{10\%} + 0.13\eta_{20\%} + 0.1\eta_{30\%} + 0.48\eta_{50\%} + 0.2\eta_{100\%} \quad (9)$$

Al contrario de los inversores autónomos, que habitualmente están conectados a una batería, el seguimiento del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico es un aspecto diferenciador entre distintos modelos de inversores conectados a la red eléctrica, siendo su estabilidad y rendimiento los elementos que definen la cantidad de energía inyectada a la red. Los problemas esporádicos de seguimiento del punto de máxima potencia habituales en los primeros diseños han devenido en sofisticados algoritmos con suficiente precisión de seguimiento. Es habitual que el rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia se sitúe en el 97% para potencias superiores al 10% de la potencia nominal, pudiendo llegar al 99% para potencias superiores al 30% de la potencia nominal. No obstante es necesario estar alerta sobre la aparición de nuevos inversores de algunos (pocos) fabricantes que a menudo presentan problemas de seguimiento del punto de máxima potencia, SPMP.

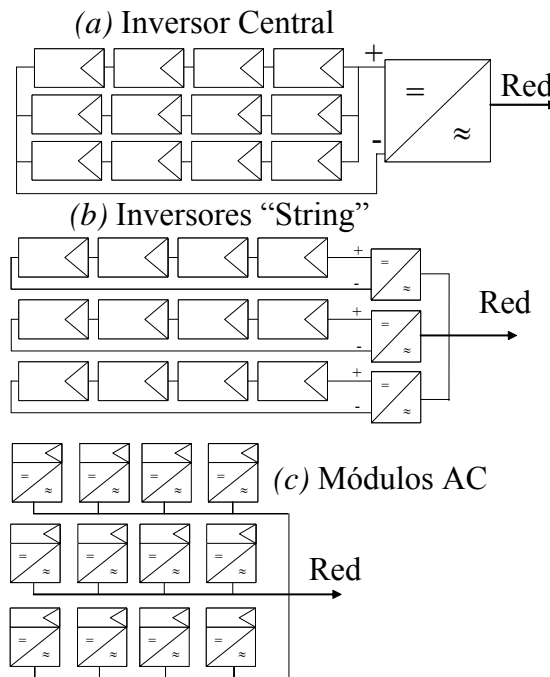


Figura 6.21. Sistemas fotovoltaicos de conexión a red con diferentes conceptos de inversor.

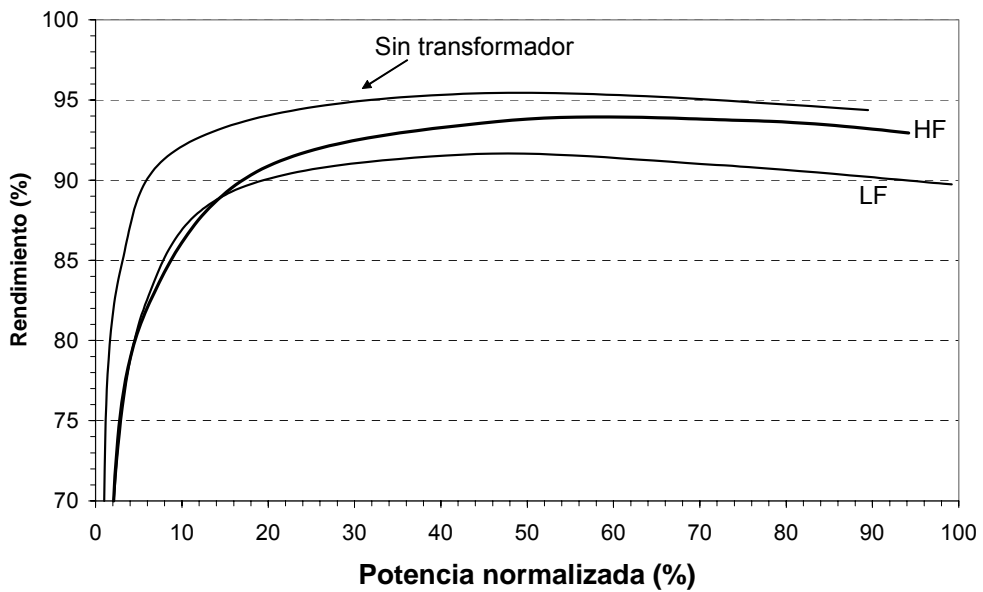


Figura 6.22. Curvas de Rendimiento- Potencia AC (normalizada a la potencia nominal) típicas de inversores con transformador de alta frecuencia (HF), de baja frecuencia (LF) y sin transformador para inversores de potencia nominal <1.5 kW.

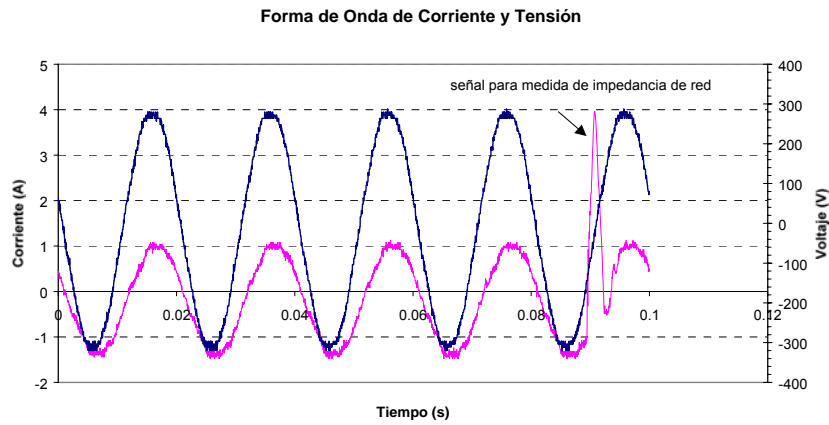


Figura 6.23. Medida de la impedancia de la red eléctrica de un inversor de conexión a red para detectar una posible falta de red y evitar el funcionamiento en modo isla

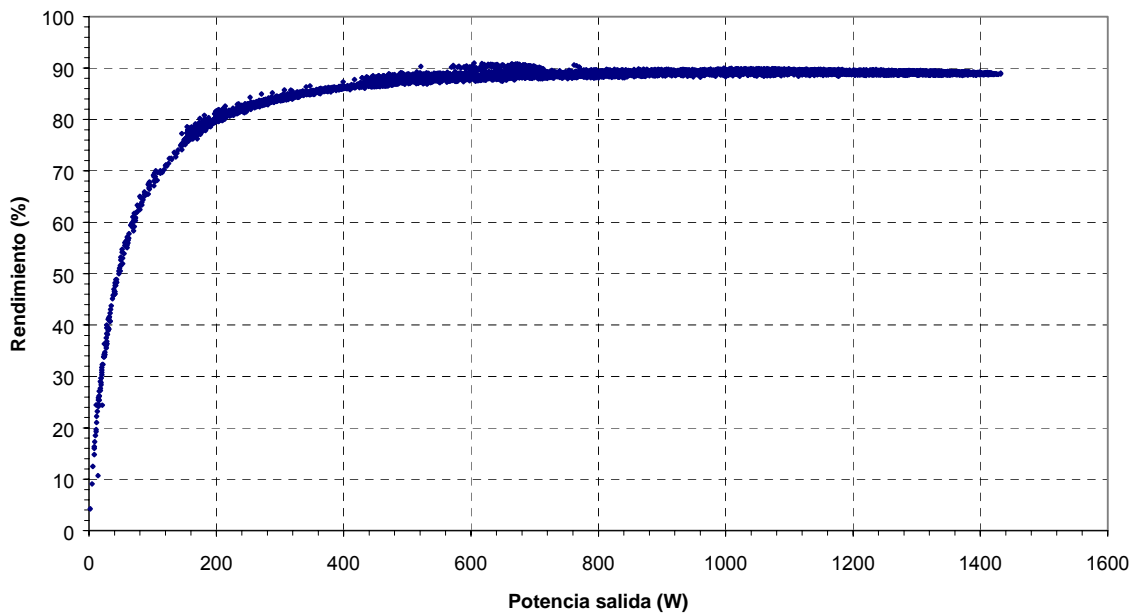


Figura 6.24. Curva experimental de rendimiento de un inversor de conexión a red.

Los últimos inversores disponibles en mercado poseen ventanas de tensión DC de operación en SPMP que cubren un amplio rango. Así por ejemplo un inversor puede seleccionar automáticamente la tensión de operación en rangos desde los 100 V DC a los 350 VDC. El valor de la tensión de operación también puede influir ligeramente en el rendimiento del inversor, Figura 6.9.a.

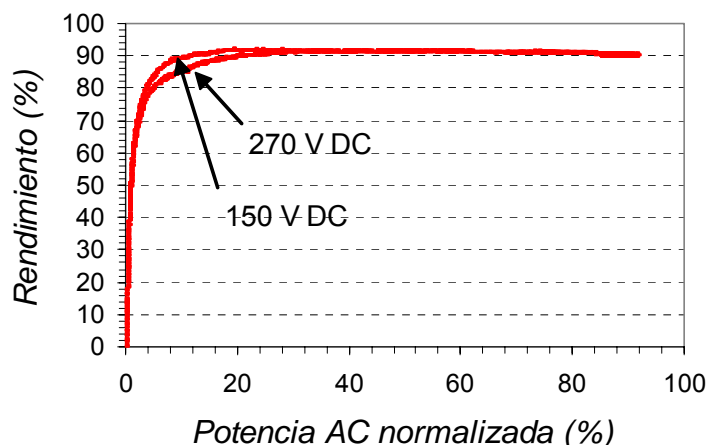


Figura 6.9.a. Ejemplo de influencia de la tensión DC de operación en el rendimiento AC/DC de un inversor fotovoltaico de conexión a red.

Además de todas las protecciones necesarias exigidas por la normativa para conectar un sistema fotovoltaico a la red eléctrica, algunos inversores suelen incorporar sistemas de monitorización para adquisición y presentación de datos.

También existen en el mercado inversores que en un solo equipo pueden operar en diferentes modos, conectados a la red eléctrica, operando en modo autónomo con baterías u operando en modo mixto con baterías y conectados a la red, pudiendo realizar la carga/descarga de baterías desde/hacia la red eléctrica. También pueden disponer de sistemas de control para la conexión/desconexión de un generador auxiliar cuando sea necesario.

En la actualidad se están desarrollando nuevos conceptos para la utilización de inversores trifásicos de pequeña potencia con el objeto de aumentar el rendimiento y en el caso de “string inverters” combinarlos con un concepto de tecnología “master-slave” en el cual a bajas irradiancias todas las series en paralelo se conecten a un único inversor y a irradiancias mayores se conecten a varios inversores.

Las mayor parte de las protecciones de los sistemas fotovoltaicos van incorporadas en el propio inversor. Estas se refieren a la conexión a red (prevención de funcionamiento en modo isla mediante monitorización de la impedancia de la red, ENS, y control de la respuesta ante variaciones de tensión y frecuencia de la misma), a la calidad de la energía suministrada (regulación de tensión, inyección de corriente con bajo contenido en armónicos y nula inyección de componente DC), y finalmente a las perturbaciones electromagnéticas, EMC.

6.6.1. Seguimiento del punto de máxima potencia

La potencia DC que el inversor puede obtener de un generador fotovoltaico depende del punto de trabajo en la curva I-V. La potencia máxima depende de las condiciones ambientales, irradiancia y temperatura. El inversor debería operar en todo momento en el punto de máxima potencia del generador fotovoltaico. Debido a que es necesario un algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia, se puede definir un rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia, η_{SPMP} , como el cociente entre la energía obtenida realmente y la energía que se obtendría en un seguimiento ideal.

$$\eta_{SPMP} = \frac{\int_0^t P_{real} dt}{\int_0^t P_m dt} \quad (10)$$

donde P_{real} es la potencia en un instante determinado y P_m es la potencia máxima del generador fotovoltaico para unas determinadas condiciones de irradiancia y temperatura de operación. Hay un único punto en una curva I-V, el punto de máxima potencia, PMP, en el que el generador produce la máxima potencia. Para que el inversor opere en el PMP es necesario un algoritmo en el que se controla la tensión de operación del generador FV. Existen diferentes algoritmos: perturbación y medida, conductancia incremental, capacidad, voltaje constante, voltaje corregido con la temperatura, lógica difusa, etc.... No obstante uno de los más utilizados en inversores de conexión a red es el de perturbación y medida. En este método se modifica la tensión de operación, ΔV , y se mide el incremento de potencia, ΔP . En caso de un incremento positivo se continua con el sentido de incremento de tensión y vicerversa. El método de la conductancia incremental consiste en la medida del valor de $\Delta P/\Delta V$. Si esta derivada es positiva, entonces es necesario incrementar el valor de la tensión. Si la derivada es negativa, se disminuye el valor de la tensión. Estos algoritmos de muy fácil implementación, tienen no obstante algunas dificultades que pueden hacer que el rendimiento de seguimiento disminuya en determinadas condiciones. A muy bajos niveles de irradiancia la curva de potencia se hace muy plana y hace más difícil discernir la localización del PMP. En el caso de variaciones bruscas de la irradiancia, como sucede en días con nubes y claros, puede ocurrir un comportamiento errático en el SPMP. Cuando aumenta la irradiancia puede ocurrir que dado que la potencia aumenta se continúe cambiando la referencia de tensión hacia valores opuestos a la tensión del PMP. Estos problemas se pueden corregir mediante la inclusión de diferentes tiempos de perturbación del valor de la tensión en función de la evolución de la variación de potencia en el tiempo, o realizando variaciones alternadas de las perturbaciones de tensión.

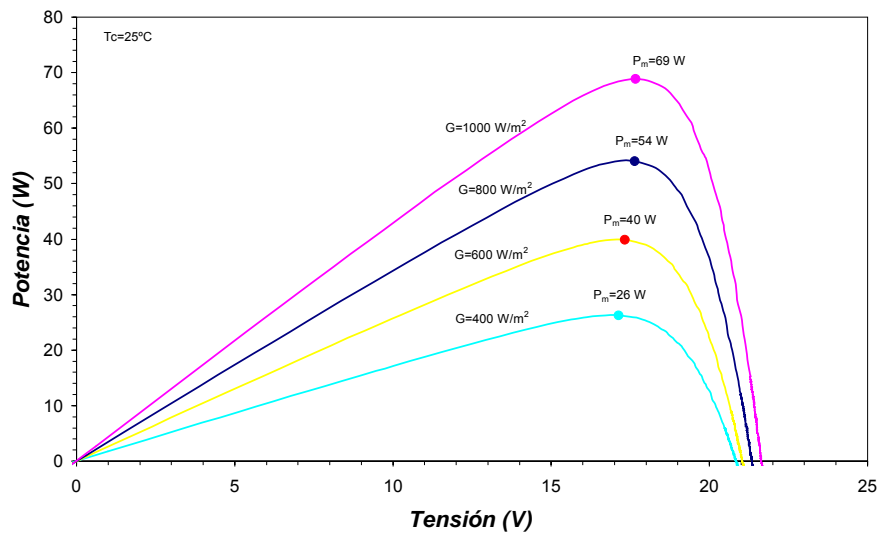


Figura 6.25. Variación de las curvas de potencia con la irradiancia.

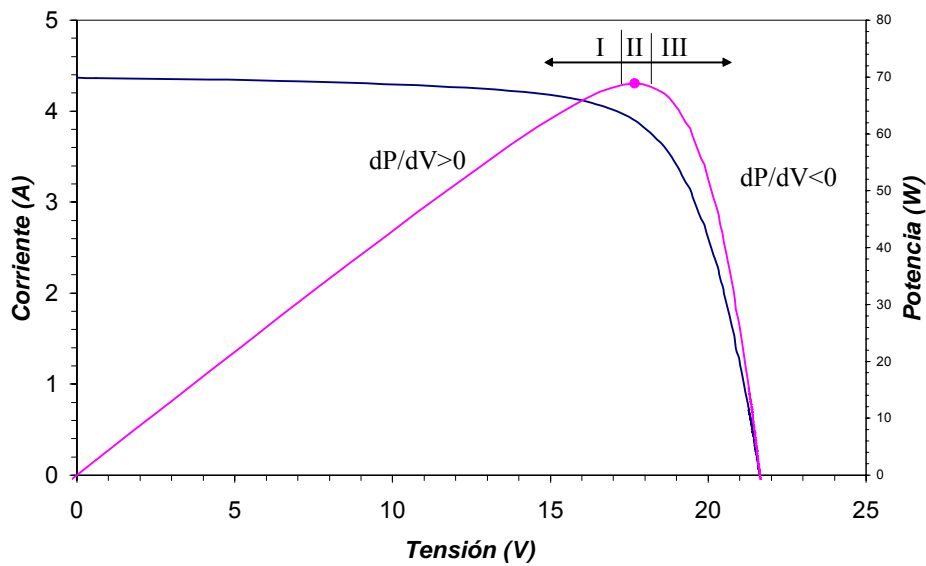


Figura 6.26. Principio del seguimiento del punto de máxima potencia.

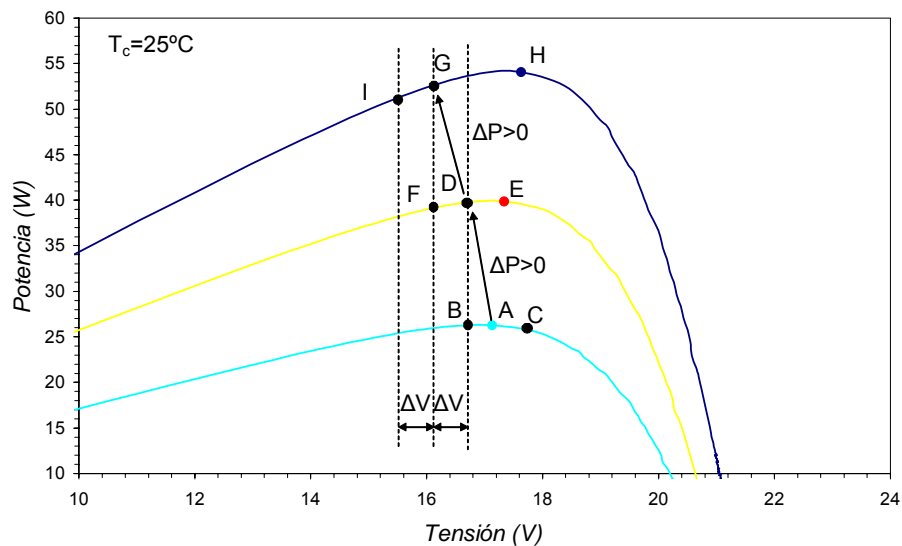


Figura 6.27. Ejemplo de posible comportamiento errático en el seguimiento del punto de máxima potencia.

Otro algoritmo, utilizado en inversores monofásicos, se basa en el hecho de que la potencia DC a la entrada del inversor oscila con una frecuencia doble de la frecuencia de red. Analizando este rizado en la potencia DC, que aumenta a medida que se aleja del PMP, se puede determinar la posición del mismo.

Método	η_{SPMP} experimental	η_{SPMP} teórico
Perturbación y medida	81% - 85 %	99%
Conductancia incremental	88% - 90%	99%
Tensión constante	73% - 85%	99%

Tabla 6.II. Eficiencias de diferentes algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia³.

³ Hohm DP, RoppME. Comparative study of maximum power point tracking algorithms. Prog. Photovolt: Res. Appl. 2003(in press).

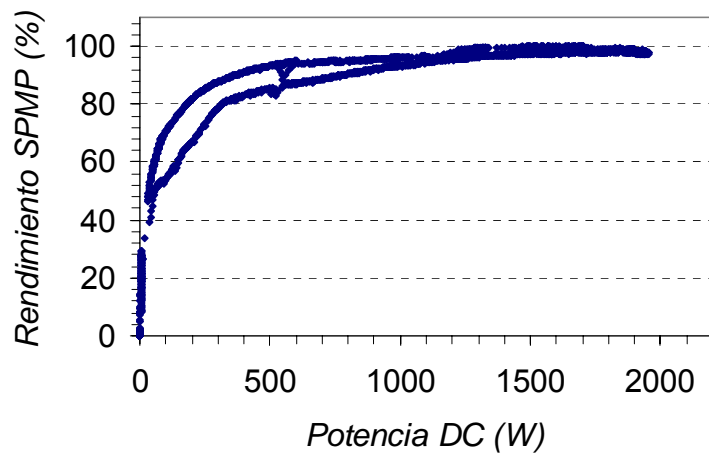


Figura 6.12.a. Ejemplo de variación del rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia, SPMP, en función de la potencia DC, para un inversor fotovoltaico de conexión a red.

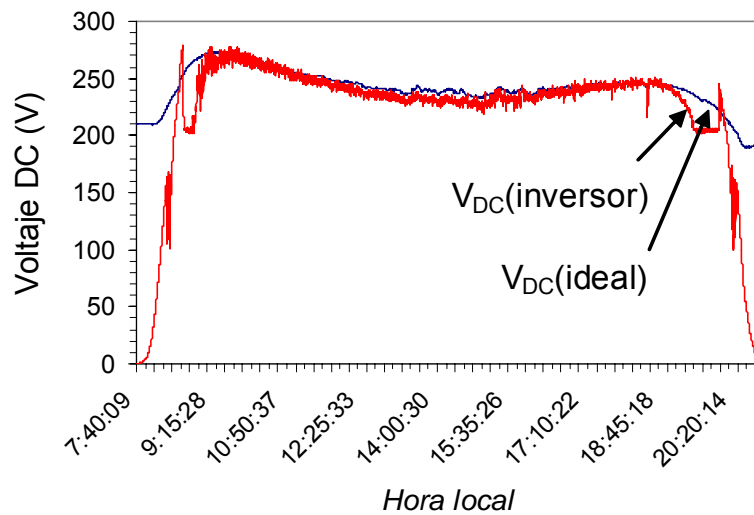


Figura 6.12.b. Ejemplo de variación de la tensión DC de operación de un inversor fotovoltaico de conexión a red en el transcurso de un día. Se presenta también el valor óptimo de tensión DC correspondiente con la tensión del punto de máxima potencia del generador FV.

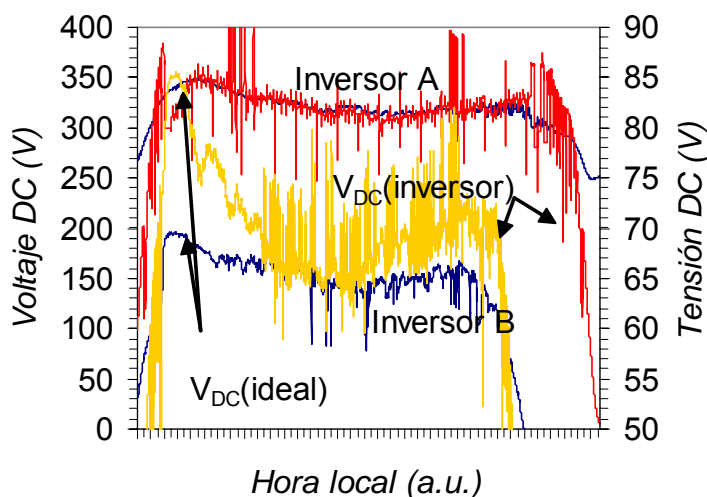


Figura 6.12.c. Ejemplo de variación de la tensión DC de operación de dos inversores fotovoltaicos de conexión a red que presentan problemas de inestabilidad en el seguimiento del punto de máxima potencia.

En las Figuras 6.12 a,b y c se presentan ejemplos correspondientes a inversores de conexión a red del rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia, definido en la ecuación (10), cuyos valores pueden oscilar entre el 80 y 98%. El valor de este rendimiento depende fundamentalmente de la estrategia de control de la tensión DC de operación del inversor. En inversores bien diseñados el valor de la tensión DC de operación se aproxima al valor de la tensión del punto de máxima potencia del generador FV. No obstante todavía se pueden encontrar en el mercado determinados inversores, Figura 6.12c, cuyo algoritmo de SPMP ha de ser optimizado, ya que pueden conducir a elevadas pérdidas de generación.

6.6.3. Topología de los inversores autónomos

La Figura 6.28 representa el diagrama de bloques de un inversor fotovoltaico autónomo típico. Dispone de un convertidor DC/DC, también controlado PWM, para elevar la tensión de batería a un nivel de tensión adecuado al nivel de tensión alterna que se desee generar. El transformador puede ir incluido en el convertidor DC/DC o a la salida del puente inversor y su relación puede ser 1:1 o 1:N. Para reducir el tamaño del transformador, el primer estado consiste en un convertidor DC/DC elevador de alta frecuencia. La segunda etapa consiste en un inversor de puente completo con control senoidal PWM. Finalmente es necesario un filtro paso bajo con componentes pasivos.

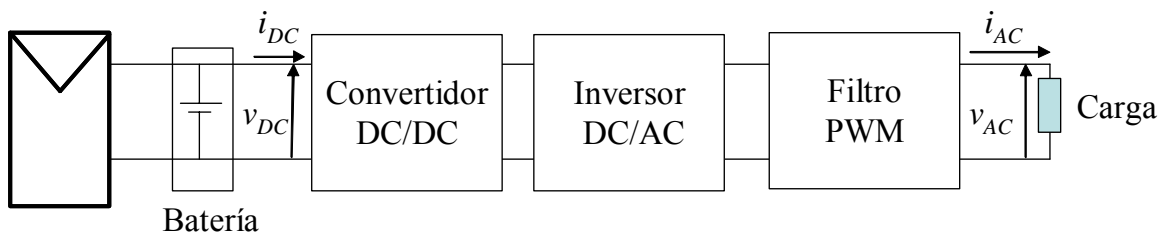


Figura 6.28. Representación en diagrama de bloques de un inversor monofásico autónomo.

Un circuito de control interno vigila el tiempo de apertura y cierre de los dispositivos T1 y T2. Si la tensión de batería aumenta, V_{DC} , se reduce el tiempo de trabajo ($T_{1on} + T_{2on}$) para mantener constante la salida, V_{sal} , y de modo opuesto en caso de una disminución de la tensión de batería.

El puente inversor también ha de disponer de un control PWM senoidal con medidas internas de las tensiones y las corrientes, además de todos los controles necesarios para que el inversor cumpla con los

requerimientos comentados en apartados anteriores. Otras topologías son posibles, como por ejemplo, la utilización de un transformador a la salida del inversor.

6.6.4. Topología de los inversores de conexión a red

Un inversor de conexión a red es una fuente de corriente y como tal no puede estar controlado en tensión, tal como se ha explicado en apartados anteriores. La mayor parte de los inversores de conexión a red disponen de un control PWM controlado en corriente. El principio se ilustra en la Figura 6.34, en el que se compara la corriente de fase i_A una corriente de referencia i_A^* en torno a una banda de histéresis asociadas. Cuando la corriente de fase trata de superar la banda superior se activa uno de los conmutadores (y el otro se desactiva). Se realiza lo opuesto en caso contrario. Este tipo de control se puede realizar mediante bandas de histéresis que da lugar a una frecuencia de conmutación variable en cada ciclo y se puede mejorar mediante un control en bandas adaptativas. Otro método es el denominado de frecuencia fija, Figura 6.35, en el que el error entre la corriente de referencia y la real se amplifica mediante un algoritmo PI (Proporcional Integral). La señal de tensión de control se compara con la frecuencia de una onda triangular de frecuencia de conmutación determinada, dando lugar a una frecuencia de conmutación constante.

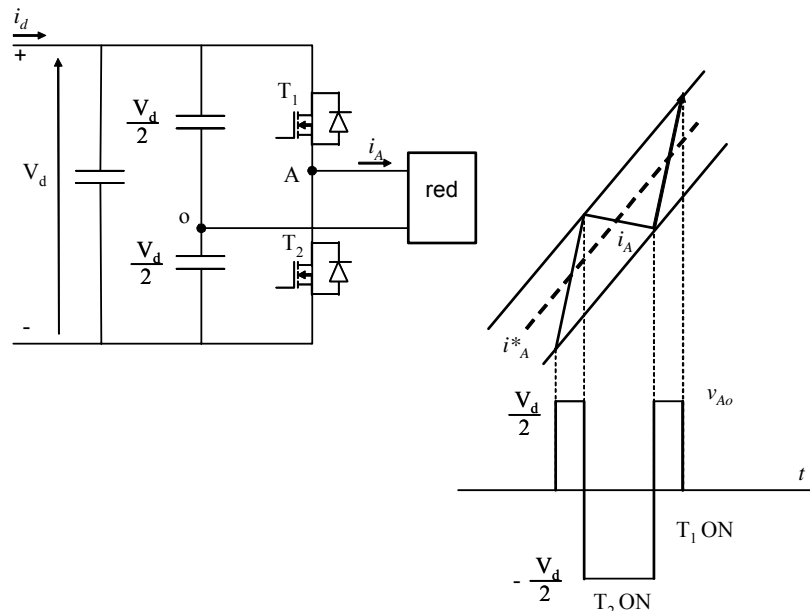


Figura 6.29. Principios del control de inversor de conexión a red mediante bandas de histéresis.

Además del control de la corriente de salida, es necesario un control para el seguimiento del punto de máxima potencia, normalmente realizado mediante bloques de control PID.

Las dos topologías habitualmente utilizadas se pueden ver en las Figuras 6.36 y 6.37 para inversores con transformador en baja frecuencia (LF) y de alta frecuencia (HF). En algunos casos los inversores pueden disponer de un convertidor DC/DC adicional para adecuar la tensión del generador fotovoltaico a la entrada del puente inversor con el objeto de ampliar los rangos de tensión de operación.

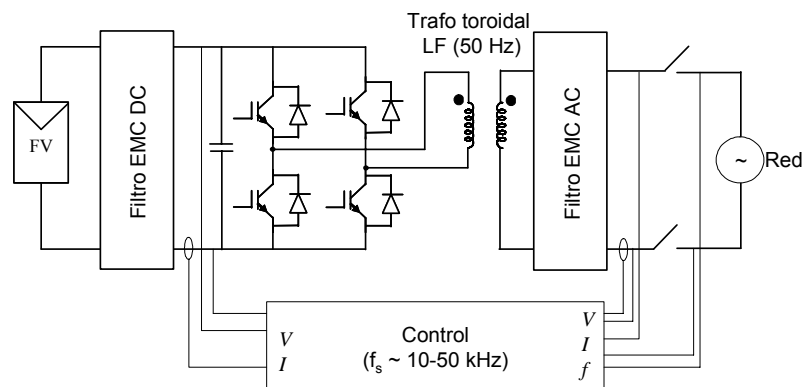


Figura 6.30. Inversor de conexión a red con transformador de baja frecuencia (LF).

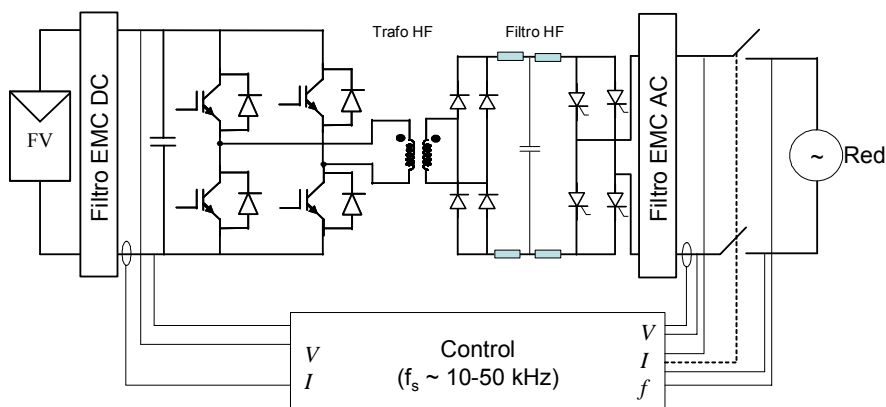


Figura 6.31. Inversor de conexión a red con transformador de alta frecuencia (HF).

Durante los primeros años de la conexión a red de sistemas FV, únicamente se utilizaban inversores centrales⁴, esto es, un único inversor para toda la instalación, que necesitan un extenso cableado DC en el campo FV, consistente en varias series de ramas de módulos FV conectadas en paralelo. Habitualmente estos primeros inversores de conexión a red eran trifásicos, conmutados por la red y utilizaban tiristores. También se desarrollaron pequeños inversores autoconmutados con separación galvánica mediante un transformador de alta frecuencia, HF. Debido a que este concepto necesita un elevado número de componentes y un diseño electrónico más complejo, la fiabilidad de estos primeros inversores era a menudo insuficiente. Se desarrollaron posteriormente inversores basados en la utilización de transformadores de baja frecuencia, LF. Posteriormente aparecieron los inversores autoconmutados, basados habitualmente en IGBTs, monofásicos y trifásicos con control PWM senoidal con control en corriente. Con el objeto de reducir los costes del cableado DC y los problemas de seguridad asociados se desarrollaron posteriormente los inversores tipo “string”, esto es, inversores de pequeña potencia, 1 a 3 kW, que se pueden conectar en paralelo a la red eléctrica. Finalmente se han desarrollado los denominados módulos AC, en los que cada módulo FV dispone de su propio inversor incorporado.

Los inversores de conexión a red disponibles en el mercado actual pueden ser de cualquiera de estos tres tipos: inversores centrales generalmente utilizados en centrales FV de potencia (>100 kWp), inversores tipo string habitualmente utilizados en sistemas fotovoltaicos integrados en edificios (aunque también existen experiencias de grandes centrales FV con inversores string), e inversores de pequeña potencia integrados en módulos FV para formar los denominados módulos AC. Mientras que los inversores centralizados habitualmente disponen de aislamiento galvánico en baja frecuencia, los inversores string pueden disponer de aislamiento galvánico tanto en alta como en baja frecuencia. El rendimiento, y su peso, viene determinado por el tipo de aislamiento galvánico y suele ser del mismo orden para inversores de una misma potencia nominal de diferentes fabricantes. Donde si existe todavía una notable diferencia entre distintos modelos de inversores de distintos fabricantes es en el rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia. El grado de protección IP, que permite, o no, su instalación directa en

⁴ Haeberlin H. Evolution of Inverters for grid connected PV-systems from 1989 to 2000. 17th European Photovoltaic Solar energy Conference, Munich, Germany, October, 2001.

condiciones de exterior, así como las protecciones incorporadas, tales como vigilancia permanente de aislamiento de la parte DC de la instalación, límites de tensión y frecuencia de operación, calidad de la onda generada, distorsión armónica de la onda de corriente, fiabilidad de operación y monitorización de datos son otros aspectos diferenciadores que habitualmente se incorporan en el inversor de conexión a red. Todo ello conduce a que la energía producida por los sistemas FV conectados a la red eléctrica y su coste, en el momento actual, dependa en gran medida del tipo y modelo de inversor utilizado. Dos sistemas con un mismo generador FV, instalados en una misma localidad, pero con dos inversores diferentes pueden producir un número también diferente de kWh/kWp anuales debido no sólo al rendimiento de conversión AC/DC sino también al rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia del generador FV y número de horas efectivas de operación.

Bibliografía

1. Alonso Abella Miguel. *Sistemas Fotovoltaicos. Introducción al diseño y dimensionado*. Editorial SAPT de Publicaciones técnicas, 2001.
2. JP. Dunlop. *Batteries and charge control in stand-alone photovoltaic systems*. Sandia National Laboratories. 1997.
3. Dunlop, Bower and Harrington, "Performance of Batter Charge Controllers: First Year Test Report", Proceedings of the 22nd IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Las Vegas, Nevada, 1991.
4. M. R. Vervaart, F. D. J. Nieuwenhout. *Solar Home Systems. Manual for the Design and Modification of Solar Home System Components*. ECN—Netherlands Energy Research Foundation. Petten, The Netherlands. The International Bank for Reconstruction and Development / THE WORLD BANK. 2001
5. *Stand-Alone Photovoltaic Systems - A Handbook of Recommended Design Practices*, Sandia National Laboratories, SAND87-7023, revised November 1991.
6. Mohan, Ned, Tore M. Undeland, and William P. Robbins. *Power Electronics: Converters, Applications and Design*. New York: John Wiley and Sons. 1995.
7. Séguier, Guy, and Francis Labrique. *Power Electronic Converters: DC-AC Conversion*. Berlin and Heidelberg: Springer Verlag. 1993.