

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA
DEPARTAMENT D'ENGINYERIA ELECTRÒNICA

Tesis Doctoral

"Modelado y análisis de sistemas fotovoltaicos"

Autor: Daniel Guasch Murillo
Director: Santiago Silvestre Bergés

Barcelona, abril 2003

A la meva mare i germana, pel seu recolzament

Agradecimientos

No se me ocurre mejor manera de empezar esta tesis que agradeciendo la paciencia y los ánimos que me ha dedicado el profesor Santiago Silvestre a lo largo de todos los años de doctorado. Su dirección y sus críticas, siempre constructivas, han sido la clave de que este trabajo haya llegado a buen puerto.

También quiero agradecer a los miembros de los departamentos d'Enginyeria Electrònica y d'Enginyeria Telemàtica de la UPC su colaboración, apoyo y comprensión; haciendo especial mención a los profesores Luís Castañer y Sebastià Sallent. Así como a todos aquellos compañeros con los cuales he coincidido en el día a día de los trabajos: Andreu Moreno, Pablo Ortega, Javier Julve, Jordi Enric Martínez, Daniel Navarro, Miquel Asensio, Juan Ramón Salguero, Javier Núñez, Tien Tsun Chang y Carles Estellers.

En este momento, además, quiero agradecer sinceramente la ayuda y el respaldo que la Organización Nacional de Ciegos Españoles, ONCE, me ha dispensado a lo largo de la tesis. Cuya decidida apuesta por la igualdad de oportunidades, integración de todas aquellas personas con cualquier tipo de discapacidad y su espíritu de superación siempre ha sido un referente y modelo a seguir.

Índice	7
Abstract	9
1 Introducción	13
1.1 Objetivos	16
1.2 Estado del arte	17
1.3 Bibliografía	30
2 Dispositivos	37
2.1 Modelo de batería	38
2.2 Modelo de panel solar	60
2.3 Modelo de carga	71
2.4 Modelo de regulador de batería	77
2.5 Modelo de inversor	83
2.6 Modelo de convertidor DC/DC	92
2.7 Modelo de punto de conexión a red	94
2.8 Modelo de pérdidas del sistema	99
2.9 Bibliografía	101
3 Sistemas	107
3.1 Modelo de sistema flotante	109
3.2 Modelo de sistema autónomo	113

3.3	Modelo de sistema autónomo con pérdidas _____	118
3.4	Modelo de sistema con regulador de batería _____	122
3.5	Modelo de sistema completo _____	126
3.6	Modelo de sistema controlado _____	131
3.7	Modelo de sistema conectado a red _____	136
3.8	Bibliografía _____	147
4	<i>Extracción de parámetros</i> _____	151
4.1	Introducción _____	151
4.2	Método teórico _____	152
4.3	Programación del método _____	156
4.4	Resultados experimentales _____	158
4.5	Bibliografía _____	169
5	<i>Aplicaciones</i> _____	171
5.1	Introducción _____	171
5.2	Identificación de sistemas fotovoltaicos _____	173
5.3	Diagnóstico de sistemas fotovoltaicos _____	177
5.4	Sensor de batería _____	186
5.5	Red de monitorización inalámbrica _____	195
5.6	Políticas de control _____	203
5.7	Acceso remoto _____	209
5.8	Bibliografía _____	214
6	<i>Conclusiones</i> _____	223

Abstract

This document, titled “Modelling and analysis of photovoltaic systems”, gathers all the works carried out during the doctorate. The studies in it mentioned are focused in photovoltaic systems. Its goal is to build a workspace to analyse problems related to photovoltaic facilities, from its design to its starting and afterwards its operating.

Matlab/Simulink has been chosen as kernel of this workspace due to its high power and flexibility. In each chapter, it is presented all the issues in relation to the model implementation by Matlab/Simulink. Obtained results are compared with real measurements carried out, in the *Photovoltaic System Laboratory of the Electronic Engineering Department of the Polytechnic University of Catalonia*, in order to evaluate its capabilities.

This document is organized in the following way: firstly, theoretical base of the different devices are described. Secondly, these devices are set in complex systems. Afterwards, an automatic parameter extraction method is posed in order to adapt the models of devices and systems to the real photovoltaic facilities to be designed or analysed. Finally, a set of applications is presented as user workspace.

Thus, first of all, device models included in the photovoltaic systems are described: batteries, solar panels, charge controllers, inverters, DC/DC converters, grid connected controllers and loss loads. One just model has been taken into account for each device. It has been posed in the most general way. It is possible due to afterwards parameter extraction method is used fitting internal model parameters.

Second item mentioned is the device integration in photovoltaic systems. The photovoltaic facility architecture is defined from a basic status to a complete design. Starting with the

analysis of a system including just solar panels and loads, this model is called *floating system*. In the next step, a battery is added to the system, so it defines the *autonomous system*. Then, *autonomous system with losses* is defined taking into account wiring losses. Topology increases with a battery controller, which basically protect the battery. It is called *system with battery controller*. The addition of an inverter allows differentiate between the two power buses, developing the *complete system*. A DC/DC controller between solar panels and batteries offers the possibility of applies control policies in the power generation, formulating the *controlled system*. At last, a grid connection point is taken into account, obtaining the most complex system, called *grid connected system*.

So, theoretical models are defined. It is the first step in any system study. Next step is to know numerical values of the system modelling parameters of the real system under study. Usually, nominal manufacturer values are available but they have limited in accuracy and in validity due to the aging of the system. The possibility of obtaining automatically system characteristic parameters, from empirical measurements, opens a wide range of design possibilities, from the initial design stages to development and, finally, in maintenance when operating. One of the most used methods in the parameters extraction of non-linear systems was proposed by D. Marquardt in 1963, based on the working hypothesis of k. Levenberg over data modelling. Taking this method, and the models of devices and systems, as an initial point, an algorithm for adjust automatically the parameters of a real photovoltaic facility has been developed.

When all the low level tools needed are available, the applications must be developed. A suite of six applications for the study and analysis of photovoltaic facilities has been implemented. The *system identification* tool may obtain the characteristic parameters that allows simulate the behaviour of a real photovoltaic facility from empirical data. The *system diagnostics* offers the possibility of determine the most probable cause of fault though statistical methods. The *control policy* allows a complementary focus to the power management of the photovoltaic systems. It poses a global energy policy: generated, consumed and stored by the system, taking the batteries as the main reference. By means of using the *Web Server* tool, the possibilities offered in the identification, diagnostics, control and simulation of the systems includes independence of the location of the tools and the previous knowledge of the working environment. It also permits a remote access through a standard web navigator. Also it guarantees the confidentiality and the security in the using of models and algorithms, due to the users have not direct access to them, only to the results. The four previous applications need real measurements of the photovoltaic facilities. In order to solve this needed it is proposed a

wireless network that transmits the data from the sensors. As well a new battery sensor for the determinations of the state of health and the state of charge is discussed.

Finally, conclusions obtained from the results and accumulated experiences are stated. This information highlights the capabilities of the obtained results and the powerful investigation line started. The combination of the used techniques opens new paths in the study of any type of system. Due to that, it could be considered as an approach to future application fields.

1 Introducción

Bajo la etiqueta de “*Modelado y análisis de sistemas fotovoltaicos*” se presentan los trabajos realizados a lo largo del doctorado. Estos estudios centran su aplicación en el área de los sistemas fotovoltaicos. Tienen por objetivo conseguir un entorno de trabajo que permita analizar la problemática asociada a instalaciones fotovoltaicas desde su diseño hasta su puesta en marcha y posterior explotación.

Se ha escogido Matlab/Simulink como núcleo del entorno de trabajo debido a la gran potencia y flexibilidad que ofrece. En cada apartado, se comenta la problemática asociada a la implementación del modelo correspondiente mediante Matlab/Simulink y se contrastan los resultados con medidas experimentales, realizadas en el *Laboratori de Sistemes Fotovoltaics del Departament d’Enginyeria Electrònica de la Universitat Politècnica de Catalunya*, para poder evaluar las prestaciones conseguidas.

Esta tesis doctoral se ha organizado de forma que primero se plantean las bases teóricas de los dispositivos involucrados. Seguidamente, estos dispositivos se estructuran en sistemas complejos. A continuación se plantea un método de extracción automática de parámetros que se permitirá adaptar los modelos de dispositivos y sistemas a las instalaciones fotovoltaicas reales a diseñar o analizar. Finalmente, se plantean un conjunto de aplicaciones que constituirán el entorno de trabajo de los usuarios.

Así pues, en primer lugar se formulan los modelos de los dispositivos involucrados en los sistemas fotovoltaicos: baterías, paneles solares, reguladores de carga, inversores, convertidores continua-continua, controlador para conexión a red eléctrica y resistencias de pérdidas. Se ha tomado como premisa de partida definir un único modelo para cada dispositivo, planteándolo de la forma más general posible. Este planteamiento se soporta

en la utilización posterior del método de extracción de parámetros para ajustar automáticamente los parámetros internos del modelo.

En segundo lugar, se aborda la problemática de la integración de los dispositivos en sistemas fotovoltaicos. Se ha optado por ir construyendo la arquitectura de una instalación fotovoltaica completa a partir de su mínima expresión. Por ello se empieza con el análisis de un sistema formado por paneles solares y cargas, que se ha denominado *sistema flotante*. Seguidamente se introduce una batería, definiéndose el *sistema autónomo*. Introduciendo entonces las pérdidas debidas al cableado se plantea el *sistema autónomo con pérdidas*. La topología es ampliada añadiendo un regulador de batería que introduce las protecciones básicas para la batería, denominada *sistema con regulador de batería*. La incorporación de un inversor permite diferenciar los dos buses de potencia, desarrollándose el *sistema completo*. Un convertidor continua-continua entre paneles y baterías ofrece la posibilidad de plantear políticas de control en la generación de potencia, formulando así el *sistema controlado*. Finalmente, se plantea la introducción de un punto de acceso a la red eléctrica, obteniéndose el sistema más completo, denominado *sistema conectado a red*.

Si bien disponer de un modelo teórico es el paso previo al estudio de cualquier tipo de sistema, el siguiente paso consiste en conocer los valores numéricos de los parámetros que permiten simular exactamente el comportamiento del sistema real bajo estudio. Normalmente se dispone de los valores nominales que proporcionan los fabricantes. Estos parámetros están sujetos tanto a una limitación en precisión como en vigencia debido al envejecimiento del sistema. La posibilidad de obtener los parámetros característicos de un sistema de forma automática, a partir de medidas experimentales, abre un abanico de posibilidades desde el diseño, en las etapas de desarrollo, hasta el mantenimiento, una vez esté ya en explotación. Uno de los métodos más utilizados para la extracción de parámetros de sistemas no lineales fue propuesto por D. Marquardt en 1963, basado en las hipótesis de trabajo de K. Levenberg sobre modelado de datos. Tomando como base este método, junto con los modelos de dispositivos y sistemas, se ha implementado un algoritmo de extracción automática de los parámetros característicos de una instalación fotovoltaica real.

Una vez se dispone de las herramientas de bajo nivel necesarias, se afronta el reto de desarrollar las aplicaciones. Se han implementado 6 aplicaciones para el estudio y análisis de instalaciones fotovoltaicas. La *identificación de sistemas* obtiene los parámetros característicos, que permiten simular fielmente el comportamiento de una

instalación fotovoltaica real, a partir de medidas empíricas. El *diagnóstico* ofrece la posibilidad de determinar la causa más probable de fallo mediante la utilización de técnicas estadísticas. El algoritmo de *control* ofrece un enfoque complementario a la gestión energética de los sistemas fotovoltaicos. Plantea una gestión global de la energía generada, consumida y almacenada en el sistema, tomando como referencia las baterías. La utilización del *servidor Web* extiende las posibilidades de identificación, diagnóstico, control y simulación de los sistemas aportando independencia tanto de la ubicación de las aplicaciones como del conocimiento del entorno de trabajo. Además de permitir un acceso remoto mediante un navegador Web estándar, añade confidencialidad y seguridad en la utilización de modelos y algoritmos, ya que los usuarios no tienen acceso directo a ellos, solo a los resultados. Las cuatro aplicaciones anteriores precisan de medidas reales de las instalaciones fotovoltaicas. Para solventar esta necesidad se propone la utilización de una *red de monitorización inalámbrica* que recoja estas muestras de los sensores. Además, se ha planteado un *sensor de batería* que permita calcular el nivel de energía y el estado de salud de forma directa.

Finalmente se incluyen las conclusiones extraídas a raíz de los resultados y experiencias obtenidos. Además que valorar las prestaciones de los resultados obtenidos, se pone de manifiesto el gran potencial de la línea de investigación iniciada. La combinación de las técnicas utilizadas abre nuevos horizontes en el estudio de todo tipo de sistemas. Por lo que puede considerarse como una reflexión sobre futuros campos de aplicación.

1.1 Objetivos

El objetivo final de la presente tesis doctoral consiste en desarrollar un sistema integral de simulación, diagnóstico, monitorización y control de instalaciones fotovoltaicas. Este sistema está orientado tanto a diseñadores como a técnicos, proporcionándoles las herramientas necesarias para el desarrollo de sus actividades de investigación, diseño y mantenimiento. Para conseguirlo se ha dividido en un conjunto de objetivos parciales, cada uno de los cuales incide en los aspectos más problemáticos de los sistemas actuales:

- Modelar los elementos del sistema
 - Modelos de dispositivos
 - Modelos de sistemas
- Obtener un método de extracción automática de parámetros
 - Método de Levenberg-Marquardt
- Generar un banco de librerías de simulación con Matlab/Simulink
 - Librería de dispositivos
 - Librería de sistemas
 - Librería de extracción automática de parámetros
- Diseñar el hardware de monitorización necesario
 - Sensor de batería
 - Red inalámbrica de monitorización
- Implementar el entorno de diagnóstico y análisis de una instalación fotovoltaica
 - Aplicación para la identificación de sistemas
 - Aplicación para el diagnóstico de sistemas
 - Aplicación para el control de sistemas
 - Enlace Web para el acceso remoto a las aplicaciones

1.2 Estado del arte

Las aportaciones más relevantes logradas a lo largo de la realización de esta tesis se enmarcan en el desarrollo de un entorno de trabajo mediante Matlab/Simulink y la formulación de un modelo de batería para entornos dinámicos. La utilización de Matlab/Simulink ha permitido incorporar modelos, de dispositivos y sistemas, y enlazarlos con métodos de cálculo numérico avanzado para el análisis estadístico automático de las instalaciones fotovoltaicas. El desarrollo de un modelo de batería no tan solo aporta mejoras en el entorno de simulación, si no que abre nuevas vías de actuación hacia el diseño de sensores de baterías y el planteamiento de nuevas políticas de control. Por todo ello a continuación se ofrece una visión del estado del arte de las herramientas de simulación y modelos de baterías, punto de partida de los trabajos realizados. Estos comentarios se completan con unas consideraciones adicionales sobre la supervisión y control de instalaciones fotovoltaicas.

1.2.1 Herramientas de diseño y análisis

Existen una gran variedad de herramientas para el diseño y análisis de sistemas fotovoltaicos [1-5]. Se pueden encontrar desde simples herramientas de dimensionado, usadas por instaladores o diseñadores de sistemas, hasta herramientas de gran complejidad, necesarias para científicos e ingenieros en la optimización y diagnóstico de sistemas. Pese a esta gran variedad de herramientas, es difícil encontrar una que englobe todos los requisitos precisos a lo largo de las etapas de planificación, diseño o explotación de una instalación fotovoltaica: pues los requerimientos necesarios son diferentes en el caso de análisis de pre-viabilidad, diseño de sistemas, optimización, etc. La finalidad de este apartado es aportar una visión del estado actual de las herramientas relacionadas con los sistemas fotovoltaicos y justificar la elección de Matlab/Simulink como herramienta central del entorno de trabajo desarrollado. Para ello se ha recurrido a organizar los programas destinados al análisis de sistemas fotovoltaicos en cuatro categorías: viabilidad, dimensionado, simulación y de uso genérico.

Herramientas para el cálculo de la viabilidad. Las herramientas para el cálculo de la viabilidad de una instalación fotovoltaica realizan automáticamente los cálculos que un ingeniero normalmente realizaría manualmente. Permiten determinar que tipo de sistema fotovoltaico sería el más adecuado para la aplicación especificada, proporcionando información sobre la cantidad de energía proporcionada o el coste económico de la puesta en marcha de la instalación. Este tipo de herramientas básicamente realizan la automatización de cálculos simples que requieren poco trabajo interactivo por parte del usuario. Se tratan de herramientas usadas habitualmente por vendedores, promotores de sistemas, consultores sobre sistemas de energía, etc. Es decir, profesionales interesados en evaluar las posibilidades de instalación de un sistema fotovoltaico.

Entre el abanico de aplicaciones disponibles en el mercado destacan:

- **FATE2-P.** Se trata de un programa de análisis financiero creado por la NREL (National Renewable Energy Laboratory) y el departamento de investigación económica de Princeton [6]. Este programa calcula el coste y el tiempo de amortización del sistema fotovoltaico. Tiene en cuenta parámetros financieros como la tasación, créditos, impuestos, etc.
- **RETScreen.** Creado por CEDRL (CANMET Energy Diversification Research Laboratory) [7]. El núcleo de esta herramienta consiste en la integración y estandarización del análisis de un proyecto de energía renovable basado en Microsoft Excel. Proporciona un asistente para determinar la producción de energía, el coste del ciclo de vida, etc. Soporta diferentes tipos de energías renovables entre las que se incluyen los sistemas fotovoltaicos.

Herramientas de dimensionado. Este tipo de herramientas permiten dimensionar un sistema [8-13]. A partir de unos requerimientos energéticos determinan el tamaño óptimo de cada uno de los diferentes componentes del sistema. Proporcionan información detallada sobre el balance energético en los componentes, indicando además los periodos críticos en los que puede darse una pérdida de carga durante el año. Las herramientas de dimensionado normalmente son pequeños paquetes de software. Suelen tener un entorno de diseño sencillo para facilitar su uso y, en la mayoría de casos, este tipo de software lo proporciona el propio fabricante.

Entre las aplicaciones más remarcables en el dimensionado de sistemas se hallan:

- **Design Your System,** De la compañía Helyos Technology, permite el dimensionado de sistemas autónomos a partir del balance energético previsto

[14]. Aporta información sobre el número necesario de paneles solares y baterías de una base de datos con productos comerciales para cubrir las necesidades de potencia de un perfil de carga definido por el usuario.

- **Estimating Stand-alone System Size.** La compañía BP Solar es la propietaria de esta aplicación [15]. Permite una buena estimación del dimensionado de un sistema fotovoltaico. Incluye los módulos *BP Solar's World Design Insolation map*, el cual ofrece información sobre la irradiancia solar en todo el mundo, y *Excel workbook*, que permite calcular la máxima carga diaria soportable por el sistema.
- **HOMER** (Hybrid Optimisation Model for Electric Renewable). Creado por NREL, esta herramienta proporciona al usuario un potente entorno con multitud de variables para obtener un análisis detallado del sistema [16]. Permite realizar además diferentes simulaciones simultáneas para comparar el resultado de diferentes configuraciones y dimensionado de componentes.
- **Hybrid Designer.** Desarrollado por el Energy & Development Research Center of Cape Town University of South Africa, evalúa diferentes escenarios para determinar que tipo de configuración del sistema proporciona una mejor respuesta y una viabilidad aceptable según el coste del ciclo de vida [17]. Incorpora además, análisis de sensibilidad para indicar los puntos críticos del sistema.
- **Nsol.** La compañía Orion Energy Corporation dispone de esta aplicación para el dimensionado de sistemas autónomos con baterías [18]. El programa utiliza algoritmos estadísticos para el cálculo del dimensionado. La información necesaria para los cálculos consiste en la localización, irradiancia, características de paneles solares y baterías, y un perfil de carga.
- **PVcad.** El ISET, Institut für Solare Energieversorgungstechnik, ha desarrollado este programa para la planificación de fachadas fotovoltaicas conectadas a red [19]. Incluye interfaces para sistemas CAD de ingeniería civil y extensas bases de datos sobre variables climáticas, paneles solares e inversores. Permite el cálculo de la producción de energía eléctrica. Tiene en cuenta además efectos de temperatura, sombras, luz directa y difusa en los paneles.
- **PVWATTS.** Desarrollada por el National Renewable Energy Laboratory, permite el acceso mediante Internet a las aplicaciones de cálculo de producción de energía eléctrica en sistemas fotovoltaicos conectados a red en EEUU [20].

Herramientas de simulación. Las herramientas de simulación aportan la visión opuesta a las herramientas de diseño. El usuario especifica la naturaleza y dimensiones de cada componente y la aplicación proporciona un análisis detallado de las características del sistema. La precisión de los cálculos y el tiempo de simulación requerido varían dependiendo del nivel de detalle necesario y del tipo de datos proporcionados. Se utilizan para verificar el dimensionado del sistema, investigar el impacto de futuros cambios en la carga, analizar el funcionamiento sobre condiciones extremas, investigar la sensibilidad del diseño respecto parámetros concretos, o analizar el impacto que causaría la avería o deterioro de componentes. Estas herramientas de diseño son creadas normalmente por universidades y centros de investigación especializados.

Algunas de las principales aplicaciones para la simulación de sistemas fotovoltaicos son:

- **PVSYST.** La aplicación integra análisis de viabilidad con dimensionado y simulaciones para sistemas fotovoltaicos [21]. Una vez definidas las cargas, el usuario selecciona los diferentes componentes de una base de datos y el programa automáticamente calcula las dimensiones de cada componente. El módulo de simulación permite visualizar el resultado de este dimensionado y otro módulo de viabilidad financiera permite hacer un rápido análisis económico basado en la localización.
- **ILSE.** Software desarrollado por la Universidad Técnica de Berlín, permite realizar numerosos cálculos y simulaciones, entre los que destacan diagramas de órbitas solares, determinación de las características de células fotovoltaicas o influencia de la temperatura en los paneles solares [22-23].
- **ASHLING.** Desarrollado por el consorcio formado por NMRC-Ireland, ARMINES-France, ICI-Romania e IMIO-Poland, Ashling 7.0 es un programa de modelado y simulación de sistemas fotovoltaicos, tanto autónomos como conectados a red [24]. Entre sus características principales destacan el diseño, análisis, simulación y análisis de costes de sistemas fotovoltaicos.
- **Hybrid2.** De la empresa NREL y la University of Massachusetts, permite un análisis de las prestaciones e inversiones a largo plazo para gran variedad de sistemas híbridos [25]: solares, eólicos, etc.
- **RAPSIM** (Remote Area Power Supply Simulator' Power Supply Simulator). Desarrollado por el Murdoch University Energy Research Institute (MUERI) de Australia, es un programa de modelado diseñado para simular sistemas fotovoltaicos, eólicos, diesel e híbridos [26].

- **SOMES**. Creado por la Utrecht University de Holanda, permite simular las características de sistemas solares, eólicos, diesel o híbridos, tanto si son autónomos como si se encuentran conectados a red [27]. El sistema ofrece información sobre el balance energético del sistema, así como estudios económicos, técnicos y de fiabilidad del sistema
- **PV-DesingPro-S**. Es una suite de aplicaciones diseñadas para simular el comportamiento de sistemas fotovoltaicos a lo largo de un año, con una resolución temporal de 1 hora [28]. Existen versiones para sistemas autónomos, conectados a red y sistemas de bombeo de agua.
- **PVSOL**. Aplicación creada por Valentin Energy Software de Berlín, permite planificar, diseñar y simular sistemas fotovoltaicos [29]. Permite obtener informes detallados, gráfica o numéricamente, con una resolución máxima de 1 hora de sistemas solares autónomos o conectados a red. Entre sus prestaciones destacan poder tener en cuenta ángulos de incidencia de la irradiancia y sombras en los paneles solares, disponer de bases de datos de productos comerciales y variables climáticas, creación de perfiles de carga para simular el consumo y análisis de costes económicos.
- **SoISim**. Desarrollado por el Institut für Angewandte Forschung, Schwerpunkt Energiewandlung in Solar Systemen, es una aplicación para la simulación de sistemas fotovoltaicos autónomos e híbridos [30-31].

Herramientas genéricas con arquitectura abierta. Este tipo de herramientas se caracterizan por tener un alto nivel de flexibilidad en la interacción entre sus componentes. Las herramientas tradicionales de simulación pueden realizar extensos y precisos análisis pero, generalmente, no permiten al usuario modificar los algoritmos que describen la respuesta individual de cada uno de los componentes. Este grado de libertad solo se encuentra en una arquitectura abierta: el software consiste en una selección de rutinas, que describen los componentes y métodos numéricos, y una plataforma que interrelaciona todas estas rutinas. El usuario tiene así a su disposición la posibilidad de modificar las rutinas existentes o de incluir nuevas. La flexibilidad y potencia de cálculo de una arquitectura abierta hacen que sea el tipo de herramienta usada habitualmente por universidades y centros de investigación especializados.

Los principales paquetes de software en el mercado son:

- **Matlab/Simulink**. Matlab fue creado por Mathworks en 1984 y ha sido ampliado y mejorado en numerosas ocasiones [32]. Es un entorno abierto de cálculo

numérico que ofrece avanzadas herramientas de manipulación matemática con un potente e intuitivo lenguaje de programación. Junto con Simulink, su entorno gráfico, se obtiene una aplicación que logra un fácil manejo de las herramientas de simulación. Mathworks proporciona numerosos paquetes de librerías, *toolboxes*, para ampliar las prestaciones de análisis en múltiples campos de matemática aplicada. También incorpora interfaces con tarjetas de adquisición y control para enlazar el núcleo de cálculo con sistemas externos. Así como un enlace hacia Internet mediante un servidor Web. Pese a que las rutinas son potentes y variadas, el desarrollo de simulaciones de sistemas complejos no es trivial. Si bien el entorno Simulink es fácil de utilizar, la plataforma asume que el sistema será modelado a partir de ecuaciones diferenciales. Las cuales pueden presentar problemas en su resolución debido a lazos algebraicos, discontinuidades en las ecuaciones no lineales, etc. Resulta necesario, pues, tener experiencia en la formulación de las ecuaciones y un profundo conocimiento de los sistemas a simular para conseguir una buena respuesta de los métodos de cálculo numérico.

- **Pspice.** Posiblemente se trata del programa de simulación más popular actualmente [33]. Básicamente se trata de una herramienta de simulación de circuitos electrónicos. Para poder modelar sistemas fotovoltaicos deben usarse modelos eléctricos equivalentes. Este programa puede ser usado para verificar el impacto de diferentes topologías y técnicas de control del sistema [34-38]. Dispone además, de extensas librerías de componentes electrónicos discretos, aunque no de dispositivos fotovoltaicos. Además, presenta grandes limitaciones en el posterior análisis de los resultados obtenidos en las simulaciones.
- **TRNSYS.** Disponible comercialmente desde 1975, TRNSYS fue inicialmente desarrollado para sistemas térmicos, modela flujos calor entre múltiples zonas de un sistema [39]. Este es un programa de simulación de sistemas transitorios basado en una arquitectura modular de bloques de código Fortran. Dispone de extensas librerías de componentes, incluyendo componentes fotovoltaicos, controladores de carga y generadores de condiciones atmosféricas. El uso extensivo del lenguaje Fortran implica que el usuario debe tener conocimiento de este lenguaje de programación, por lo menos a nivel de desarrollo.

Conclusión. Una vez expuestas las principales herramientas disponibles en el mercado, se pone de manifiesto la existencia de un número importante de consideraciones a tener en cuenta en la elección del entorno de trabajo: Integración tareas (viabilidad,

dimensionado, simulación) en la misma herramienta, fácil utilización, portabilidad, modularidad de los componentes, adecuación a diferentes niveles de precisión, flexibilidad en el manejo de los algoritmos de cálculo, etc. Por ello, se ha optado por la utilización de Matlab/Simulink como núcleo del sistema, ya que presenta la mejor capacidad para adecuarse a las necesidades de las aplicaciones a desarrollar.

1.2.2 Modelado de baterías

Tradicionalmente la batería se ha considerado un simple elemento almacenador de energía. Su utilización en sistemas fotovoltaicos autónomos refuerza su protagonismo, situándola en el centro de todo el sistema; pues es la responsable de fijar el punto de trabajo del sistema y alimentar a las cargas cuando la irradiancia disminuye. Por ello es necesario disponer de un modelo que permita caracterizar su respuesta en condiciones reales de trabajo. Los modelos de partida abordan su planteamiento desde cuatro perspectivas distintas: caracterización de las reacciones químicas, obtención de un circuito eléctrico equivalente en continua, obtención de un circuito eléctrico equivalente en alterna y una pura descripción funcional.

Modelado a partir de las reacciones químicas. Estos modelos están basados en la formulación de las ecuaciones de las reacciones químicas a bajo nivel [40-47]. Se caracterizan por representar fielmente los procesos que se dan lugar en el interior de las baterías, pero conllevan un elevado grado de dificultad y cálculo. Por ello no son muy utilizados en entornos donde la batería se encuentra integrada en un sistema complejo donde, además, el grado de precisión que pueden conseguir se ve enmascarado tanto por el equipo utilizado como por las condiciones de trabajo.

Modelado a partir de un circuito eléctrico equivalente en continua. Esta perspectiva ofrece un excelente compromiso entre complejidad y precisión [48-50]. Trata la batería desde un punto de vista puramente eléctrico, trasladando los procesos internos al mismo dominio que el resto del sistema: tensión, corriente, capacidad, resistencia, etc. Son modelos ideales para analizar y simular largos periodos de tiempo. El principal problema que presentan radica en que se basan en ensayos a corriente y temperatura constante en laboratorio, no contemplando las condiciones dinámicas de trabajo real.

Modelado a partir de un circuito eléctrico equivalente en alterna. El principio de trabajo es el mismo que en el caso anterior: obtener un circuito eléctrico equivalente, pero esta vez en alterna [51-53]. Al trasladar la perspectiva al dominio eléctrico en alterna se introducen además los conceptos de impedancia, frecuencia y fase de trabajo. Estos modelos permiten simular con gran precisión la respuesta de la batería frente a transitorios: arranques de motores, incidencia de la conexión y desconexión de cargas, problemática ante cortocircuitos y circuitos abiertos, etc. En cambio, son poco eficientes para simular grandes periodos de tiempo, pues sería necesario invertir un desbordante número cálculos.

Modelado a partir de una descripción funcional. Esta técnica se basa en considerar tan solo la respuesta de la batería ante las distintas situaciones de trabajo [54-56]. No tiene en cuenta la interrelación con la naturaleza del dispositivo. Un claro ejemplo de este planteamiento se halla en los modelos a partir de redes neuronales. Ofrece una buena relación entre complejidad y precisión; pero tiene en contra dos factores importantes: el modelado se ve condicionado por los datos que se han utilizado para caracterizar el modelo y no existe un sentido físico en la formulación de sus ecuaciones.

Una vez se dispone de un modelo de batería adecuado, se puede abordar el problema real: prever la respuesta de la batería. A corto plazo interesa poder conocer la evolución de la tensión y corriente en bornes de la batería, mientras que a medio y largo plazo interesa predecir la evolución de la cantidad de energía que almacenará. Es necesario además considerar tres aspectos adicionales para poder evaluar las prestaciones del modelo elegido: las variables de trabajo involucradas, las situaciones en que serán medidas y los métodos utilizados en su medida.

Variables de trabajo. Las principales magnitudes que se utilizaran para caracterizar una batería serán la tensión, corriente, temperatura, impedancia interna y constante de tiempo asociada. Antes de profundizar en las implicaciones relativas a cada variable de trabajo, es necesario comentar un punto importante. No debe olvidarse que la batería es un dispositivo electroquímico. A pesar que presenta una respuesta en corriente muy rápida y en tensión muy lenta, no debe perderse de vista que en su interior se dan lugar continuas reacciones químicas que condicionan fuertemente estas respuesta. Ello implica que al realizar varias medidas de una variable en distintos instante de tiempo, aislando la batería y bajo idénticas condiciones eléctricas y térmicas, estas pueden ser sustancialmente distintas.

Tensión. La batería puede considerarse como una fuente de tensión ideal en serie con una impedancia interna. El hecho de solo poder medir la tensión en bornes de la batería, y no en bornes de la fuente de tensión, tiene una importante repercusión. Debido a que la corriente que circula por la batería puede ser muy elevada y en ambos sentidos, la medida de tensión en bornes de la batería incluirá la caída de tensión correspondiente al producto de la corriente por la impedancia interna. Por ello, solo se podrá obtener una correspondencia directa entre la tensión y el estado de la batería cuando ésta se encuentre en circuito abierto y tras un periodo de reposo.

Corriente. La batería puede suministrar o absorber grandes picos de corriente, durante unos pocos segundos, o una reducida corriente a lo largo de grandes periodos de tiempo, en función de su capacidad. Ello implica un gran margen dinámico que afectará a las características del sensor utilizado.

Temperatura. Dado que la mayoría de las baterías se encuentran selladas es difícil conocer la temperatura exacta a la que se encuentra el electrolito. Una posible alternativa consiste en situar un sensor de temperatura en los bornes metálicos de la batería, con una capa protectora para aislarlo de la temperatura ambiente.

Impedancia interna. Esta variable ofrece una información valiosa, pues depende del estado de carga, de salud y del punto de trabajo de la batería (corriente, temperatura y frecuencia). Ahora bien, presenta la dificultad de tener un valor del orden de $m\Omega$. Normalmente se utilizan frecuencias de trabajo del orden de 1KHz o superiores, ya que a partir de dicha frecuencia la parte real de la impedancia se mantiene prácticamente constante. Las técnicas más usuales para su medida son: utilizar un puente de resistencia, un divisor de corriente o una medida a cuatro hilos. De las tres, en condiciones dinámicas destaca la técnica de utilizar un divisor de corriente, ya que es mucho más inmune frente a interferencias que la medida a cuatro hilos.

Constante de tiempo. La utilización de la constante de tiempo asociada a la respuesta frente a un pulso de corriente, para determinar el estado de las baterías, es una de las técnicas ampliamente utilizadas por los fabricantes. En el fondo se está aplicando una medida de impedancia de un modo indirecto.

Situaciones de medida. Dependiendo de las condiciones en que se quiera realizar la medida de las magnitudes de trabajo tanto el método a utilizar, como la electrónica

asociada, sufrirán serios condicionantes [57]. Se definen tres situaciones tipo: la batería se encuentra aislada, la batería está en un sistema desconectado y, finalmente, la batería se encuentra incorporada en un sistema funcionando. El primer caso es el más simple y el que ofrece mayor flexibilidad; ya que el equipo de medida actúa directamente sobre la batería. En el caso de que la batería se encuentre conectada a un sistema, aparecerá un efecto de carga de las etapas de entrada del resto de componentes del sistema, que el dispositivo de medida tendrá que considerar. Si el sistema se encuentra funcionando, los componentes modificarán las impedancias equivalentes de sus etapas de entrada e introducirán, además, interferencias, tanto radiadas como conducidas, que deberán ser filtradas por el dispositivo de medida.

Métodos de medida. Por desgracia, para poder determinar exactamente el estado de las baterías es necesario recurrir al uso combinado de sensores químicos [58] (de gravedad específica o PH del electrolito) en su interior con sistemas electrónicos adicionales en el exterior. Esta problemática [59-61] se está abordando mediante la utilización de sistemas basados en microcontroladores basándose en las variables y situaciones de trabajo ya descritas. A continuación se presentan los métodos de medida más usuales en la actualidad.

Método de la tensión de circuito abierto. Esta técnica solo se utiliza habitualmente en ensayos de laboratorio, pues requiere que la batería se encuentre en circuito abierto por algunas horas para que la medida sea válida.

Método del recuento de cargas. Es el método tradicional en situaciones donde la batería se encuentra integrada en un sistema. Consiste en calcular la integral de la corriente respecto del tiempo [62]. La principal ventaja radica en su simplicidad, mientras que en contra juega el factor de que el sistema de medida ha de estar siempre funcionando y no tolera reinicios.

Método de espectroscopia de impedancias. Es el más utilizado actualmente ya que permite independizar el sistema de medida, en alterna, del sistema donde se encuentra la batería, en continua [63-65]. Presenta como principal dificultad la elevada precisión requerida en la medida de la impedancia. Existen tres variantes: medida directa a frecuencia constante, medida directa a frecuencia variable y medida indirecta.

La *medida directa a frecuencia constante* consiste en fijar una determinada frecuencia de trabajo y realizar una medida, ya sea a 4 hilos o por divisor de corriente [66], de la

impedancia interna de la batería [67]. Esta técnica tiene el inconveniente de referenciar todos los cálculos a una frecuencia, apareciendo un problema en caso de que exista una interferencia a dicha frecuencia.

La *medida directa a frecuencia variable* consiste en aplicar sistemáticamente la espectroscopia de impedancias [68-69]. Es decir, medir la impedancia resultante a varias frecuencias y calcular el valor de la misma. Se resuelve la problemática anterior, pero en contrapartida se complica el hardware.

La *medida indirecta* consiste en calcular la impedancia a partir de la constante de tiempo asociada a la respuesta de la batería frente a un pulso de corriente [70]. Esta solución es válida en ensayos de laboratorio, pero resulta complicada utilizarla en trabajos de campo.

Método de la respuesta al arranque en frío. Muy conocida como cold cranking, es muy utilizada por los fabricantes de baterías. Consiste en sensar la evolución de la caída de tensión debida la extracción de una corriente constante a -18°C . Ofrece una buena aproximación sobre le energía específica de la batería y normalmente se reserva para controles de calidad.

1.2.3 Supervisión y control de sistemas fotovoltaicos

El continuo crecimiento e implantación de los sistemas fotovoltaicos conlleva una evolución no solo en la tecnología empleada, sino también en los escenarios donde se aplica [71]. Si bien inicialmente los usuarios eran técnicos especializados, actualmente su perfil se desplaza cada vez más hacia usuarios sin una formación específica previa. Y, extrapolando la situación actual a un futuro a medio plazo, cuando los sistemas fotovoltaicos se comercialicen en el mercado doméstico, deberá tenerse en cuenta que los usuarios no realizaran ningún tipo de supervisión o control manual del sistema. Por todo ello, la obtención de un sistema automático de supervisión y control se hace cada vez más necesario.

Existen varios objetivos a conseguir. Por un lado, debe asegurarse la seguridad de la instalación, minimizando el riesgo de que usuarios y equipos sufran daños. Por otro, es necesario garantizar la disponibilidad de energía para el correcto funcionamiento de la

instalación. Ambos objetivos se enfrentan a la incertidumbre de las condiciones de trabajo a que se someterá la instalación. Incertidumbre tanto en el uso variable por parte del usuario, como en las condiciones climáticas en que tendrá que trabajar, como en fallos eléctricos o mecánicos en el sistema.

Así pues, se deberá llevar a cabo una supervisión continua de los dispositivos y las ordenes de los usuarios. Para ello deben considerarse las siguientes tareas: monitorización de la instalación, detección de posibles fallos, diagnóstico de los fallos detectados y control de los sistemas.

La monitorización de las instalaciones fotovoltaicas presenta unas características muy concretas [72,73]: los dispositivos se pueden encontrar ubicados a bastante distancia entre ellos, la frecuencia de muestreo precisa es muy baja (del orden de minutos), a menudo se trata de instalaciones remotas y aisladas, etc.

El principal problema en la detección y diagnóstico de fallos reside en el carácter estocástico de las variables involucradas en los análisis y a su estrecha interdependencia [74,75]. Por ejemplo, una disminución en la corriente generada por los paneles solares puede ser debida desde a una reducción de la irradiancia solar, ya que el usuario los está lavando, hasta que ha variado su polarización, por un cortocircuito de uno de los vasos de la batería. Nótese además, que es más complejo determinar las causas que provocan un fallo que la propia detección de este.

Actualmente, las principales técnicas de detección y diagnóstico de fallos se basan en el reconocimiento de patrones. El sistema responsable de la tarea coteja los datos procedentes de la monitorización con un patrón de referencia. En el momento en que detecta una divergencia significativa entre ambos lanza una alarma e intenta determinar el fallo. Existen dos fuentes de patrones: bases de datos almacenadas en memoria y programas de simulación. Las bases de datos a menudo son el resultado de la experiencia acumulada por los diseñadores del sistema. Tienen la ventaja de una fácil implementación, a costa de un limitado margen de maniobra. Los programas de simulación permiten obtener el punto de trabajo teórico del sistema [76], a cambio de un precisar un equipamiento más sofisticado.

El control debe responder a los dos objetivos marcados anteriormente. De esta forma se puede diferenciar entre el control aplicado para minimizar los fallos en el sistema y el control necesario para optimizar el rendimiento de la instalación. Respecto la

optimización del sistema, tradicionalmente las políticas de control han centrado su actuación en los generadores y las cargas del sistema. En el caso de los generadores, el control intenta conseguir la mayor cantidad posible de energía, llevando a cabo un seguimiento del punto de máxima potencia de los paneles solares [77,78]. En el caso de las cargas, se establecen unas políticas de priorización de servicios, de forma que se van desconectando las cargas según su nivel de prioridad [79,80].

1.3 Bibliografía

A continuación se detalla la bibliografía de referencia utilizada en el análisis del estado del arte de herramientas de diseño y baterías. Esta se ha ordenado siguiendo el mismo criterio que el desarrollado a lo largo del capítulo.

1.3.1 Herramientas de diseño

- [1] T. Markvart and L. Castañer, *"Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications"*, Elsevier, 2003
- [2] L. Castañer, *"Photovoltaic Engineering in Solar electricity"*, Ed. By T.Markvart, John Wiley, Chichester, 1994, pp. 74-114.
- [3] Dave Turcotte, Michael Ross and Farah Sheriff, *"Photovoltaic hybrid system sizing and simulation tolls: status and needs"*, PV Horizon: Workshop on Photovoltaic Hibrid Systems, Montreal, September 10, 2001,
- [4] E.Negro *"On PV simulation tools and sizing techniques: a comparative analysis towards a reference procedure"*, Proc. Of the 13th European PV Solar Energy Conference. Nice, 1995, pp.687-690.
- [5] Roger Messenges and Jerry Ventre, *"Photovoltaic Systems engineering"*, CRC Press LLC, 2000.

Herramientas para el cálculo de viabilidad

- [6] <http://www.nrel.gov/international/tools/fate-2p.html>
- [7] <http://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/retscreen.cgi>

Herramientas de dimensionado

- [8] T.Markvart, L. Castañer and M.A.Egido, *"Sizing and reliability of stand-alone PV systems"*, Proc. Of the 12th European Photovoltaic solar Energy Conference, Amsterdam The Netherlands, 1994 pp.1722-1724.
- [9] M.A. Egido and E.Lorenzo, *"The sizing of stand alone PV-systems. A review and a proposed new method"*, Solar Energy Materials and Solar Cells, 1992, 26, pp. 51-69.
- [10] E.Lorenzo and L.Narvate, *"On the Usefulness of Stand-Alone PV Sizing Methods"*, Progress in Photovoltaics: Research and applications, 2000, Vol.8 number 4, pp. 391-409.
- [11] P.Díaz and M.A. Egido *"Sizing PV Pumping systems method based on loss of load probability"*, Proc. of the 2ond World Conference and exhibition on Photovoltaic Solar Energy conversion, July 1998, Vienna, Austria. pp.3246-3249.

- [12] O.C.Vilela and N.Fraidenraich, "A Methodology for the design of photovoltaic water supply systems", Progress in Photovoltaics: Research and applications, pp.349-361, Vol.9,no.5, June 2001.
- [13] J.C. Hernández, P.G.Vidal and G. Almonacid "Modelling of the optimal size of a PV generator on a grid-connected building". Proc. of the 20nd World Conference and exhibition on Photovoltaic Solar Energy conversion, July 1998, Vienna, Austria. pp.2640-2643.
- [14] <http://www.heliotechnology.com/design.asp>
- [15] <http://www.bpsolar.com/>
- [16] <http://analysis.nrel.gov/homer/>
- [17] <http://www.edrc.uct.ac.za/hybrid-designer/>
- [18] <http://www.orionenergy.com/Nsol/nsolhome.html>
- [19] <http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-a/pvcad/pvcad12setup.exe>
- [20] http://rredc.nrel.gov/solar/codes_algs/PVWATTS/

Herramientas de simulación

- [21] <http://www.pvsyst.com/>
- [22] <http://emsolar.ee.tu-berlin.de/>
- [23] V. Quaschnig, R. Hanitsch, M. Zehner and G.Becker, " PV simulation and calculation in the internet- the ILSE toolbook", 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp. 2497-2500, Glasgow, May 2000.
- [24] http://www.ici.ro/ici/expoeng/prodici/prod_01_11/pag_ash0.htm
- [25] <http://www.nrel.gov/international/tools/hybrid2.html>
- [26] <http://wwwphys.murdoch.edu.au/>
- [27] <http://www.chem.uu.nl/nws/www/research/e&e/somes/somes.htm>
- [28] <http://www.mauisolarsoftware.com/>
- [29] <http://www.valentin.de./english/startseite-e.htm>
- [30] <http://ewis.fh-konstanz.de/solsim.htm>
- [31] C.Schaffrin and I.Knoblich, " SolSim- A software tool for simulation of solar hibrid Systems ", 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp. 2440-2444, Glasgow, May 2000.

Herramientas genéricas con arquitectura abierta

- [32] <http://www.mathworks.com/>
- [33] <http://www.pspice.com/>
- [34] L.Castañer and S.Silvestre, "Modelling photovoltaic systems using Pspice", Ed. Wiley, 2002.
- [35] A.Moreno, J.Julve, S.Silvestre and L.Castañer, "SPICE Macromodeling of Photovoltaic Systems". Progress in Photovoltaics: Research and applications, pp.293-306, Vol.8,no.3, June 2000.
- [36] L.Castañer, D.Carles, R.Aloy and S. Silvestre, "SPICE simulation of PV systems", Proc. of the Thirteenth European Photovoltaic Solar Energy conference and Exhibition, pp. 950-952. Nice, France October 1995.

- [37] A. Moreno, S. Silvestre, J. Julve and L. Castañer, "Detailed simulation methodology for PV Systems", Proc. of the 2nd IEEE World Conference and Exhibition on Photovoltaic Energy Conversion, pp 3215-3218. Vienna, Austria, 6-10 July 1998.
- [38] L. Castañer, D. Carles, R. Aloy and S. Silvestre, "SPICE simulation of PV systems", Proc. of the Thirteenth European Photovoltaic Solar Energy conference and Exhibition, pp. 950-952. Nice, France October 1995.
- [39] <http://www.trnsys.com/>

1.3.2 Modelado de baterías

Modelado a partir de las reacciones químicas

- [40] Tobis Seng, Dirk Uwe Sauer, "Detailed Modelling of Lead Acid Batteries Under Solar typical Operation Conditions", Eurosun'96, Freiburg, pp. 879-884, 1996
- [41] Dawn M. Bernardi and Michael K. Carpenter, "A mathematical Model of the Oxygen-Recombination Lead-Acid Cell", Journal of the Electrochemical Society, Vol. 142, N° 8, , pp. 2631-2642, August 1995
- [42] Dawn M. Bernardi, Hiram Gu, Andrew Y. Schoene, "Two-dimensional Mathematical Model of a Lead-Acid Cell", Journal of the Electrochemical Society, Vol 140, N° 8, , pp. 2250-2258, August 1993
- [43] John N. Harb and Rodney M. LaFollette, "Mathematical Model of the Discharge Behavior of a Spirally Wound Lead-Acid Cell", Journal of the Electrochemical Society, 146 (3), , pp. 809-818, 1999
- [44] John N. Harb, Rodney M. LaFollette, "Predictions of the thermal behavior of a spirally-wound lead-acid battery cell", 33rd Intersociety Engineering Conference, Colorado Springs, pp. , August 1998
- [45] Per Ekdunge, "A simplified Model of the lead/acid battery", Journal of Power Sources, 46, , pp. 251-262, 1993
- [46] Hiram Gu, T. V. Nguyen and R. E. White, "A mathematical Model of a Lead-Acid Cell", Journal of Electrochemical Society, Vol. 134, N° 12, , pp. 2953-2960, December 1987
- [47] T. V. Nguyen and R.E. White, "A mathematical model of a hermetically sealed lead-acid cell", Electrochimica Acta, Vol. 38, N° 7, , pp. 935-945, 1993

Modelado a partir de un circuito eléctrico equivalente en continua

- [48] J.B. Copetti, E. Lorenzo and F. Chenlo, "A general battery model for PV system simulation", Progress in photovoltaics: research and applications, Vol. 1, , pp. 283-292, 1993
- [49] J.B. Copetti, F. Chenlo and E. Lorenzo, "Comparison between charge and discharge models and real data for PV applications" 11th European PV Solar Energy Conference, Harwood Academic Publishers, Montreux, Switzerland, 12-16 October 1992, pp.1131-1134.

- [50] J.B. Copetti and F.Chenlo, "*Internal resistance characterization of lead-acid batteries for PV rates*", 11th European PV Solar Energy Conference, Harwood Academic Publishers, Montreux, Switzerland, 12-16 October 1992, pp.1116-1119.

Modelado a partir de un circuito eléctrico equivalente en alterna

- [51] Massimo Ceraolo, "*New dynamical Models of Lead-Acid Batteries*", IEEE transactions on power systems, Vol. 15, N° 4, , pp. , November 2000
- [52] Ziyad M. Salameh, Margaret A. Casacca, William A. Lynch, "*A Mathematical Model for Lead-Acid Batteries*", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 7, N° 1, , pp. 93-97, March 1992
- [53] Z.M.Salameh, M.A.Cassacca and W.A.Lynch, "*A mathematical model for lead-acid batteries*", IEEE transactions on energy conversion, vol. 7, n0.1,march 1992, pp. 93-97.

Modelado a partir de una descripción funcional

- [54] Ch. Ehret, S. Piller, W. Schroer, A. Jossen, "*State-of-Charge determination for lead-acid batteries in PV-applications*", 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Glasgow, UK, pp. 2486-2488, May 2001
- [55] Alvin J. Salkind, Craig Fennie, Pritpal Singh, Terril Atwater, David E. Reisner, "*Determination of state-of-charge and state-of-health of batteries by fuzzy logic methodology*", Journal of Power Sources 80, pp. 293-300, 1999
- [56] S. Piller, R. Hanitsch, "*Stimation of battery ageing in hybrid energy supply systems - a fuzzy approach -*", 14th European Photovoltaic solar Energy Conference, Barcelona, pp. 2265-2268, July 1997

Situaciones de medida

- [57] J. Garche, A. Jossen, H. Döring, "*The influence of different operating conditions, especially over-discharge, on the lifetime and performance of lead/acid batteries for photovoltaic systems*", Journal of Power Sources, 67, , pp. 201-212, 1997

Métodos de medida

- [58] Liu, Guang Lin, "*The relationship between the state and concentration of electrolyte of a lead-acid battery*", Beijing Storage Battery Factory, nº1, 1991
- [59] C. Schmitz, M. Rothert, B. Willer, R. Knorr, "*State of charge and State of health determination for lead-acid batteries in PV power supply systems*", 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna, pp. 2157-2160, July 1998
- [60] F. Fabero, N.Vela, M. Alonso-Abella, J. Cuenca y F. Chenlo, "*Validation of a Theoretical model for different PV batteries*", 14th European Photovoltaic solar Energy Conference, Barcelona, pp. , July 1997

- [61] Rosolem, M.; Beck, R.F.; Ribeiro, M.G., Jr., "Evaluation tools for batteries employed in outdoor cabinets. An experience of a Brazilian telecom company", Telecommunications Energy Conference, 2000. INTELEC. Twenty-second International, pp. 479 -483, 2000
- [62] Shinji Ishizuka and Toshio Matsushima, "Equipment for the calculation of battery remaining discharge time in telecommunications systems", Services & Systems, NTT review Vol 3nº4, pp. 89-974, July 1991
- [63] Kniveton, M.; Harrison, A.I., "Impedance/conductance measurements as an aid to determining replacement strategies", Telecommunications Energy Conference, 1998. INTELEC. Twentieth International, pp. 297 -301, 1999
- [64] Langan, P.E., "The art of impedance testing", Cement Industry Technical Conference, 1999. Conference Record. 1999 IEEE-IAS/PCA, pp. 121 -129, 1999
- [65] Kurisawa, I.; Iwata, M., "Internal resistance and deterioration of VRLA battery-analysis of internal resistance obtained by direct current measurement and its application to VRLA battery monitoring technique", Telecommunications Energy Conference, 1997. INTELEC 97., 19th International , pp. 687 -694, 1997
- [66] Kozłowski, J.D., "A novel online measurement technique for AC impedance of batteries and other electrochemical systems", The Sixteenth Annual Battery Conference, Applications and Advances, pp. 257 -262, 2001
- [67] S. L. DeBardelaben, "A look at the impedance of a cell", 10th International Telecommunication Energy Conference INTELEC 88, pp. 394-397, 1988
- [68] Shalini Rodrigues, N. Munichandraiah, A. K. Shukla, "A review of state-of-charge indication of batteries by means of a.c. Impedance measurements", Journal of Power Sources 87, pp. 12-20, 2000
- [69] Champlin, K.S.; Bertness, K., "Discrete frequency immittance spectroscopy (DFIS/sup TM) - A new technique for battery instrumentation", The Sixteenth Annual Battery Conference on Applications and Advances, pp. 111 -116, 2001
- [70] Langan, P.E., "Battery cell analysis via changes in the slope of the "as-found" data to identify marginal capacity cells", Telecommunications Energy Conference, 2000. INTELEC. Twenty-second International , pp. 356 -360, 2000

1.3.3 Supervisión y control de sistemas fotovoltaicos

- [71] R. Kaiser, A. Armbruster, G. Bopp, M. Rehm, J. Zuckschwerdt, "Control Strategies for Photovoltaic Systems", Eurosun'96, Freiburg, pp. 732-738, 1996
- [72] Begovic, M.; Ropp, M.; Rohatgi, A.; Durand, S.; Rosenthal, A., "Monitoring and data acquisition for a large roof-mounted photovoltaic array", Southeastcon '97. Engineering new New Century., Proceedings. IEEE , 1997, pp. 298 -300

- [73] Johannes Brugmann, Albrecht Drefl, Frank Kohlmann, Gisbert Markert and Ingo Romey, *"Energetic and economic design and simulation of autonomous photovoltaic plants via internet"*, 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna, pp. 1997-2000, July 1998
- [74] R. Kaiser, V. Schacht, H. Laukamp, S. Seitz, P. Schweizer-Ries, *"A systematic Approach to Supervision and Fault Diagnostics of Grid-Connected PV Systems"*, 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna, pp. 2040-2044, July 1998.
- [75] J.C. Hernández and G. Almonacid, *"Development of fault detection system in PV installation"*, 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna, pp. 2131-2134, July 1998
- [76] Stellbogen, D., *"Use of PV circuit simulation for fault detection in PV array fields"*, Photovoltaic Specialists Conference, 1993., Conference Record of the Twenty Third IEEE, pp. 1302 -1307, 1993
- [77] Chung, H.S.H.; Tse, K.K.; Hui, S.Y.R.; Mok, C.M., *"A novel maximum power point tracker for PV systems"*, Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2001. APEC 2001. Sixteenth Annual IEEE , Volume: 1 , 2001, pp. 321 -327 vol.1
- [78] Mahmoud, A.M.A.; Mashaly, H.M.; Kandil, S.A.; El Khashab, H.; Nashed, M.N.F., *"Fuzzy logic implementation for photovoltaic maximum power tracking"*, Robot and Human Interactive Communication, 2000. RO-MAN 2000. Proceedings. 9th IEEE International Workshop on , 2000, pp. 155 -160
- [79] A. Moreno, J. Julve, S. Silvestre and L. Casteñer, *"A new load dispatch strategy for stand alone PV systems"*, 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Glasgow, UK, pp. 2606-2607, May 2001
- [80] Li, S.; Tomsovic, K.; Hiyama, T., *"Load following functions using distributed energy resources"*, Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE , Volume: 3 , 2000, pp. 1756 -1761 vol. 3

2 Dispositivos

En este capítulo se presentan los modelos de los dispositivos contemplados en los trabajos realizados sobre sistemas fotovoltaicos: baterías, paneles solares, reguladores de carga, inversores, convertidores continua-continua, controlador para conexión a red eléctrica externa y resistencias de pérdidas. Estos modelos son la base de los trabajos expuestos en la presente tesis doctoral.

En primer lugar se formula la base teórica sobre la cual se desarrollan los modelos de cada elemento. Se ha tomado como premisa de partida formular un único modelo para cada dispositivo, planteándolo de la forma más general posible. Este planteamiento se soporta en la utilización posterior del método de extracción de parámetros, descrito en el capítulo 4, para ajustar automáticamente los parámetros internos del modelo. De esta forma, se consigue disponer de un modelo genérico, que puede ser ajustado para representar fielmente la dinámica del dispositivo real bajo estudio.

El análisis de cada uno de los dispositivos se completa con los detalles específicos de su programación mediante Matlab/Simulink. Finalmente, se contrastan los resultados obtenidos mediante la modelización con medidas reales, llevadas a cabo en el laboratorio de sistemas fotovoltaicos, para determinar la precisión conseguida.

2.1 Modelo de batería

2.1.1 Introducción

A pesar de ser un elemento ampliamente utilizado en gran número de aplicaciones comerciales, las baterías continúan siendo uno de los elementos más difíciles de controlar dentro de los sistemas. El comportamiento de las reacciones electroquímicas que se dan lugar dentro de la batería esconde una gran complejidad. El problema en la simulación de las baterías de plomo-ácido mediante circuitos eléctricos equivalentes ha sido ampliamente descrito en numerosos artículos [1-17]. En ellos pueden encontrarse varios modelos, con diferente nivel de complejidad. Algunos modelos presentan un buen compromiso entre complejidad y precisión, pero la problemática en el modelado de las baterías en aplicaciones fotovoltaicas no ha sido resuelta satisfactoriamente todavía. Una de las causas reside en la propia concepción de los modelos, mediante ensayos de carga y descarga a corriente constante. Dichos ensayos no han contemplado el comportamiento dinámico que las baterías presentan en condiciones reales dentro de los sistemas fotovoltaicos.

A continuación se presenta el modelo desarrollado para simular el comportamiento de las baterías bajo condiciones reales de trabajo en instalaciones fotovoltaicas [58-60]. El punto de partida se encuentra en el modelo eléctrico propuesto por J.B. Copetti [1-3] en 1993. El modelo de Copetti considera el comportamiento de la batería como una secuencia de estados permanentes, despreciando los efectos transitorios y tomando corrientes y temperaturas constantes. Por ello, en condiciones de funcionamiento dinámico aparecen un conjunto de discontinuidades numéricas en las transiciones entre los estados permanentes. Dicho modelo se amplía resolviendo los problemas en régimen dinámico introduciendo el nuevo concepto de estado de energía, LOE o *Level Of Energy*.

Se modelarán seguidamente los efectos no ideales, englobados en el concepto de estado de salud, SOH (*State Of Health*). Así como la asociación de varias baterías en agrupaciones serie-paralelo. Se detallará a continuación la problemática relacionada con la programación del modelo. Y, finalmente, se presentará un banco de ejemplos de

aplicación llevados a cabo con el fin de demostrar la bondad del modelo que se presenta.

2.1.2 Modelo teórico

En una primera aproximación eléctrica, la batería se puede considerar como una fuente de tensión real, tal como se muestra en la figura 2.1.2-1 y se rige por la ecuación 2.1.2-1. Consiste en una fuente de tensión, V_g , y una resistencia, R_g , que incorporan las principales variables del sistema: el estado de carga de la batería, SOC, la corriente que circula a través de ella, I , y la temperatura de trabajo, T .

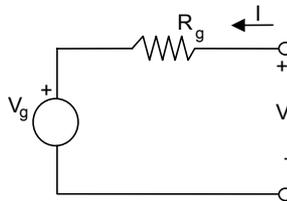


Figura 2.1.2-1. Modelo eléctrico básico

La fuente de tensión, V_g , representa la tensión en circuito abierto entre terminales. Esta tensión es debida a la energía almacenada en la batería mediante reacciones químicas internas. Evidentemente, este término es directamente proporcional al estado de carga, SOC, de la batería [18-19].

$$\begin{cases} V_g = f(SOC) \\ R_g = f(I, SOC, T) \end{cases} \quad (\text{Ecuación 2.1.2-1})$$

Por otro lado, R_g , representa la resistencia interna que la batería opone al flujo de energía, en otras palabras, las pérdidas. Este término incluye los efectos debidos al punto de trabajo (corriente, temperatura y estado de carga) y al estado de salud de la misma. Una batería dañada presenta un elevado valor de resistencia, independientemente de su punto de trabajo. La resistencia es inversamente proporcional al estado de carga: así pues, a medida que la batería se va descargando, la resistencia interna va aumentando. Como puede observarse, todos los efectos físicos se han trasladado al dominio eléctrico, modelándose en él.

El estado de carga debe tomarse como un indicador de la energía eléctrica almacenada en la batería. El rango de valores aplicable es: $0 \leq \text{SOC} \leq 1$. Las ecuaciones 2.1.2-2, 2.1.2-3 y 2.1.2-4 describen el comportamiento de este indicador. Los términos involucrados son: $C(t)$, la capacidad de la batería en Amperios-hora [20], η_c , la eficiencia de carga e $I(t)$, la corriente que circula a través de ella en Amperios. Además, C_{nominal} es la capacidad nominal estimada (en Amperios-hora), C_{t_coef} , A_{cap} y B_{cap} son parámetros del modelo, ΔT es la variación de temperatura respecto a la temperatura de referencia de 25°C, I_{nominal} es la corriente de descarga correspondiente a la capacidad nominal C_{nominal} , n es el número de horas y α, β son los coeficientes dependientes de la temperatura.

$$\text{SOC}(t_i) \equiv \frac{1}{C(t_i)} \int_{-\infty}^{t_i} \eta_c(t) \cdot I(t) \cdot dt \quad (\text{Ecuación 2.1.2-2})$$

$$C(t) = \frac{C_{\text{no\,minal}} \cdot C_{t_coef}}{1 + A_{cap} \left(\frac{|I(t)|}{I_{\text{no\,minal}}} \right)^{B_{cap}}} \left(1 + \alpha_c \cdot \Delta T(t) + \beta_c \cdot \Delta T(t)^2 \right) \quad (\text{Ecuación 2.1.2-3})$$

$$I_{\text{no\,minal}} = \frac{C_{\text{no\,minal}}}{n} \quad (\text{Ecuación 2.1.2-4})$$

Cabe señalar que el SOC debe entenderse como la relación entre la energía que la batería es capaz de aceptar y la capacidad disponible en todo momento. En la ecuación 2.1.2-2, el término integral representa la energía aceptada a lo largo del tiempo en que la batería ha estado trabajando; mientras que el término externo a la integral modela la capacidad de la batería debida al entorno de trabajo, y debe evaluarse en cada instante de tiempo. Ambos términos son función del tiempo y van evolucionando continuamente. Cuando el SOC es igual a '1' significa que la batería no puede aceptar más energía del sistema, ya que la energía almacenada llena completamente la capacidad disponible. Cuando el SOC es igual a '0' significa que la batería ya no tiene energía en su interior para proporcionar al sistema.

Esta definición de estado de carga a menudo puede llevar a cierto grado de confusión cuando la batería se satura, es decir, cuando el SOC tiende a 1. Esto es debido a que no necesariamente tiene por que estar al 100% de energía, respecto su capacidad nominal, ya que la capacidad de la batería se definió inversamente proporcional a la corriente de carga en cada instante. Así pues, a medida que se incrementa la corriente, la capacidad

de la batería disminuye y el SOC se incrementa, tanto por el efecto de la nueva carga almacenada como por la reducción de la capacidad disponible. Para resolver esta confusión se propone un nuevo indicador mucho más intuitivo para aplicaciones fotovoltaicas: el nivel de energía o LOE (*Level Of Energy*) [58]. Este indicador proporciona una referencia de la cantidad de energía disponible en la batería respecto las condiciones normales de trabajo.

$$LOE(t_i) \equiv \frac{1}{C_n} \int_{-\infty}^{t_i} \eta_c(t) \cdot I(t) \cdot dt \quad (\text{Ecuación 2.1.2-5})$$

$$C_n = \max(C) \Big|_{\substack{I=0 \\ T=[-T_1, T_2]}} \quad (\text{Ecuación 2.1.2-6})$$

Las ecuaciones 2.1.2-5 y 2.1.2-6 muestran como se ha definido el nivel de energía. El LOE se calcula tomando constante la capacidad máxima de la batería en el rango de temperaturas y corrientes de trabajo, C_n . El rango de temperaturas de trabajo viene definido por T_1 y T_2 . Por simple inspección de la ecuación 2.1.2-3, se deduce que la capacidad máxima se obtendrá a T_2 . Si se toma un rango de temperaturas estándar de $[-40^\circ\text{C}, 40^\circ\text{C}]$, entonces esta temperatura será de 40°C . Análogamente, el rango de corrientes puede simplificarse al valor de corriente 0, ya que a dicha corriente se halla el mínimo en el denominador y se obtiene la capacidad máxima.

Cabe señalar que el LOE depende de las características constitutivas del dispositivo y de la carga acumulada a lo largo del tiempo. Pero no depende de las condiciones de trabajo de la batería, ni climáticas ni eléctricas. Además, el LOE representa directamente la energía almacenada en la batería (C_n es constante). Nótese que el SOC y el LOE son complementarios. Por ejemplo, una batería puede presentar en un instante de tiempo un SOC igual a 1 y un LOE diferente a 1; esto indicaría que la batería se encuentra saturada, pero solo a una fracción de su capacidad nominal.

Las expresiones descritas en los párrafos anteriores muestran que el modelo está basado en el método tradicional de recuento de cargas (Coulomb Counting) para calcular tanto el SOC como el LOE. Una vez estos parámetros se han obtenido, la evolución de la batería se determina a partir de la zona de trabajo en que se encuentra: saturación, sobrecarga, carga, transición carga/descarga, descarga, sobredescarga y agotamiento. Estas zonas

de trabajo son una ampliación del modelo propuesto por Copetti. La figura 2.1.2-2 ilustra como la tensión de la batería va evolucionando, debido a la corriente que circula a través de ella, y como se va situando en las distintas zonas de trabajo.

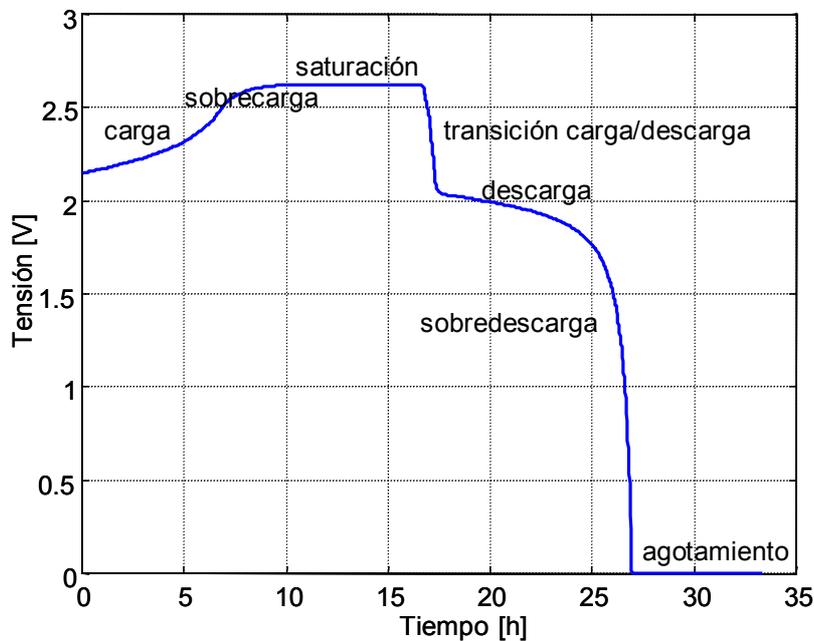


Figura 2.1.2-2. Zonas de trabajo de la batería

En la figura 2.1.2-2 pueden observarse las posibles zonas de trabajo para un vaso de 2V. A lo largo de las primeras 16 horas la corriente fluye entrando en la batería, evolucionando en las zonas de carga, sobrecarga y saturación. Finalmente, desde las 16 hasta las 27 horas la corriente fluye desde la batería hacia el sistema, situándola en las zonas de descarga, sobredescarga y agotamiento.

La tabla 2.1.2-1 describe las premisas utilizadas para determinar cada una de estas zonas de trabajo. Los parámetros clave a partir de los cuales se han formulado las premisas son: I_{bat} , la corriente que circula por la batería, V_N , la tensión nominal de batería, V_g , la tensión a la que se produce el efecto de gaseo del electrolito, V_{ec} , la máxima tensión a que puede llegar, y η_c , el factor de eficiencia de carga. Todos estos parámetros y las ecuaciones que rigen su comportamiento se describen en los siguientes párrafos.

Tensión de batería V_{bat}	Zona de trabajo	Condiciones de trabajo		
V_{sc}	Saturación	$I_{bat} > 0$	$V_{bat} = V_{ec}$	$\eta_c \approx 0$
	Sobrecarga		$V_{ec} \geq V_{bat} \geq V_g$	$0 < \eta_c < 1$
V_c	Carga		$V_{bat} < V_g$	
V_{cdc}	Transición carga/descarga	$I_{bat} \approx 0$	$V_c \geq V_{bat} \geq V_{dc}$	
V_{dc}	descarga	$I_{bat} < 0$	$V_{bat} > 0.9V_N$	
	Sobredescarga		$0.9V_N \geq V_{bat} \geq 0.7V_N$	
	Agotamiento		$V_{bat} < 0.7V_N$	

Tabla 2.1.2-1. Descripción de las zonas de trabajo de la batería

Zona de descarga: En esta zona de trabajo la batería proporciona energía al sistema. Junto con la zona de carga, ambas son las mejores zonas de trabajo para la batería, ya que presentan el mejor rendimiento energético y se minimizan los daños que puedan sufrir por su funcionamiento. La evolución de la tensión de batería viene regida por la ecuación 2.1.2-7. Debe hacerse notar que la corriente siempre es tomada en valor absoluto para evitar confusiones en su signo. Puede observarse además que se utiliza el SOC y no el LOE. Este detalle refleja, por ejemplo, el hecho de que en situaciones de alta corriente se extraiga menos energía de la que realmente tiene la batería (debido a que la capacidad en esas condiciones de trabajo es menor). Los términos V_{b0dc} , K_{b0dc} , P_{1dc} , P_{2dc} , P_{3dc} , P_{4dc} , P_{5dc} y α_{rdc} son constantes. V_{b0dc} hace referencia a la tensión remanente cuando la batería se encuentra totalmente descargada. K_{b0dc} relaciona la tensión en circuito abierto de la batería con su estado de carga. P_{1dc} , P_{2dc} , P_{3dc} , P_{4dc} y P_{5dc} son coeficientes de pérdidas asociados a la resistencia interna, en función del punto de trabajo. Finalmente α_{rdc} proporciona la relación con la temperatura.

$$V_{dc}(t) = (V_{b0dc} - K_{b0dc} \cdot (I - SOC(t))) - \frac{|I(t)|}{C_{10}} \left(\frac{P_{1dc}}{1 + |I(t)|^{P_{2dc}}} + \frac{P_{3dc}}{SOC(t)^{P_{4dc}}} + P_{5dc} \right) (I - \alpha_{rdc} \Delta T(t))$$

(Ecuación 2.1.2-7)

Zona de sobredescarga: la batería entra en esta zona si se ha extraído una cantidad excesiva de energía de ella. La tensión decrece rápidamente debido a los efectos no lineales de las reacciones electroquímicas que se dan lugar en su interior, tal como se

indica en la ecuación 2.1.2-7. Esta zona es peligrosa y debe evitarse entrar en ella, desconectando la batería del sistema. Usualmente, los controladores de carga mantienen esta desconexión hasta que aparece un exceso de energía en el sistema que permita llevar a la batería a la zona de carga.

Zona de agotamiento: esta es la zona más peligrosa y puede dañar seriamente la batería. A pesar que la ecuación 2.1.2-7 continua siendo vigente, debe evitarse que numéricamente el SOC sea igual a cero, ya que en ese caso aparece una singularidad matemática en la ecuación. Cabe observar además que puede aparecer una tensión residual remanente en circuito abierto, pero que no implica que la batería pueda proporcionar más corriente.

Zona de carga: la batería se sitúa en esta zona cuando existe un excedente de energía en el sistema. Esta energía es absorbida y provoca un aumento de tensión, tal como se describe en la ecuación 2.1.2-8. Como ya se ha comentado, junto con la zona de descarga, esta debe ser la zona de trabajo óptima y un regulador de batería debería asegurarse que no las abandonasen. Se ha tenido en cuenta un factor de eficiencia de carga, $\eta_c(t)$, para reflejar el hecho que solo una fracción de la energía suministrada a la batería es asimilada realmente. La ecuación 2.1.2-9 describe la relación entre el factor de eficiencia de carga, la corriente que circula por la batería y su estado de carga.

$$V_c(t) = (V_{boc} + K_{boc} \cdot SOC(t)) + \frac{I(t)}{C_{10}} \left(\frac{P_{1c}}{1 + I(t)^{P_{2c}}} + \frac{P_{3c}}{(1 - SOC(t))^{P_{4c}}} + P_{5c} \right) (1 - \alpha_{rc} \Delta T(t)) \quad (\text{Ecuación 2.1.2-8})$$

$$\eta_c(t) = 1 - e^{-\left(\frac{\frac{a_{cmt}}{I(t) + b_{cmt}} \cdot (SOC(t) - 1)}{I_{10}} \right)} \quad (\text{Ecuación 2.1.2-9})$$

Zona de sobrecarga: cuando la batería ha almacenado suficiente cantidad de carga eléctrica, respecto su capacidad real en el punto de trabajo en que se encuentre, la asimilación de más carga eléctrica se reduce por el efecto de gaseo del electrolito. Las ecuaciones 2.1.2-10 a 2.1.2-14 describen este efecto. La ecuación 2.1.2-10 sintetiza la evolución de la tensión en sobrecarga, a partir de la tensión de gaseo, $V_g(t)$, la tensión máxima, $V_{ec}(t)$, y la constante del tiempo de sobrecarga, $\tau(t)$.

$$V_{sc}(t) = V_g(t) + (V_{ec}(t) - V_g(t)) \left(1 - e^{-\left(\frac{LOE(t)C_n - SOC_{vg}(t)C(t)}{I(t)\tau(t)} \right)} \right) \quad (\text{Ecuación 2.1.2-10})$$

$$V_g(t) = \left(A_{gas} + B_{gas} \cdot \ln \left(1 + \frac{I(t)}{C_{10}} \right) \right) (1 - \alpha_{gas} \Delta T(t)) \quad (\text{Ecuación 2.1.2-11})$$

$$V_{ec}(t) = \left(A_{fonsc} + B_{fonsc} \cdot \ln \left(1 + \frac{I(t)}{C_{10}} \right) \right) (1 - \alpha_{fc} \Delta T(t)) \quad (\text{Ecuación 2.1.2-12})$$

$$\tau(t) = \frac{A_{\tau sc}}{1 + B_{\tau sc} \cdot \left(\frac{I(t)}{C_{10}} \right)^{C_{\tau sc}}} \quad (\text{Ecuación 2.1.2-13})$$

Cabe destacar que cuando la batería se encuentra en sobrecarga no implica que la batería este completamente cargada, sólo que la capacidad disponible está completamente llena. El modelo asume que la batería entra en esta zona cuando $V_{bat} \geq V_g$, siendo V_g la tensión a la cual se produce el gaseo. Esta es una zona peligrosa debido a que uno de los efectos del gaseo es la liberación de hidrógeno a la atmósfera, con la consiguiente pérdida de masa activa y el incremento del riesgo de explosiones. Este efecto aparece aproximadamente cuando: $SOC(t) \cdot C(t) \approx 95\%$ de la carga máxima. Algunos modelos de batería consideran este valor como una constante ,incluida en las ecuaciones que gobierna la zona de sobrecarga [1]. Está aproximación, usualmente utilizada para determinar el comienzo de la sobrecarga de la batería, puede llevar al modelo a situaciones inestables. Y en el peor de los casos puede aparecer una discontinuidad en la ecuación de tensión de la batería, en la transición de las zonas de carga y sobrecarga, que los algoritmos de cálculo numérico no puedan resolver.

Para evitar esta discontinuidad entre las zonas de carga y sobrecarga, debe evitarse la consideración de que la batería llega al 95% de carga y determinar, en cambio, el comienzo de la zona de sobrecarga mediante la evaluación del comienzo de la tensión de

gaseo V_g . La ecuación 2.1.2-14 representa esta propuesta. Así pues, se entiende el parámetro SOC_{Vg} como el estado de carga correspondiente al comienzo del gaseo. La figura 2.1.2-3 muestra la evolución de este parámetro en función de la temperatura y la corriente que circula por la batería.

$$SOC_{Vg} = SOC|_{Vc=Vg} \quad (\text{Ecuación 2.1.2-14})$$

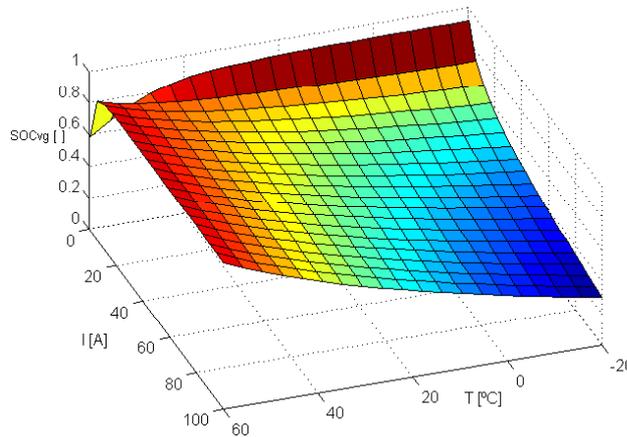


Figura 2.1.2-3. Variación del SOC a la tensión de gaseo debido a la corriente de carga y la temperatura

Saturación: la batería no puede aceptar energía indefinidamente y finalmente ya no asimila más carga. En este punto la batería presenta su máxima tensión. Debe hacerse notar que ambas ecuaciones 2.1.2-12 y 2.1.2-13 convergen a esta tensión máxima. La batería se encuentra, además, en una zona peligrosa y puede sufrir daños permanentes. Por ello el regulador de batería debería desconectarla de los paneles solares y permitir su descarga a través de las cargas conectadas.

Transiciones entre las zonas de carga y descarga: cuando la corriente que fluye a través de la batería, en funcionamiento dinámico, fuerza la transición entre las zonas de carga y descarga las ecuaciones de tensión de ambas zonas pueden introducir una singularidad numérica: $V_c|_{I=0} \neq V_{dc}|_{I=0}$. Este problema puede llevar a los algoritmos de cálculo numérico a situaciones que provoquen un fallo general en el sistema. Se trata de un problema generalizado en la mayor parte de los modelos analizados ya que se trata

de modelos estáticos. La discontinuidad en este punto tiene una solución simple: permitir una evolución lineal entre ambas zonas de trabajo. Para ello, se define un umbral de corriente, $|I_\delta|$, que delimitará la zona de linealización del modelo. Cuando $|I| \geq |I_\delta|$ la tensión de batería se calculará aplicando las ecuaciones correspondientes a su zona de trabajo. En el caso que la corriente sea menor al umbral definido, $|I| < |I_\delta|$, la tensión vendrá gobernada por una nueva ecuación, 2.1.2-15. Donde V_c y V_{dc} son las tensiones en el umbral de corriente.

$$V_{cdc} = \frac{V_{c|I_\delta} - V_{dc|I_\delta}}{2I_\delta} I + \frac{V_{c|I_\delta} + V_{dc|I_\delta}}{2} \quad (\text{Ecuación 2.1.2-15})$$

Parámetros de las ecuaciones: hasta el momento se han descrito las ecuaciones del modelo de batería en función de parámetros.

$C_{\text{nominal}} = 550 \text{ Ah}$	$P1_{dc} = 4\text{VAh}$	$P1_c = 6\text{VAh}$	$\alpha_{rdc} = 0.007^\circ\text{C}^{-1}$
$n = 10\text{h}$	$P2_{dc} = 1.3$	$P2_c = 0.86$	$\alpha_{rc} = 0.025^\circ\text{C}^{-1}$
$C_{t_coef} = 1.67$	$P3_{dc} = 0.27\text{Vh}$	$P3_c = 0.48\text{Vh}$	$A_{\text{fonsc}} = 2.45\text{V}$
$\alpha_C = 0.005^\circ\text{C}^{-1}$	$P4_{dc} = 1.5$	$P4_c = 1.2$	$B_{\text{fonsc}} = 2.011\text{Vh}$
$\beta_C = 0^\circ\text{C}^{-2}$	$P5_{dc} = 0.02\text{Vh}$	$P5_c = 0.036\text{Vh}$	$A_{\text{tsc}} = 17.3\text{h}$
$A_{cap} = 0.67$	$a_{cmt} = 20.73$	$A_{gas} = 2.24\text{V}$	$B_{\text{tsc}} = 852\text{h}$
$B_{cap} = 0.9$	$b_{cmt} = 0.55$	$B_{gas} = 1.970\text{Vh}$	$C_{\text{tsc}} = 1.67$
$V_{\text{bodc}} = 2.085\text{V}$	$V_{\text{boc}} = 2\text{V}$	$\alpha_{gas} = 0.002^\circ\text{C}^{-1}$	
$K_{\text{bodc}} = 0.12\text{V}$	$K_{\text{boc}} = 0.16\text{V}$	$\alpha_{fc} = 0.002^\circ\text{C}^{-1}$	

Tabla 2.1.2-2. Parámetros nominales del modelo de batería

La tabla 2.1.2-2 muestra los valores nominales para una batería de 2V nominales. Estos parámetros están basados en el modelo de Copetti [1-3]. Se ha optado por presentar los valores en un apartado específico debido a la utilización del método de extracción automática de parámetros. Mediante el método que se describe en el capítulo 3 se podrán recalculan estos valores a un conjunto que represente más fielmente la respuesta de la batería a modelar.

Estado de salud de la batería: debido a efectos electroquímicos, como la corrosión, la sulfatación o la pérdida de agua, a lo largo de la vida de la batería los elementos internos que la constituyen pueden sufrir daños, variando los parámetros que la describen. Por ello es necesario añadir un indicador que muestre el estado de salud de la batería, el SOH (*State Of Health*) [21]. Para poder realizar una aproximación realista al comportamiento de la batería en periodos largos de tiempo es necesario tener en cuenta dos factores: la temperatura y el punto de trabajo en que se encuentra. El estado de salud se refleja en el modelo mediante la inclusión de efectos producidos por estos daños: la reducción de la capacidad de la batería y la presencia de una corriente de auto-descarga.

Así pues el estado de salud se define como el resultado de contemplar el efecto de la temperatura y de la zona de trabajo, como muestra la ecuación 2.1.2-16. Donde η_T (s^{-1}) y η_{wz} (s^{-1}) son el coeficiente de salud de temperatura y el coeficiente de salud de la zona de trabajo respectivamente. A una batería en perfectas condiciones de funcionamiento le correspondería un SOH=1. Mientras que a una batería completamente dañada le correspondería un SOH=0,

$$SOH(t_i) = 1 - \int_{-\infty}^{t_i} (\eta_T + \eta_{wz}) \partial t \quad (\text{Ecuación 2.1.2-16})$$

La temperatura es un factor muy importante en la vida de la batería. Una aproximación típica es considerar que por cada 10°C que aumenta la temperatura, la vida de la batería se reduce a la mitad. Teniendo en cuenta este concepto, se define el coeficiente de salud de temperatura en la ecuación 2.1.2-17. Donde la referencia de temperatura, T_{ref} , es de 10°C y tanto α_T ($^{\circ}C^{-1}s^{-1}$) como β_T (s^{-1}) son coeficientes dependientes de la temperatura. El factor de corrección β_T se ha añadido para poder tener en cuenta efectos adicionales como la de adición de aditivos anticongelantes, etc.

$$\eta_T = \alpha_T |T - T_{ref}| + \beta_T \quad (\text{Ecuación 2.1.2-17})$$

Como ya se ha descrito anteriormente, es deseable que la batería trabaje siempre en las zonas de carga y descarga. Pero inevitablemente puede pasar a zonas peligrosas de

sobrecarga o profunda sobredescarga. En estas situaciones la batería puede sufrir graves daños, en función de la duración y la profundidad de descarga. Es por ello que se define el coeficiente de salud de la zona de trabajo, η_{wz} , en la tabla 2.1.2-3. Este coeficiente esta basado en la tabla 2.1.2-1, en experimentos empíricos con baterías y en la información que proporcionan los fabricantes de baterías.

Zona de trabajo	$\eta_{wz} (s^{-1})$
Saturación y agotamiento	5.5e-6
Sobrecarga y sobre descarga	5.5e-7
Carga y descarga	2.7e-7

Tabla 2.1.2-3. Valores de η_{wz} en función de la zona de trabajo

La anterior tabla pone de manifiesto la repercusión de la zona de trabajo en la salud de la batería. Mientras que en las zonas de carga y descarga η_{wz} se sitúa en su valor mínimo, al pasar a sobrecarga o sobredescarga el daño se duplica, incrementándose hasta en un orden de magnitud en saturación o agotamiento.

Capacidad efectiva de la batería: debido a los efectos de salud se propone una aproximación lineal para determinar la reducción de la capacidad que sufrirá la batería. El criterio que se tiene en cuenta consiste en que la capacidad puede disminuir al 25% de su valor nominal cuando la batería está completamente dañada, tal como se expresa en la ecuación 2.1.2-18. Donde se ha definido el coeficiente de reducción de la capacidad η_{C10} .

$$\eta_{C10} = 0.75 \cdot SOH + 0.25 \quad (\text{Ecuación 2.1.2-18})$$

Para incluir el efecto de la reducción de la capacidad de la batería en el modelo propuesto, el coeficiente η_{C10} debe incluirse en la ecuación 2.1.2-3, tal como se muestra en la ecuación 2.1.2-19.

$$C(t) = \frac{C_{no\ min\ al} \cdot Ct_{-coef} \cdot \eta_{C10}}{1 + A_{cap} \left(\frac{|I(t)|}{I_{no\ min\ al}} \right)^{B_{cap}}} \left(1 + \alpha_C \cdot \Delta T(t) + \beta_C \cdot \Delta T(t)^2 \right) \quad (\text{Ecuación 2.1.2-19})$$

Corriente de auto-descarga: dependiendo de la cantidad de carga acumulada y del estado de salud de la batería, aparece el efecto de la auto-descarga debido a corrientes parásitas. Esta corriente de auto-descarga se modela mediante las ecuaciones 2.1.2-20 y 2.1.2-21. Donde η_q es el coeficiente de corriente de auto-descarga, calculado mediante la aproximación que la batería pierde de un 0,1% a un 1% de su carga diariamente en su función del estado de salud. Así pues, el modelo propuesto en la figura 2.1.2-1 debe modificarse como se muestra en la figura 2.1.2-4.

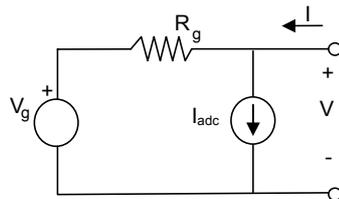


Figura 2.1.2-4. Circuito equivalente de la batería con efecto de auto-descarga

$$\eta_q = 0.01 - 0.009 \cdot SOH \quad (\text{Ecuación 2.1.2-20})$$

$$I_{adc}(t) = \eta_q \cdot Q(t) \cdot \frac{\Delta t}{24h} \quad (\text{Ecuación 2.1.2-21})$$

Asociación de elementos: si bien el modelo presentado describe la respuesta de una batería de 2V de tensión nominal, las baterías que se utilizan normalmente trabajan con valores de tensión superiores, típicamente 12V o 24V. Análogamente, la capacidad de dichas baterías presenta una gran diversidad de valores. Es por ello que a partir de un vaso estándar de 2V se recurre a agrupaciones serie-paralelo de varios vasos para conseguir tanto la tensión como la capacidad adecuadas.

La figura 2.1.2-5 muestra el esquema eléctrico de una agrupación de N_{sa} vasos en serie y N_{pa} vasos en paralelo típica. Antes de pasar a analizar el circuito deben tenerse en cuenta dos factores: en primer lugar, si todos los vasos tienen las mismas características físicas (los mismos parámetros constitutivos); en segundo lugar, si todos los vasos tienen idénticos LOE y SOH. Para un análisis eléctrico convencional, es conveniente fijar que todos los vasos sean idénticos, tanto a nivel constitutivo como de carga y salud. Para un

análisis interno exhaustivo, en cambio, puede ser interesante considerar cada vaso independientemente del resto y poder estudiar así cómo evolucionan conjuntamente.

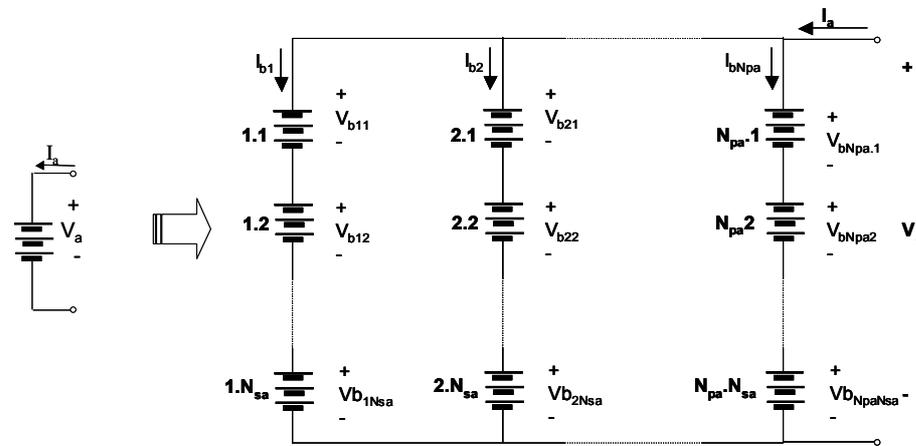


Figura 2.1.2-5. Asociación serie-paralelo de baterías

Las ecuaciones 2.1.2-22 y 2.1.2-23 rigen el comportamiento del circuito. Y en la mayoría de los casos se les aplica la condición de que todos los vasos son idénticos para simplificar el cálculo.

$$V_a = \sum_{i=1}^{N_{sa}} V_{bi} \approx N_{sa} \cdot V_b \quad (\text{Ecuación 2.1.2-22})$$

$$I_a = \sum_{i=1}^{N_{pa}} I_{bi} \approx N_{pa} \cdot I_b \quad (\text{Ecuación 2.1.2-23})$$

2.1.3 Programación del modelo

A partir del modelo matemático se han programado un conjunto de variantes mediante Matlab/Simulink. Cada una de ellas responde a un conjunto de necesidades específicas en un intento de optimizar los cálculos a realizar. Los modelos con Matlab permiten la interacción con el método de extracción automática de parámetros, a costa de un

mayor tiempo de cálculo. Los modelos en Simulink, en cambio, aprovechan la mayor potencia de los métodos de cálculo numérico disponibles y el entorno gráfico, para optimizar el tiempo de cálculo y diseño. En ambas plataformas se han programado dos versiones: una que no contempla el estado de salud de la batería y otra completa. En la plataforma Simulink se ha añadido una tercera versión que permite el estudio de la estructura de vasos interna de la batería, teniendo en cuenta los $N_{sa} \times N_{pa}$ vasos independientemente.

Los modelos programados en Matlab/Simulink toman en primer lugar los parámetros característicos de un fichero especificado por el usuario. Se ha optado por esta metodología para independizar la programación del modelo de las características de cada batería a procesar, tal como ilustra la figura 2.1.3-1.

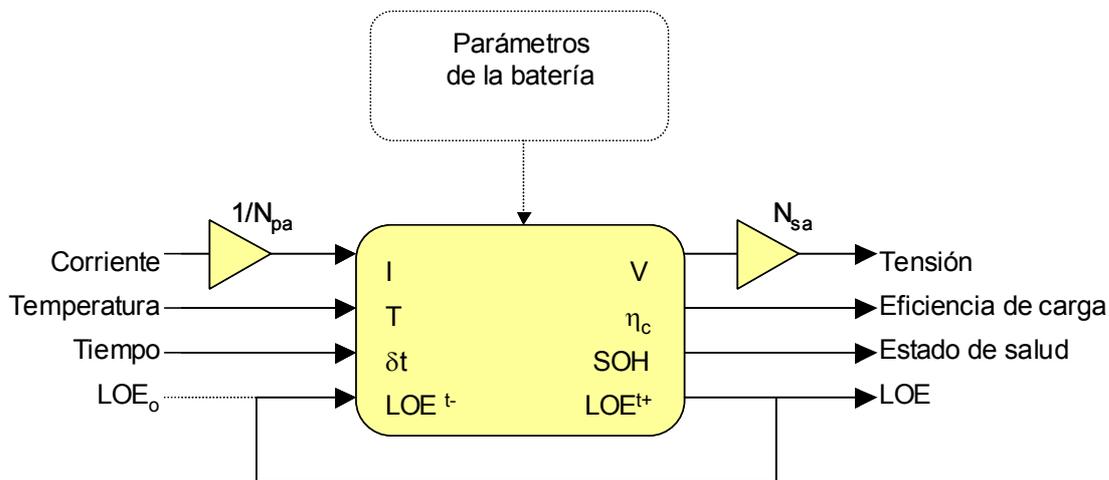


Figura 2.1.3-1. Diagrama de bloques de los modelos de baterías programadas en Matlab/Simulink

En primer lugar se analizan los datos de entrada del modelo: la corriente de entrada a la batería, la temperatura, el incremento de tiempo y el nivel de energía inicial. La corriente es ajustada con un factor $1/N_{pa}$ para simular los N_{pa} vasos en paralelo. Nótese que también se puede utilizar este recurso para simular baterías de mayor capacidad. El incremento de tiempo hace referencia al intervalo en que cada muestra es vigente. Dicho valor se utiliza para calcular los nuevos valores de LOE, SOC y SOH. En caso de que se quieran contrastar los resultados con datos experimentales, este incremento de tiempo debe coincidir con el periodo de muestreo. Cabe destacar además, que se ha optado por introducir este valor muestra a muestra para permitir reducir el número de datos a procesar; ya que en periodos donde la corriente y temperatura sean constantes, con solo una iteración, ajustando el incremento de tiempo, pueden obtenerse resultados válidos.

En último lugar, el nivel de energía inicial se utiliza solo en la primera muestra. Mientras que en todas las muestras siguientes se introducirá el LOE resultante de la muestra anterior.

A partir de los parámetros y las entradas se calculan las salidas del sistema: tensión de batería, eficiencia de carga, estado de salud y el nuevo nivel energético. El valor de la tensión se reescala, con el factor N_{sa} , para reflejar el número de vasos en serie que forman la batería. Nótese que se proporciona el factor de eficiencia de carga y no el estado de carga. La razón es que η_c complementa la información que aporta el LOE: mientras que el LOE proporciona una referencia de la cantidad de carga eléctrica almacenada, η_c informa de la cantidad de energía adicional que la batería puede asimilar. Como el estado de salud no varía significativamente en periodos cortos de tiempo, se ha optado por eliminarlo en algunas versiones y así reducir cálculos y tiempo de CPU. A pesar que estas son las salidas definidas en el modelo, todas las variables internas son accesibles por el usuario, pudiéndose obtener fácilmente información sobre la zona de trabajo de la batería, el LOE, etc.

2.1.4 Resultados experimentales

Para ilustrar la bondad del modelo se presentan dos ejemplos de aplicación significativos. El primero pretende demostrar la precisión de los resultados, contrastando una simulación con medidas empíricas. El segundo intenta resaltar las características funcionales del modelo.

Primer ejemplo: consiste en la simulación del funcionamiento de la batería a lo largo de cuatro días. Esta simulación se realiza a partir de los datos empíricos obtenidos en el proceso de monitorización de una instalación fotovoltaica del laboratorio de sistemas fotovoltaicos de la Universidad Politécnica de Cataluña en verano del 2001. La batería utilizada es una Tudor 7TSE70 (formada por 12 elementos de 2V en serie y con $C_{10}=550Ah$).

La figura 2.1.4-1 muestra la corriente que circula por la batería (a), y la temperatura de trabajo, (b). La temperatura se considera constante ya que la batería se encuentra situada dentro de un laboratorio climatizado, a temperatura aproximadamente constante. El perfil de corriente aplicado permite observar como la batería se va descargando durante la mayor parte del tiempo, cargándose mediante los paneles solares en las horas centrales día. Se han contemplado importantes variaciones de corriente que permitan observar la respuesta del modelo en régimen dinámico. A partir de estos datos de entrada y tomando como incremento de tiempo 2 minutos, se simula la respuesta en tensión y nivel de energía de la batería. El tiempo de cálculo requerido es del orden de unos 5 segundos, en un ordenador PC a 1.4MHz, con 512Mbytes de RAM. La figura 2.1.3-8 ilustra estos resultados.

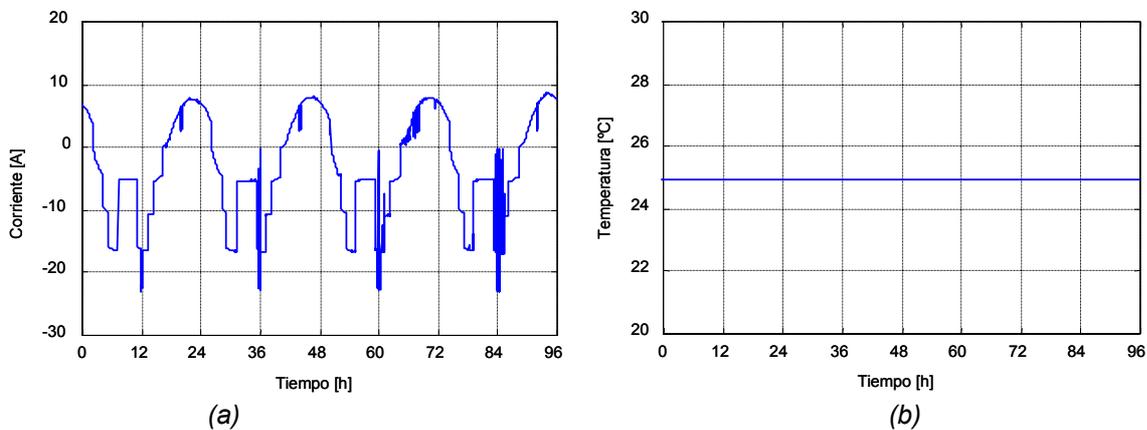


Figura 2.1.4-1. (a) Corriente que circula por la batería. (b) Temperatura de trabajo de la batería

En la gráfica 2.1.4-2(a) se puede observar como ambas curvas se ajustan con una elevada precisión. En azul aparece la curva resultante de las medidas experimentales llevadas a cabo en el laboratorio. En verde la respuesta de la batería simulada mediante el modelo descrito. Para poder cuantificar más precisamente la precisión conseguida se ha tomado como referencia el error medio, definido en la ecuación 2.1.4-1. Obteniéndose un error medio del 0.87% respecto el valor máximo de las medidas. Cabe destacar que la bondad de los resultados obtenidos, reside tanto en la formulación del modelo como en la obtención del juego de parámetros que caracterizan la batería, mediante el método de extracción de parámetros.

$$Error\ medio = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{|V_{mb} - V_{sb}|}{V_{mb}} \quad (Ecuación\ 2.1.4-1)$$

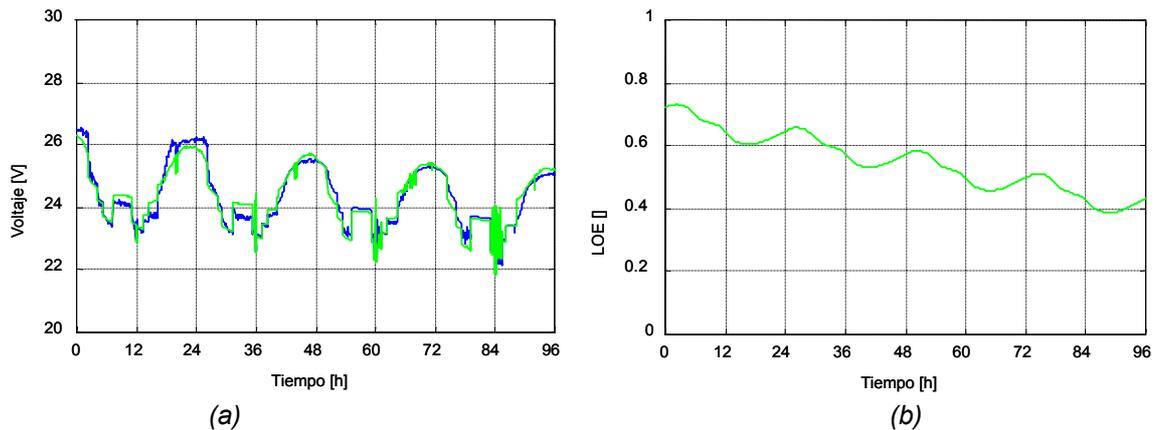


Figura 2.1.4-2. (a) Evolución de la tensión en la batería, en azul medidas empíricas y en verde resultado de la simulación. (b) Evolución del nivel de energía de la simulación

La gráfica 2.1.4-2(b) proporciona una referencia del nivel de energía de la batería. Se observa claramente como la batería se va descargando lentamente, recuperando parte de la energía en las horas de máxima irradiancia solar. No se ha contrastado con medidas experimentales debido a que no se dispone en el laboratorio de un equipo homologado que proporcione la seguridad y fiabilidad necesarias en las medidas. Se ha optado por validar las medidas de tensión y a partir de estas, mediante el método de extracción de parámetros, correlacionar ambas variables.

A partir de los resultados expuestos se ha decidido considerar que el modelo proporciona una precisión suficiente para aplicaciones fotovoltaicas. Teniendo en cuenta que la precisión de muchos equipos no supera el 1% o 2% sobre fondo de escala, es difícil determinar donde se están produciendo los errores. Con lo que exigir al modelo una mayor precisión ni se considera necesario, ni posible con el equipamiento disponible.

Segundo ejemplo: los objetivos que se pretenden conseguir son los de aclarar el planteamiento del modelo y poner de manifiesto las relaciones entre entradas y salidas. Para ello se ha tomado una batería genérica con $C_{10}=140\text{Ah}$ y los parámetros de la tabla 2.1.4-2.

En la figura 2.1.43-3 se encuentran las variables de entrada principales: la corriente y la temperatura de trabajo. Para facilitar la interpretación del modelo la corriente se ha tomado “constante” a lo largo de tres zonas: una de carga, una de transición entre carga y descarga, y finalmente otra de descarga. La temperatura se considera constante en

aquellas simulaciones que no especifiquen lo contrario. El incremento de tiempo entre muestras es de 2 minutos y se ha fijado el nivel de energía inicial al 10%.

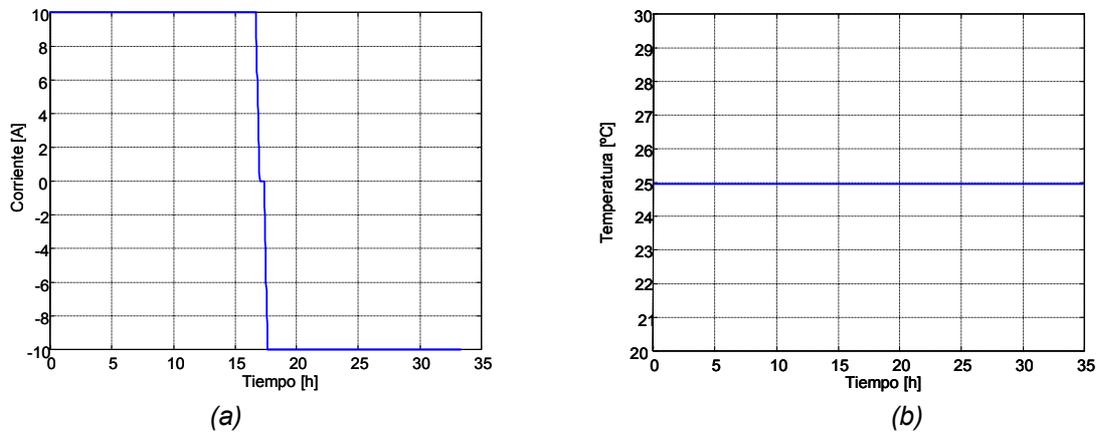


Figura 2.1.4-3. (a) Corriente que circula por la batería. (b) Temperatura de trabajo de la batería

La respuesta del modelo en tensión ya se ha presentado en la figura 2.1.2-2. En ella puede observarse la evolución del punto de trabajo de la batería a través de las distintas zonas declaradas. En la zona de agotamiento la tensión se mantiene a cero ya que se simula que el sistema intenta obtener corriente de la batería. Si se realizan medidas empíricas se observa, en cambio, que cuando la batería se desconecta del sistema, aparece una tensión residual en circuito abierto.

La figura 2.1.4-4 describe el estado energético de la batería. La gráfica 2.1.4-4(a) muestra como inicialmente la batería se va cargando hasta llegar al punto de saturación, alrededor de las 10h. Nótese que, a pesar que se encuentra saturada, esto no implica que esté cargada al 100% de su capacidad. El hecho de estar en un régimen de carga de 10A limita su capacidad de aceptación de energía. Si el régimen de carga se redujera a 1A, por ejemplo, implicaría que volvería a aceptar corriente. Análogamente, a partir de las 17h la batería empieza a descargarse.

En el proceso de descarga no se contempla ningún coeficiente de eficiencia de descarga, obteniéndose un tramo lineal hasta que la batería pierde la capacidad de proporcionar energía al sistema, a pesar que la batería todavía dispone de carga en su interior. Esta pérdida de capacidad de ceder energía al sistema es debida al régimen de descarga de 10A. Si éste se redujera a 1A, la batería podría volver a ceder parte de la carga restante.

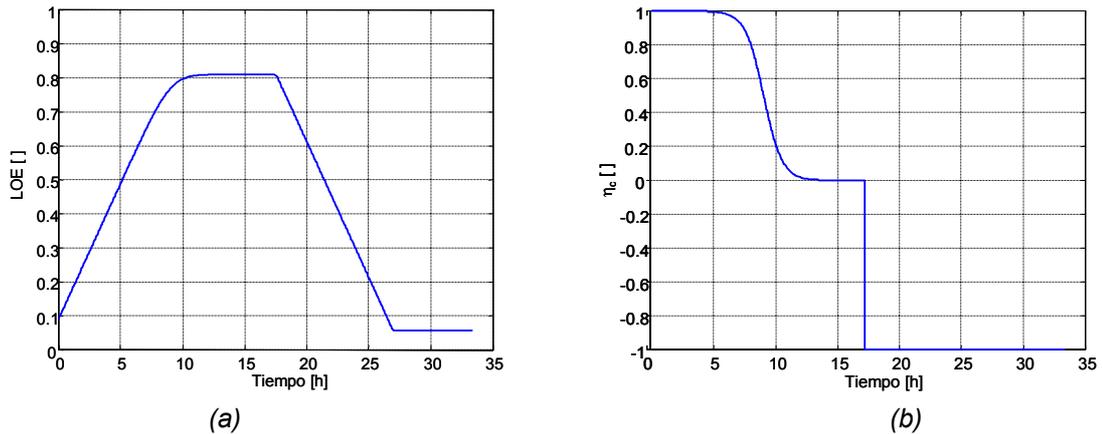


Figura 2.1.4-4. (a) Nivel de energía, LOE. (b) coeficiente de eficiencia de carga

En la gráfica 2.1.4-4(b) aparece el coeficiente de eficiencia de carga. Este coeficiente refleja la capacidad de la batería para aceptar más energía. En un primer análisis se observan dos zonas: las primeras 17h, donde el coeficiente evoluciona, y las restantes, donde el coeficiente toma el valor de -1 para indicar que no tiene sentido físico. El coeficiente se mantiene prácticamente a 1 mientras la batería se encuentra en un nivel de energía bajo, tendiendo a cero en función de la corriente de carga y la energía almacenada. En el caso que se redujera la corriente de carga, el coeficiente ajustaría su valor a la nueva situación instantáneamente. Junto con el nivel de energía, el coeficiente de eficiencia de carga permite describir perfectamente el balance energético de la batería, siendo mucho más práctico que el usual estado de carga, SOC. Ya que de esta forma se conoce tanto la carga almacenada como la capacidad para almacenar más.

El estado de carga continúa siendo un indicador muy válido y comúnmente usado, pero puede enmascarar aspectos de vital importancia que afectan a la batería y al mismo estado de carga: temperatura, corriente, daños internos, nivel del electrolito, etc. En la gráfica 2.1.4-5(a) se pretende mostrar tanto el efecto de la dependencia respecto la temperatura, como reforzar el criterio de utilización del LOE y η_c .

En la gráfica se muestran las curvas correspondientes a las temperaturas de 10°C , 20°C , 30°C , 40°C y 50°C . Igual que en el caso del LOE, el SOC muestra primero como la batería se carga y posteriormente se descarga. La influencia del coeficiente de eficiencia de carga también es evidente en la zona de carga, suavizando la entrada en saturación. Pero a diferencia del LOE, el SOC llega a su valor máximo, 1. Esto podría sugerir que la batería se encuentra completamente cargada, pero solo significa que no acepta más carga. El efecto de la temperatura se contempla a través del término de la capacidad. A

medida que la temperatura aumenta, se incrementa también la capacidad de la batería con lo que se prolonga el periodo de carga y descarga.

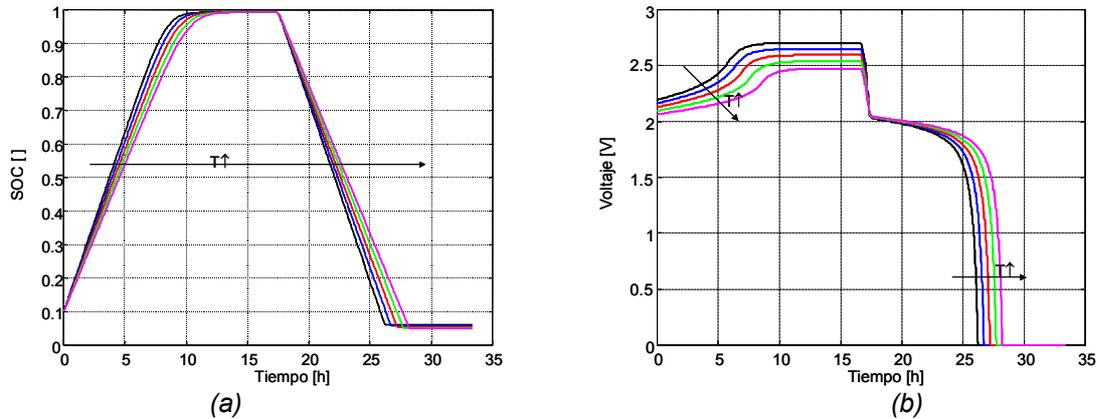


Figura 2.1.4-5. Efectos de la temperatura en el estado de carga (a) y la tensión (b)

El efecto de la temperatura evidentemente se hace notar en la tensión en bornes de la batería. En la gráfica 2.1.4-5(b) se puede observar la respuesta de la tensión al someter a la batería a las temperaturas de 10°C, 20°C, 30°C, 40°C y 50°C. La influencia de la temperatura se delata en dos tendencias. La primera se refleja en una disminución de la tensión, como efecto directo de la temperatura. La segunda se observa como una prolongación del intervalo de tiempo en que la batería se carga o descarga, como resultado de la influencia del estado de carga (e indirectamente de la temperatura).

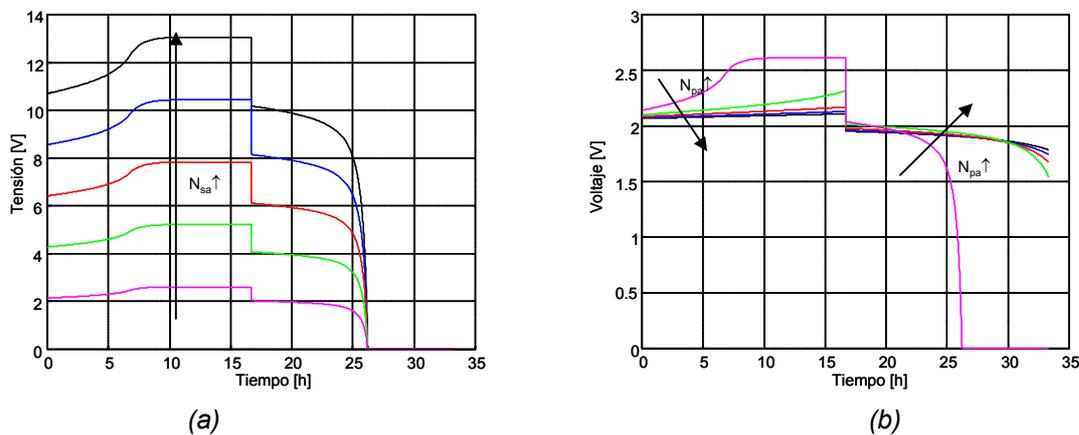


Figura 2.1.4-6. Influencia en la tensión de batería del número de vasos (a) el en serie (b) en paralelo

Como ya se describía en el modelado matemático de la batería, a partir de un vaso de 2 Voltios de tensión nominal se puede modelar cualquier batería estándar, mediante la asociación en serie y paralelo de estos vasos. Para la mayoría de las aplicaciones fotovoltaicas se pueden suponer todos los vasos idénticos, y así simplificar cálculos. La

figura 2.1.4-6 muestra los efectos en la tensión de batería de agrupar asociaciones de 1, 2, 3, 4 y 5 vasos en serie, gráfica 2.1.4-6(a), y en paralelo, 2.1.4-6(b).

Mientras que en la asociación en serie el efecto obtenido es un aumento proporcional de la tensión; en el caso de la asociación en paralelo es el de un aumento efectivo de capacidad, manteniéndose los márgenes de tensión de un solo vaso. Para aclarar este punto puede consultarse la figura 2.1.4-7, donde se muestra como afectan estas asociaciones al nivel de energía. Como en la figura anterior, se han utilizado asociaciones de 1, 2, 3, 4 y 5 vasos. La gráfica 2.1.4-7(a) pone de manifiesto que la capacidad de la batería no ha aumentado al asociar vasos en serie. Y la gráfica 2.1.4-7(b) confirma que la capacidad sí ha aumentado ya que el LOE evoluciona mucho más lentamente.

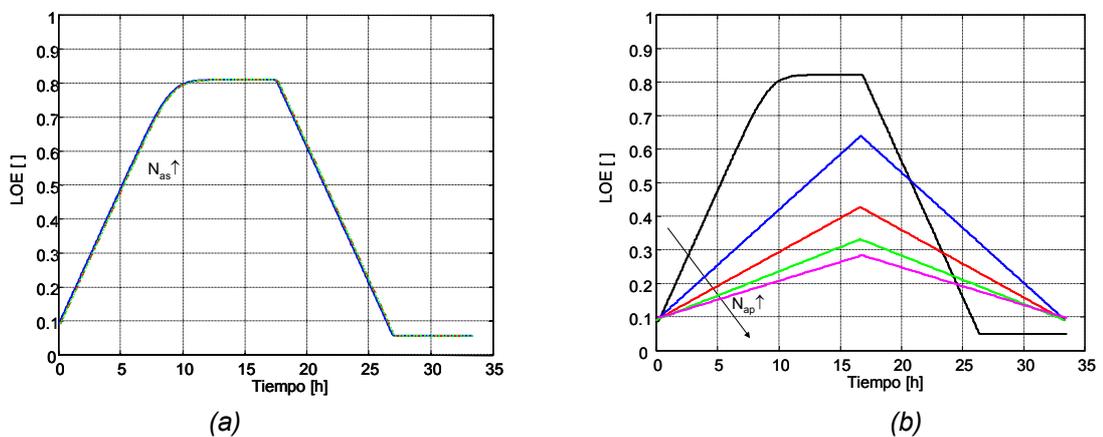


Figura 2.1.4-7. Influencia en el LOE de batería del número de vasos (a) el en serie (b) en paralelo

2.2 Modelo de panel solar

2.2.1 Introducción

El panel solar constituye la fuente de energía principal de toda instalación fotovoltaica. Es el resultado de asociar un conjunto de células fotovoltaicas en serie y paralelo, más protecciones adicionales. Para acometer su análisis, se partirá del estudio de la célula fotovoltaica, verdadero núcleo de la conversión de luz a corriente eléctrica [61-63]. Una vez presentado el circuito eléctrico que describe una célula se detallará la problemática asociada en su agrupación. Se detallará como se ha programado el modelo con Matlab/Simulink. Y, finalmente, se presentarán un conjunto de ejemplos con el fin de demostrar las funcionalidades que proporciona el modelo.

2.2.2 Modelo teórico

El panel solar es el resultado de asociar un conjunto de células fotovoltaicas en serie. A continuación se formula el modelo de una célula fotovoltaica aislada, a partir de la cual se modelará el panel solar [22-28]. La figura 2.2.2-1 muestra el circuito eléctrico equivalente básico de una célula solar, formado por una fuente de corriente dependiente de la irradiancia, I_l , un diodo real, caracterizado por una corriente de saturación I_0 y un factor de idealidad η , y dos resistencias de pérdidas, R_S y R_{SH} .

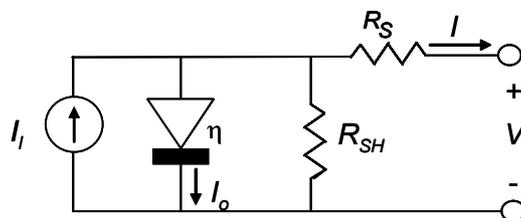


Figura 2.2.2-1. Modelo eléctrico básico de una célula solar

El comportamiento eléctrico de la célula se detalla en la ecuación 2.2.2-1. Una simple inspección de la expresión pone de manifiesto que la corriente, I , se ha definido de forma implícita respecto la tensión, V , ya que la resistencia serie, R_S , impide aislarla a un lado

de la igualdad. Este planteamiento conlleva la necesidad de utilizar métodos de cálculo numérico para la resolución de la ecuación y aumenta la complejidad de la programación. Debe hacerse notar, además, que el modelo presenta una resistencia Shunt, R_{SH} , que modela las fugas de corriente. R_{SH} suele tener un valor muy elevado y puede tomarse como hipótesis despreciar el tercer término de la ecuación.

$$I = I_l - I_0 \left(e^{\frac{V+R_S I}{\eta V_t}} - 1 \right) - \frac{V + R_S I}{R_{SH}} \quad (\text{Ecuación 2.2.2-1})$$

Los términos involucrados en la ecuación 2.2.2-1 se desarrollan en las ecuaciones 2.2.2-2 a 2.2.2-6. La corriente fotogenerada, I_l , se determina en función de las dimensiones de la célula, $Area$ en cm^2 , de la densidad de corriente de cortocircuito, J_{sc} en A/cm^2 , de la temperatura de trabajo, T en $^{\circ}C$ y un factor de temperatura $\alpha_{J_{sc}}$ en $A/^{\circ}C \cdot cm^2$, y la irradiancia que incide en ella, G en W/cm^2 . La corriente de saturación, I_0 , se obtiene a partir de la ecuación 2.2.2-3, donde V_t es la tensión térmica, en Voltios, E_g es la energía del GAP, en eV, V_{oc} , la tensión en circuito abierto, en Voltios, y T_k la temperatura en Kelvins. V_t se define en la expresión 2.2.2-4, donde K es la constante de Boltzmann y q la carga del electrón; esta expresión se particulariza, además, para el valor de temperatura de $0^{\circ}C$, V_t' . Análogamente, la expresión de la energía del GAP se desarrolla en la ecuación 2.2.2-5, donde α_{gap} y β_{gap} son coeficientes de temperatura, E_{g0} la energía del Gap a $0^{\circ}C$ y E_g' la particularización de la expresión a $0^{\circ}C$.

$$I_l = Area \left(J_{sc} \frac{G}{1000} + \alpha_{J_{sc}} \cdot (T - 27) \right) \quad (\text{Ecuación 2.2.2-2})$$

$$I_0 = \frac{J_{sc} \cdot Area \cdot T_k^3 \cdot e^{-\frac{E_g}{V_t}}}{\left(e^{\frac{V_{oc}}{\eta V_t'}} - 1 \right) \cdot 300^3 \cdot e^{-\frac{E_g'}{V_t'}}} \quad (\text{Ecuación 2.2.2-3})$$

$$V_t = \frac{KT_k}{q}, \quad V_t' = V_t \Big|_{T_k=300} \quad (\text{Ecuación 2.2.2-4})$$

$$E_g = E_{g0} - \frac{\alpha_{gap} T_k^2}{\beta_{gap} + T_k}, \quad E_g' = E_g \Big|_{T_k=300} \quad (\text{Ecuación 2.2.2-5})$$

$$T_k = T + 273 \quad (\text{Ecuación 2.2.2-6})$$

Parámetros de las ecuaciones. Los parámetros característicos que describen una célula solar dependen de la tecnología utilizada. La tabla 2.2.2-1 muestra el conjunto de valores que caracterizan las células solares de silicio que forman los paneles fotovoltaicos disponibles en la instalación del laboratorio de sistemas fotovoltaicos.

$K = 1.38E-23 \text{ J/}^\circ\text{K}$	$R_{SH} = 10K\Omega$	$\beta_{gap} = 1100^\circ\text{K}$
$q = 1.6E-19 \text{ }^\circ\text{C}$	$n = 1.18$	$J_{sc} = 28.16E-3 \text{ A/cm}^2$
$\text{Area} = 156.25 \text{ cm}^2$	$E_{go} = 1.16 \text{ eV}$	$\alpha_{Jsc} = 30E-6 \text{ A/}^\circ\text{Kcm}^2$
$R_s = 10.5E-3 \Omega$	$\alpha_{gap} = 7E-14 \text{ eV/}^\circ\text{K}$	$V_{oc} = 0.57 \text{ V}$

Tabla 2.2.2-1 Parámetros característicos

Asociación de elementos. A partir del modelo de la célula solar desarrollado, la formulación del panel solar consiste en considerar la asociación en serie y paralelo de n células fotovoltaicas. La figura 2.2.2-2 presenta la estructura de N_{sg} células en serie agrupadas en N_{pg} ramas. Las ventajas de esta agrupación son evidentes: mientras que asociar en serie N_{sg} células permite fijar la tensión nominal de trabajo del panel, la agrupación de N_{pg} ramas permite obtener la corriente de salida suficiente para las necesidades del sistema.

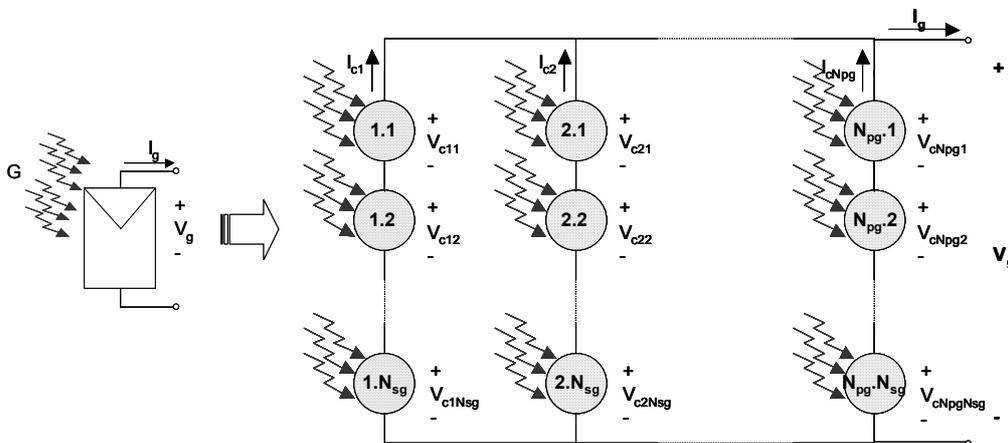


Figura 2.2.2-2 Asociación en serie y paralelo de células fotovoltaicas para formar un panel solar.

El modelo ofrece la posibilidad de concentrar un banco de paneles solares en un solo panel o modelar cada uno de ellos por separado, teniendo que asociarlos en un circuito de más alto nivel posteriormente. La elección de una opción u otra dependerá tanto de la capacidad de cálculo disponible como de la cantidad de información que se precise del sistema. Análogamente al caso de la batería, una simplificación recomendada para el

panel solar consiste en suponer que todas las células fotovoltaicas que lo forman son idénticas. Entonces se pueden aplicar las simplificaciones descritas en las ecuaciones 2.2.2-7 y 2.2.2-8 en el cálculo de la tensión y corriente.

$$V_g = \sum_{i=1}^{N_{sg}} V_{ci} \approx N_{sg} \cdot V_c \quad (\text{Ecuación 2.2.2-7})$$

$$I_g = \sum_{i=1}^{N_{pg}} I_{ci} \approx N_{pg} \cdot I_c \quad (\text{Ecuación 2.2.2-8})$$

Esta simplificación es también válida para determinar los parámetros característicos del panel: la corriente de cortocircuito y la tensión de circuito abierto, tal como se muestra en las ecuaciones 2.2.2-9 y 2.2.2-10.

$$V_{oc_g} = \sum_{i=1}^{N_{sg}} V_{oc_i} \approx N_{sg} \cdot V_{oc} \quad (\text{Ecuación 2.2.2-9})$$

$$I_{sc_g} = \sum_{i=1}^{N_{pg}} I_{sc_i} \approx N_{pg} \cdot I_{sc} \quad (\text{Ecuación 2.2.2-10})$$

Estado de salud del panel solar. El uso diario en condiciones reales de trabajo provoca un envejecimiento y deterioro desigual en las células fotovoltaicas que forman los paneles solares. Esto conduce a que el punto de trabajo de cada célula sea diferente; llegándose a la situación en que ciertas células generan una cantidad de potencia mayor que otras, menos eficientes, y que estas últimas deben disipar. La disipación de potencia en las células afectadas provoca zonas en la superficie del panel solar con una temperatura superior a la normal, pudiendo llevar a la propia destrucción del panel. Para evitar este problema suelen utilizarse diodos de paso que limitan la potencia disipable por cada célula, tal como se muestra en la figura 2.2.2-3.

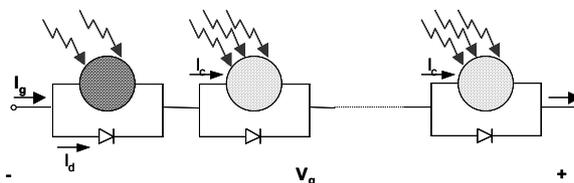


Figura 2.2.2-3. Diodos de paso para protección contra puntos calientes

En ella se observa como los diodos ofrecen un camino alternativo, I_d , a la corriente que circula por cada rama, I_g . El modelo contempla este problema mediante dos vías: en prime lugar, el parámetro N_{sg} permite simular la entrada en funcionamiento de varios

diodos, decrementando su valor en función del número de diodos activos. En segundo lugar, si no se aplica la hipótesis de que todas las células son iguales, se pueden definir tanto las características físicas como de trabajo para cada una de ellas.

Para poder evitar esta situación se puede recurrir a definir una zona de seguridad, dentro del plano tensión-corriente del panel solar, donde se garantice que una sola célula fotovoltaica puede disipar la potencia generada por el resto de las células. La ecuación 2.2.2-12 plantea la hipótesis de máxima potencia disipable por una célula solar, P_{max} , y la 2.2.2-13 formula la expresión de la zona de seguridad.

$$I_g \cdot \sum_{i=1}^{N_s-1} V_i < P_{max} \quad (\text{Ecuación 2.2.2-11})$$

$$V_g > (N_{sg} - 1) \left(V_{oc} + V_t \ln \left(I - \frac{I_g}{N_{pg} \cdot I_{sc}} \right) \right) - \frac{P_{max}}{I_g} N_{pg} \quad (\text{Ecuación 2.2.2-12})$$

Una situación parecida sucede cuando algunas ramas empiezan a absorber corriente del resto del sistema. Esto puede ser debido a un envejecimiento desigual de las células que las forman, ya descrito, o bien por una polarización incorrecta de los paneles. Este segundo caso no es tan inusual, pues en condiciones de baja o nula irradiancia, por ejemplo durante la noche, la tensión de polarización puede llevar a que las células se comporten como cargas en vez de cómo generadores.

No se debe olvidar que en el fondo las células fotovoltaicas son diodos. Una medida de seguridad habitual consiste en asociar suficientes células en serie para que la tensión en circuito abierto del panel sea superior a la tensión de trabajo del sistema. Además, siempre se incluyen diodos de corte que impiden la entrada de corriente en las ramas, tal como se ilustra en la figura 2.2.2-4. Esta protección se tiene en cuenta en el modelo mediante dos técnicas. La actuación de los diodos se simula actualizando del parámetro N_{pg} y aplicando la ecuación 2.2.2-13. El decremento de N_{pg} simula la pérdida de una de las ramas, mientras que considerar el máximo entre 0 y la propia corriente modela el efecto de permitir el paso de corriente en un único sentido.

$$I_c = \max \begin{cases} 0 \\ I_c \end{cases} \quad \text{Ecuación 2.2.2-13}$$

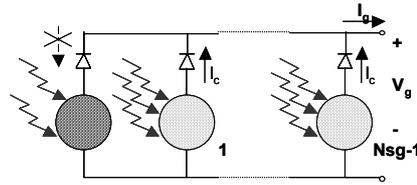


Figura 2.2.2-4. Diodos de bloqueo para protección de los paneles solares

2.2.3 Programación del modelo

Como en el caso de la batería, a partir del modelo matemático se han programado un conjunto de variantes mediante Matlab/Simulink. Las versiones en Matlab permiten la extracción automática de los parámetros internos del modelo mediante el algoritmo de Levenberg-Marquardt. Las versiones en Simulink optimizan los métodos de cálculo numérico para ahorrar tiempo y optimizar la precisión de los resultados. La figura 2.2.3-1 muestra el diagrama de bloques de los modelos programados. La función base programada es la de la célula solar. A partir de ella se obtiene el panel solar definiendo los parámetros de la agrupación en serie, N_{sg} , y paralelo N_{pg} , de las células que lo forman. El modelo parte con los parámetros característicos del panel, descritos en el modelo teórico. En ese punto se toman los valores de tensión de polarización, v en Voltios, Irradiancia, G en W/cm^2 , y temperatura, T en grados centígrados, para calcular la corriente que generará el panel, I en Amperios.

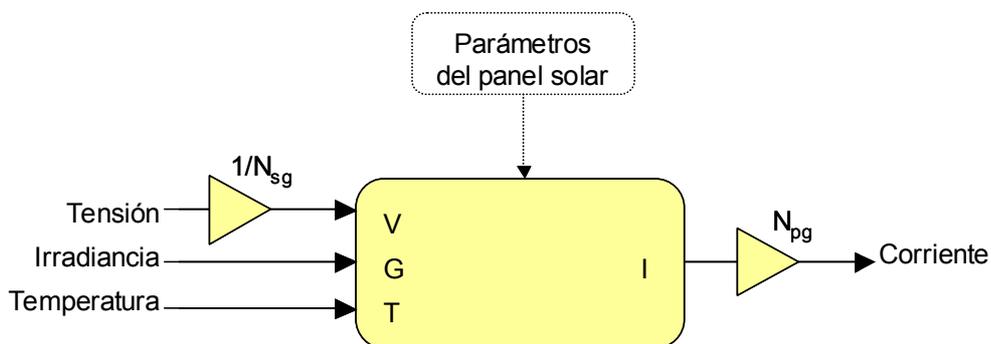


Figura 2.2.3-1 Diagrama de bloques de los paneles solares programados en Matlab/Simulink

La flexibilidad y facilidad que ofrece Matlab para trabajar con expresiones matemáticas a permitido ampliar las funcionalidades básicas del modelo teórico para programar un

conjunto de funciones complementarias que proporcionan información sobre el factor de forma y el punto de máxima potencia de la célula solar, o el área de seguridad en el plano tensión-corriente del panel solar.

El principal problema en la programación del modelo se halla en la resolución de la ecuación 2.2.2-1. Para ello es preciso aplicar métodos de cálculo numérico que, si bien en Simulink ya existen, en Matlab se han tenido que diseñar.

2.2.4 Resultados experimentales

A continuación se presentan dos ejemplos de aplicación del modelo de panel solar para evaluar las prestaciones del modelo. El primero de ellos persigue el objetivo de proporcionar una referencia sobre la precisión de los resultados obtenidos. El segundo intenta poner de manifiesto la dependencia del modelo respecto los parámetros utilizados.

Primer ejemplo. Para obtener una referencia de la precisión del modelo se comparan los resultados de una simulación con medidas empíricas realizadas en laboratorio de sistemas fotovoltaicos a finales de junio del 2001. Los paneles solares monitorizados son del modelo Atersa A-85 (con 36 células en serie, $I_{sc}=5.2A$, $V_{oc} 21.2V$) en una agrupación de 2 paneles en serie y cuatro en paralelo. Los parámetros utilizados son los proporcionados en la tabla 2.2.2-1 con los siguientes ajustes para caracterizar más fielmente los paneles utilizados en el ejemplo: $\eta=0.7902$, $J_{sc}=0.0240$ y $V_{oc}=0.5196$.

La figura 2.2.4-1 muestra la evolución de la irradiancia, gráfica (a), y la temperatura, gráfica (b), a lo largo de 24 horas. Ambos valores climáticos se introducen en el modelo como entradas, junto con la tensión de polarización del panel, tal como ilustra la gráfica (a) de la figura 2.2.4-2. El resultado obtenido sigue perfectamente el comportamiento observado, véase la grafica (b) de la figura 2.2.4-2, produciéndose un error medio del 1.3% respecto el valor máximo medido, ecuación 2.1.4-1, entre monitorización y simulación.

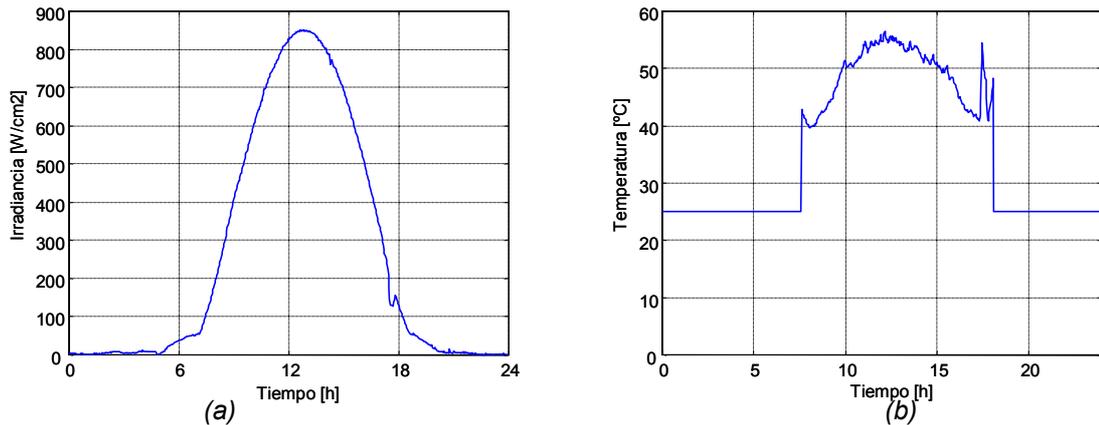


Figura 2.2.4-1. (a) Medidas de irradiancia solar. (b) Medidas de temperatura.

Esta precisión se considera suficiente ya que está en el mismo orden de magnitud de las tolerancias de los sensores utilizados en las medidas. El tiempo de cálculo requerido es del orden de dos segundos en un ordenador PC a 1.4MHz y 512Mbytes de RAM.

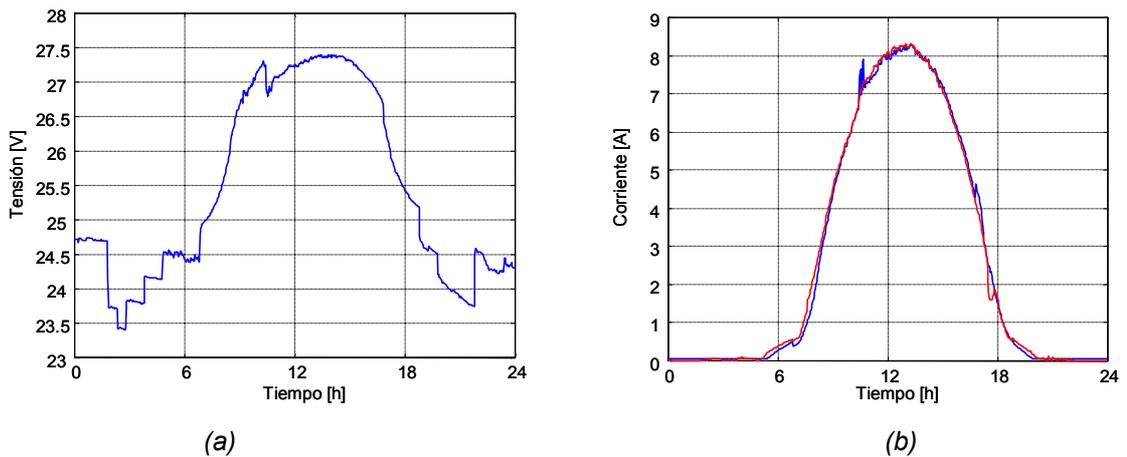


Figura 2.2.4-2. (a) Medidas de tensión en bornes del panel solar. (b) Comparativa entre corriente de panel medida, en azul, y corriente simulada, en rojo.

Segundo ejemplo. Una vez analizada la bondad del modelo, el segundo ejemplo se plantea para ilustrar su comportamiento. Para ello, a partir de los datos de la tabla 2.2.2-1, se ha programado el banco de simulaciones que se comentan a continuación. La gráfica 2.2.4-3(a) muestra la dependencia de las células fotovoltaicas en función de la irradiancia solar incidente. Las curvas corresponden a irradiancias de 200 W/cm^2 , 400 W/cm^2 , 600 W/cm^2 , 800 W/cm^2 y 1000 W/cm^2 a 25 $^{\circ}\text{C}$. Se observa claramente como, a medida que aumenta la potencia de luz incidente, cada célula genera una mayor potencia, tal como era de esperar.

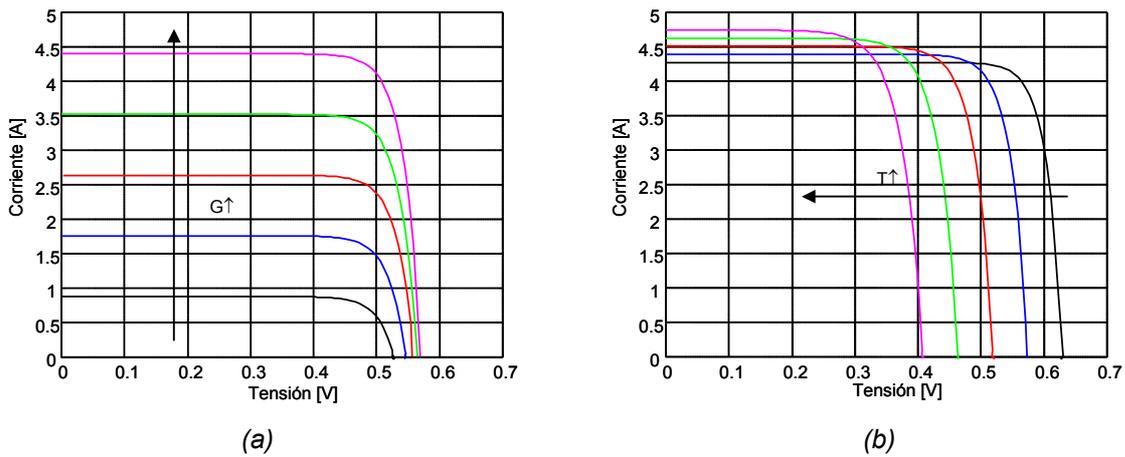


Figura 2.2.4-3. (a) Característica I-V en función de la irradiancia. (b) Características I-V en función de la temperatura.

Una prueba similar se realiza en la gráfica 2.2.4-3(b) con la temperatura. La gráfica muestra las curvas correspondientes a las temperaturas de 0°C, 25°C, 50°C, 75°C y 100°C correspondientes a una irradiancia de 1000 W/cm². En ella se detecta como la temperatura juega en contra de la célula fotovoltaica ya que reduce la potencia que puede generar cuando ésta se encuentra polarizada. Este efecto se observa habitualmente en las horas centrales del día, cuando a pesar de estar recibiendo mayor irradiancia, la potencia generada por el panel solar disminuye ligeramente debido al aumento de su temperatura de trabajo.

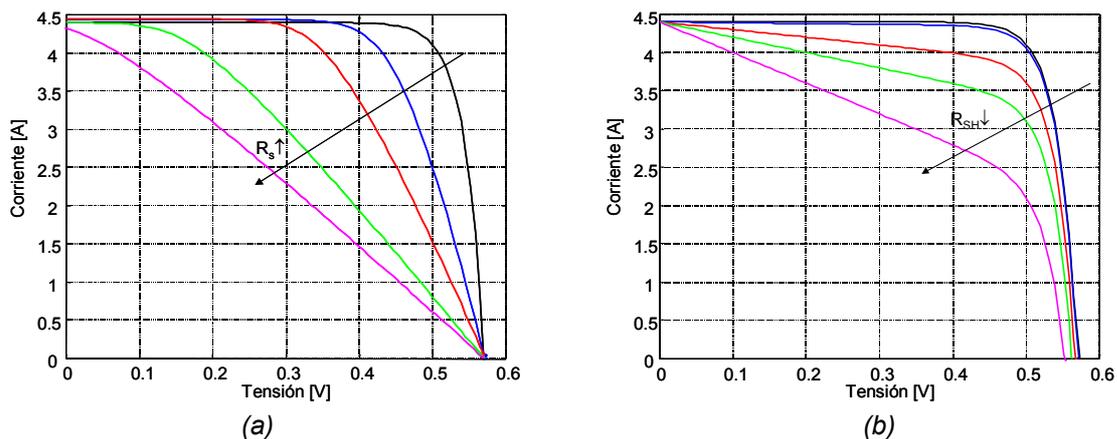


Figura 2.2.4-4(a) Característica I-V en función de la resistencia serie. (b) Característica I-V en función de la resistencia Shunt.

El efecto de las resistencias de pérdidas se ilustra en la figura 2.2.4-4. El efecto de la resistencia serie, R_s , degrada rápidamente la respuesta de la célula, tal como se detalla en la gráfica 2.2.4-4(a). La gráfica muestra la respuesta de la célula solar, a una

temperatura de 25°C y una irradiancia de 1000 W/cm², ante un conjunto de valores de resistencia serie de 0Ω, 20mΩ, 40mΩ, 80mΩ y 110mΩ. La tensión de cortocircuito se mantiene constante, pero el comportamiento resistivo tiende a enmascarar la respuesta del diodo. La resistencia Shunt proporciona un camino de fuga a la corriente generada por la célula fotovoltaica.

La grafica 2.2.4-4(b) proporciona la respuesta de la célula fotovoltaica en función del valor de su resistencia serie asociada, de 1kΩ, 10Ω, 1Ω, 0.5Ω y 0.25Ω en las mismas condiciones de irradiancia y temperatura. Si bien en este caso la corriente de cortocircuito no se altera, la tensión en circuito abierto sí se ve afectada, observándose una reducción importante de la potencia que puede proporcionar.

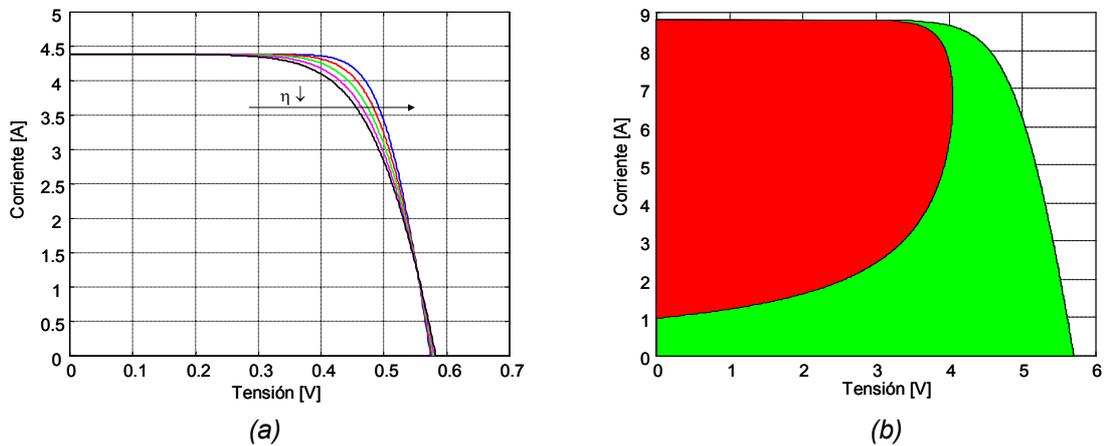


Figura 2.2.4-5 (a) Característica I-V en función de factor de idealidad del diodo. (b) Área de seguridad de un panel solar

Los efectos no ideales concentrados en el parámetro de idealidad del diodo, η , se reflejan claramente en la curva 2.2.4-5(a), donde se evalúa la característica corriente-tensión para el banco de valores de η : 1, 1.25, 1.5, 1.75 y 2. A medida que aumenta η se observa como se reduce la potencia máxima que el panel podría proporcionar, degradándose su factor de forma.

La gráfica 2.2.4-5(b) muestra en cambio la zona de seguridad descrita en las ecuaciones 2.2.2-11 y 2.2.2-12 correspondiente a un panel solar formado por 2 ramas en paralelo de 10 células fotovoltaicas cada una de ellas. Las características de las células son las reflejadas en la tabla 2.2.2-1, pudiendo disipar una potencia máxima de 2.5W cada una de ellas. La zona coloreada en rojo muestra el rango de corrientes y tensiones peligrosas

donde una célula fotovoltaica no podría disipar la potencia generada por el resto del panel. Mientras que la zona coloreada en verde muestra los puntos de trabajo recomendables.

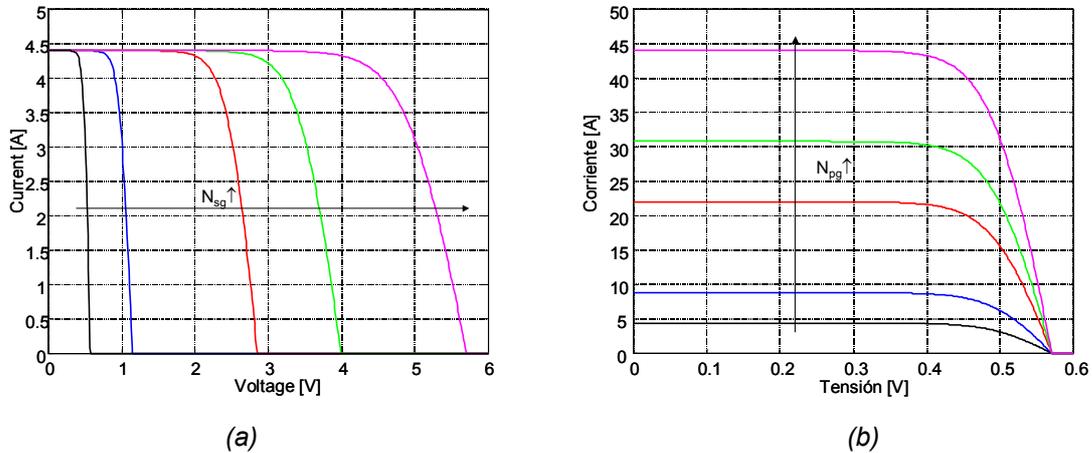


Figura 2.2.4-6 (a) Característica I-V en función del número de células en serie. (b) Característica I-V en función del número de células en paralelo

Finalmente, la figura 2.2.4-6 proporciona información sobre las asociaciones serie, (a), y paralelo, (b), de varias células solares. En el caso de agrupar varias células en serie, la gráfica 2.2.4-6(a) muestra como la tensión del panel solar resultante aumenta proporcionalmente al número de células. Las curvas representan el comportamiento de agrupaciones de 1, 2, 5, 7 y 10 células en serie. Tal como era de esperar, la corriente total de la asociación no se ve afectada. El caso complementario se refleja en la gráfica 2.2.4-6(b), donde se sitúan las características corriente-tensión de agrupaciones de 1, 2, 5, 7 y 10 células en paralelo. Se observa claramente como la corriente total se incrementa proporcionalmente al número de células en paralelo, sin afectar al margen de tensiones total de la agrupación.

2.3 Modelo de carga

2.3.1 Introducción

Hasta el momento se han presentado los dispositivos responsables de proporcionar y almacenar energía en el sistema. Seguidamente se modela el dispositivo responsable de absorber dicha energía y transformarla en trabajo. La variedad, cantidad y complejidad del comportamiento de las cargas que podrían conectarse a un sistema fotovoltaico puede hacer pensar seriamente en el modelado de ellas a partir de modelos estocásticos. Si bien dichos análisis permitirían extrapolar resultados a situaciones no contempladas en los experimentos realizados, la precisión obtenida a partir de modelos promediados y el coste computacional requerido no recomiendan su utilización. Por ello se traslada el problema de modelar la carga al de obtener el perfil de trabajo de ésta, extrapolándolo de medidas empíricas o sintetizándolo a partir de funciones de transferencia.

Una vez descrito el modelado, se comentarán los detalles de su programación y se expondrán dos ejemplos de aplicación para analizar su funcionamiento. El primer ejemplo pondrá de manifiesto la potencia de la utilización de los perfiles de carga y el segundo el efecto de interconectar varios modelos en un único circuito.

2.3.2 Modelo teórico

Para modelar el comportamiento de las cargas se ha seguido la estrategia de obtener un modelo genérico, el cual se rige según un perfil de comportamiento. La figura 2.3.2-1 presenta el esquema eléctrico de la carga. Muestra el modelo de una impedancia, Z , que responde a una determinada polarización, V , absorbiendo la corriente necesaria para el trabajo a realizar, I . Esta impedancia concentra el comportamiento de todos los sistemas de la instalación, ya se encuentren activos o no, definiéndose como el circuito equivalente de todas las cargas. La problemática del modelado se ha desplazado, pues, a obtener el perfil de consumo respecto del tiempo de las cargas del sistema. A partir del cual se generará $Z(t)$.

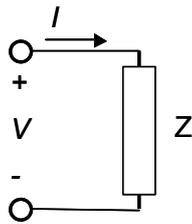


Figura 2.3.2-1 Esquema eléctrico básico

La ecuación 2.3.2-1 simplemente aplica la Ley de Ohm al esquema eléctrico planteado. A su vez, la impedancia se ha formulado según la ecuación 2.3.2-2. Donde $Z_0(t)$ hace referencia al perfil de impedancia y α_T es un coeficiente de temperatura respecto 25°C.

$$Z(t) = \frac{V(t)}{I(t)} \quad (\text{Ecuación 2.3.2-1})$$

$$Z(t) = Z_0(t) \cdot (1 + \alpha_T \cdot \Delta T) \quad (\text{Ecuación 2.3.2-2})$$

El perfil de impedancia, $Z_0(t)$, se puede obtener por dos vías: a partir de medidas empíricas de tensión y corriente, o bien a partir de una función de transferencia que modele la respuesta del sistema. La primera opción permite extrapolar una respuesta temporal del sistema a modelar. Pero presenta la problemática de tener que monitorizar previamente el sistema y que éste siga un patrón de comportamiento regular. La segunda opción permite una mayor independencia y flexibilidad del modelo, frente a la dificultad de tener que disponer de la función de transferencia.

Nótese que, en el caso de modelar la impedancia a partir de un banco de medidas empíricas, la precisión teórica de la simulación viene limitada a la propia precisión de los sensores y métodos de cálculo numérico. Esta apreciación es estrictamente cierta en el caso de simular el comportamiento de la carga aisladamente. Pero cuando ésta se integra en un sistema aparecen errores, entre medidas empíricas y simulaciones, debido a la propagación de los errores de precisión del resto de los modelos.

2.3.3 Programación del modelo

La carga se ha programado siguiendo el mismo patrón que baterías y paneles solares, tal como presenta la figura 2.3.3-1. En primer lugar se obtiene el coeficiente de temperatura de un fichero de configuración. Seguidamente se introducen los valores de impedancia, tensión y temperatura para cada muestra de la simulación. Si el perfil de impedancia y temperatura se obtienen de un fichero de medidas empíricas sensadas en las cargas, se debe tener en cuenta la sincronización de las muestras con las de las otras entradas. Como resultado se obtiene la corriente que absorberá la carga en cada instante.

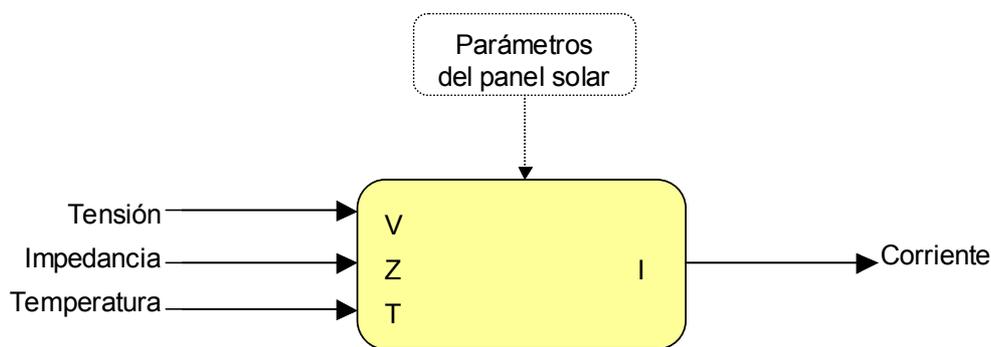


Figura 2.3.3-1. Diagrama de bloques de las cargas programadas en Matlab/Simulink

2.3.4 Resultados experimentales

La simulación de una impedancia no tiene mayor relevancia que la mera demostración de que la función programada responde correctamente. Por ello, en primer lugar se presenta un ejemplo que refleja la viabilidad de utilizar los perfiles de trabajo de las cargas en el modelo programado. Seguidamente se pondrá de manifiesto la influencia de la precisión de cada dispositivo en el resultado final de una simulación.

Primer ejemplo. A continuación se simula el comportamiento de un conjunto de cargas que se activan y desactivan secuencialmente. El perfil de carga representa el circuito equivalente de $Z(t)$ representado en la figura 2.3.4-1. En él se muestra un sistema fotovoltaico típico con un inversor y un conjunto de cargas. El inversor que se ha monitorizado es el modelo Taurus 1024 (1KVA) de Atersa. Este inversor alimenta a un conjunto de cargas resistivas de 100W controladas por un ordenador a través de relés.

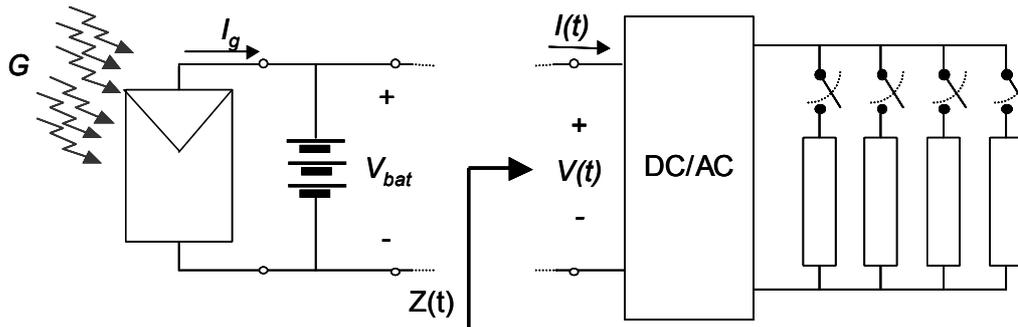


Figura 2.3.4-1. Circuito equivalente de las cargas simuladas

A partir de las medidas de tensión, $V(t)$, y corriente, $I(t)$, realizadas en laboratorio se calcula el perfil de carga aplicando directamente la ecuación 2.3.2-1, muestra a muestra. Teniendo en cuenta que el período de muestreo utilizado es de 2 minutos, la figura 2.3.4-2 presenta los perfiles de tensión, gráfica (a), y corriente, gráfica (b) en azul, medidos a la entrada del inversor.

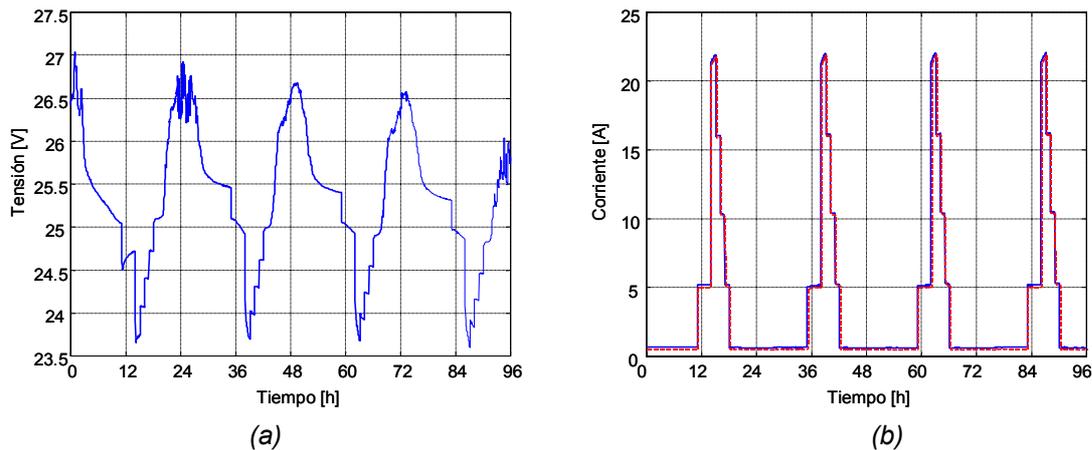


Figura 2.3.4-2 (a) Tensión de alimentación. (b) Corriente consumida por las cargas, en azul se muestran las medidas empíricas y en rojo el resultado de la simulación posterior.

El perfil de impedancia resultante se muestra en la gráfica 2.3.4-3(a). En él se observa como la impedancia equivalente se va adaptando al comportamiento de las cargas más el inversor; reflejando tanto la regulación, como las pérdidas de conversión o el consumo en vacío. La gráfica 2.3.4-3(b) complementa la explicación reflejando el consumo de potencia a la entrada del inversor.

Una vez obtenido el perfil de trabajo de las cargas, éstas se pueden simular ya fácilmente. Comparando la superposición de las curvas azules, reales, y rojas, simuladas, de las gráficas de corriente, 2.3.4-2(b), y potencia, 2.3.4-3(b), se pone de manifiesto la

precisión que se puede obtener, del orden de 10^{-16} , debido al error de cálculo numérico. En este ejemplo la extrapolación del perfil de trabajo se ha realizado con extremo cuidado para demostrar la máxima precisión alcanzable. En las medidas de corriente aparece entre ambas curvas un error numérico de $1E-17A$, mientras que en las de potencia aumenta a $1E-15W$. Ahora bien, en el caso de reducirse el número de muestras a partir de las cuales extrapolar el perfil se puede llegar al compromiso óptimo entre precisión y coste.

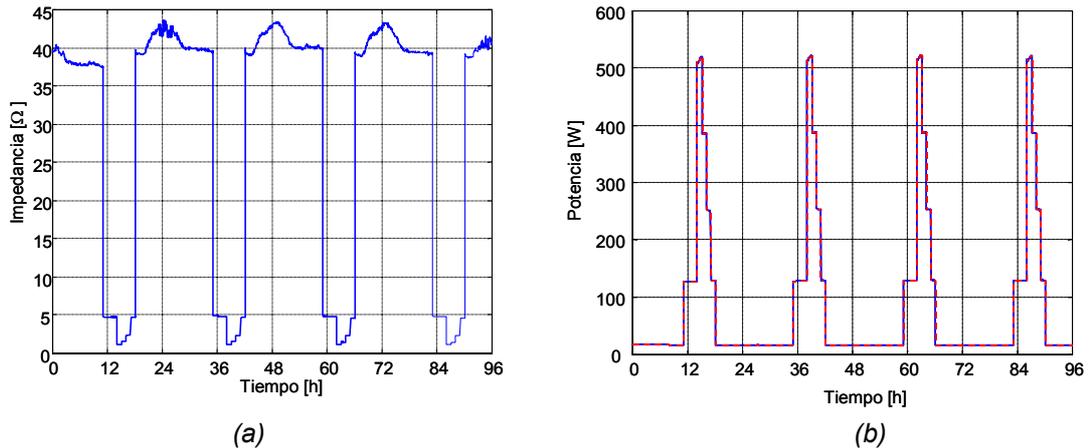


Figura 2.3.4-3. (a) Perfil de impedancia, $Z(t)$, de las cargas. (b) Potencia consumida por las cargas, en azul se muestran los datos empíricos y en rojo el resultado de las simulaciones.

Se aprovecha la precisión del ejemplo anterior para evaluar la propagación de los errores al simular conjuntamente varios dispositivos. El esquema 2.3.4-1 continúa siendo vigente. Utilizándose la misma batería y panel solar que en los ejemplos de aplicación anteriores, se han llevado a cabo varias simulaciones.

	Corriente en panel [A]		Tensión en batería [V]		Corriente en cargas [A]	
	Error	Error (%)	Error	Error (%)	Error	Error (%)
Independiente	0.1078	1.299	0.3405	1.31	$7E-17 \approx 0$	$3E-16 \approx 0$
Sistema	0.2766	2.999	0.3046	1.164	0.06136	0.27

Tabla 2.3.4-1. Errores de precisión en simulaciones de dispositivos aislados e interconectados dentro de un sistema

En primer lugar se han simulado los dispositivos independientemente. Y posteriormente se ha simulado su respuesta estando interconectados entre si, formando el circuito

descrito. Las simulaciones han reproducido el comportamiento de los dispositivos a lo largo de un día, con un periodo de muestreo de 2 minutos.

Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 2.3.4-1. La primera fila muestra el error medio entre medidas y simulaciones para cada dispositivo por separado. Mientras que la segunda fila muestra el mismo error medio cuando los dispositivos se interconectan según el esquema anterior. Debido a la propagación de los errores, la precisión en la corriente generada por el panel solar se reduce a la mitad, en la tensión de batería se mantiene constante y en la corriente de las cargas se reduce hasta ser inapreciable. A pesar de ello, en todos los casos los errores medios se encuentran por debajo del 3%, considerándose suficientemente acotados.

2.4 Modelo de regulador de batería

2.4.1 Introducción

El regulador de carga protege la batería frente a situaciones de riesgo como sobrecargas y sobredescargas. Si bien la formulación teórica del modelo es sencilla, ésta no revela la dificultad en su programación, debido a las discontinuidades inherentes al modelo y a la interacción con el resto de modelos analizados. Como conclusión, se presenta un ejemplo para contrastar la validez del modelo.

2.4.2 Modelo teórico

El regulador de batería ofrece un conjunto de protecciones que intentan evitar daños internos en las baterías del sistema [29-30]. El esquema eléctrico general se muestra en la figura 2.4.2-1. Básicamente se trata de dos relés, int_{panel} e int_{carga} , que permiten conectar o desconectar los paneles solares y las cargas de la batería. Estos relés se encuentran gobernados por dos comparadores con histéresis, C_{panel} y C_{carga} , que monitorizan la tensión de batería, $V_{batería}$. Como ya se ha comentado en el apartado 2.1.2, la batería debe trabajar preferiblemente en las zonas de carga y descarga. Así pues, en el caso que la batería entre en sobrecarga, el controlador desconectará los paneles solares, evitando que la batería llegue a saturarse. Igualmente, cuando la batería se encuentre excesivamente descargada, el controlador desconectará las cargas para evitar descargas profundas.

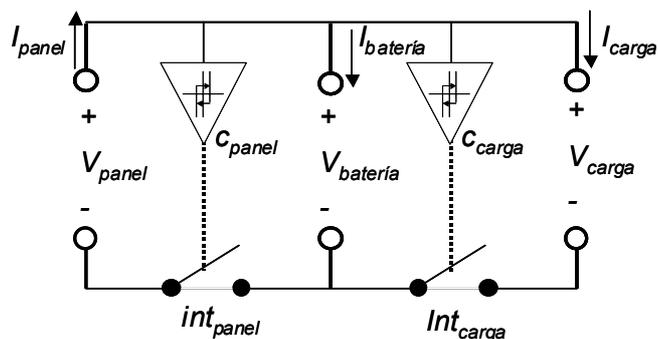


Figura 2.4.2-1. Modelo eléctrico básico de un regulador de carga de batería.

Cuando los paneles solares se desconectan de la batería evidentemente se cumple que la tensión en sus bornes, V_{panel} , ya no coincide con la tensión de batería, $V_{batería}$. Pero debe hacerse notar que esto no implica que su tensión en bornes sea cero. Todo lo contrario, los paneles se sitúan en la tensión de circuito abierto que, por diseño, es superior a la máxima tensión de batería (para evitar que pudiesen trabajar como cargas en vez de cómo generadores). Simultáneamente, la tensión de batería se reduce, tanto por el efecto de la impedancia interna, como por pasar al régimen de descarga. Los límites de tensión del ciclo de histéresis deben situarse adecuadamente, tal como se describe en el sistema de ecuaciones 2.4.2-1. La tensión de desconexión, $V_{hp_{max}}$, debe ser suficientemente elevada para que solo se abra el circuito cuando la batería entre en sobrecarga. Y la tensión de conexión, $V_{hp_{seg}}$, debe ser suficientemente baja como para que la batería pueda liberarse de parte de su carga y que además al desconectarse los paneles no se rearme instantáneamente.

$$int\ erruptor_{panel} \begin{cases} desconexión & V_{bateria} \geq V_{hp_{max}} \\ conexión & V_{bateria} \leq V_{hp_{seg}} \end{cases} \quad (Ecuación\ 2.4.2-1)$$

En el caso de la desconexión de las cargas, tanto la corriente como la tensión en ellas son nulas. Paralelamente, la batería tiende a aumentar su tensión tanto por el efecto de la resistencia interna, como por, posiblemente, entrar en régimen de carga. Los límites de tensión del ciclo de histéresis deben definirse al revés que en los paneles, tal como se describe en el sistema de ecuaciones 2.4.2-2. Cuando la tensión de batería disminuye por debajo de un umbral de tensión, $V_{hc_{min}}$, el controlador debe desconectar las cargas. Además, debe permitir que la batería recupere energía antes de volver a conectarlas, teniendo que superar una determinada tensión de seguridad, $V_{hc_{seg}}$. Ambas tensiones deben elegirse cuidadosamente para no producir un efecto de desconexiones y conexiones continuas.

$$int\ erruptor_{carga} \begin{cases} desconexión & V_{bateria} \leq V_{hc_{min}} \\ conexión & V_{bateria} \geq V_{hc_{seg}} \end{cases} \quad (Ecuación\ 2.4.2-2)$$

Si bien conceptualmente el planteamiento matemático es bastante sencillo, se observa un detalle importante al estudiar la continuidad del modelo: cuando actúan los relés se producen discontinuidades tanto en las tensiones como en las corrientes. A pesar que numéricamente puede ocasionar problemas, el modelo ha de reflejar el comportamiento

real del dispositivo, con lo que debe llegarse a un compromiso en el momento de la programación.

Parámetros de las ecuaciones. Los parámetros característicos del regulador de carga de batería son los umbrales de conexión y desconexión de los relés. La tabla 2.4.2-1 muestra valores típicos.

$V_{hp_{max}} = 29 \text{ [V]}$	$V_{hp_{seg}} = 25 \text{ [V]}$
$V_{hp_{seg}} = 27.2 \text{ [V]}$	$V_{hp_{min}} = 22.8 \text{ [V]}$

Tabla 2.4.2-1. Valores típicos de los umbrales de tensión de un regulador de carga

2.4.3 Programación del modelo

A diferencia de los modelos anteriores el regulador de carga de batería solo se ha programado mediante Simulink. El modelo inicialmente toma los parámetros característicos de un fichero de configuración. Seguidamente, aplica métodos de cálculo numérico para resolver el punto de trabajo de los relés, pues las entradas del modelo dependen implícitamente de las salidas. Como entradas se escogen la tensión de batería, V_b , y las corrientes de paneles solares y cargas, I_p e I_c . Como salidas se proporcionan la corriente de batería, I_b , y las tensiones de paneles y cargas, V_p y V_c . El modelo precisa dos entradas auxiliares para poder simular la desconexión de los paneles solares: la irradiancia, G , y su temperatura de trabajo, T_p . La figura 2.4.3-1 muestra el diagrama de bloques correspondiente.

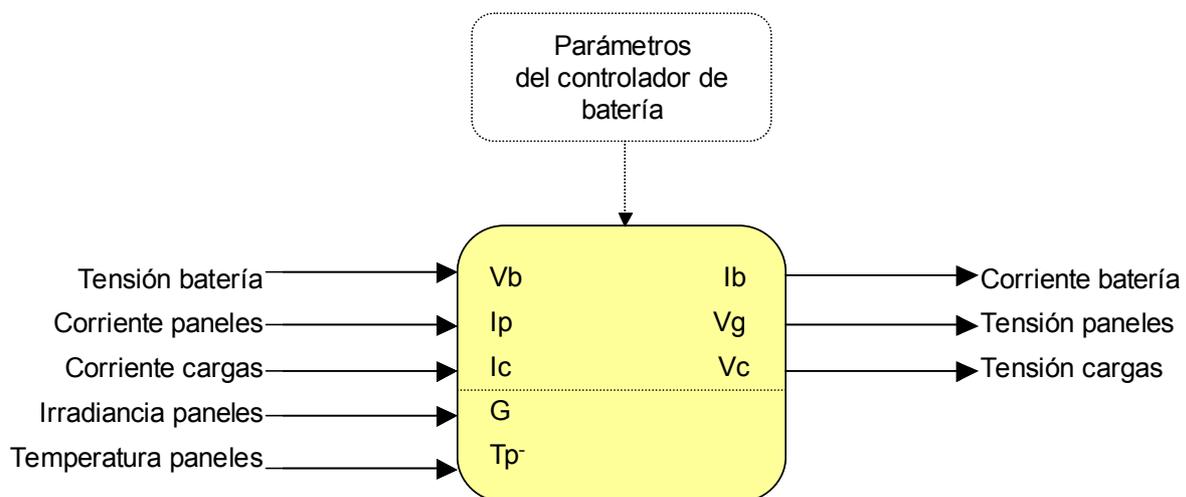


Figura 2.4.3-1. Diagrama de bloques del regulador de carga programado mediante Simulink.

La desconexión de los paneles solares se ha simulado polarizándolos a su tensión de circuito abierto. Por ello es preciso calcular la tensión de circuito abierto en condiciones reales de funcionamiento mediante un función auxiliar. La desconexión de las cargas, en cambio, se ha simulado forzando la tensión de alimentación a cero.

Nótese que la dependencia implícita entre entradas y salidas del regulador de batería, así como la interacción con los modelos de paneles solares, baterías y cargas produce un aumento importante en el número de lazos algebraicos en los métodos de cálculo numérico. Además, la existencia de las discontinuidades inherentes al controlador puede producir errores en los métodos de cálculo en el caso de utilizar elementos de memoria para romper los lazos algebraicos. Es por ello que se ha recurrido a programarlo solo mediante Simulink, reduciendo el tiempo de desarrollo.

2.4.4 Resultados experimentales

Para contrastar el funcionamiento del modelo se presenta un único ejemplo en el cual se observa la desconexión de los paneles solares. Los paneles solares son Atersa A-85 (con 36 células en serie, $I_{sc}=5.2A$, $V_{oc} 21.2V$) en una agrupación de 2 paneles en serie y cuatro en paralelo. La batería utilizada es una Tudor 7TSE70 (formada por 12 elementos de 2V en serie y con $C_{10}=550Ah$). El regulador es del modelo LEO 1 (24V y 50A) de Atersa. El inversor es un Taurus 1024 (1KVA) de Atersa. Este inversor alimenta a un conjunto de cargas resistivas de 100W controladas por un ordenador a través de relés.

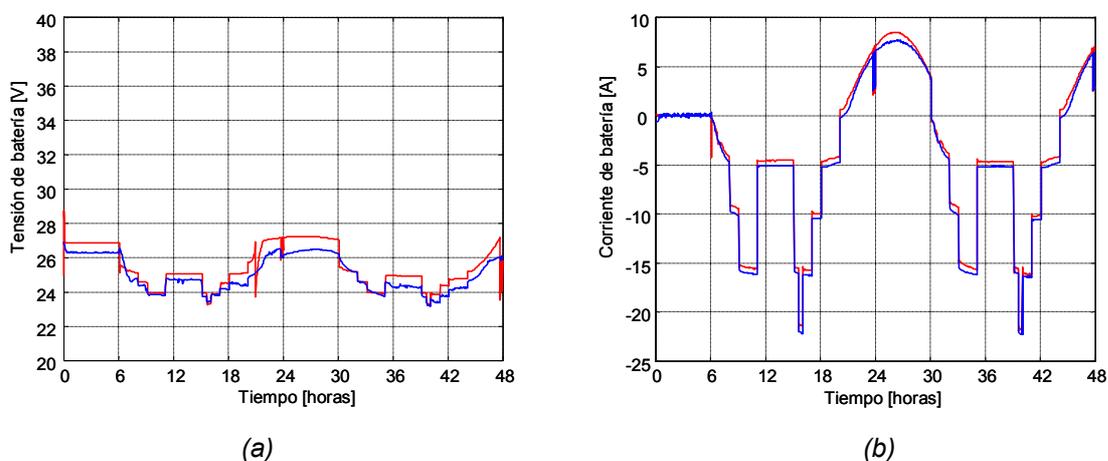


Figura 2.4.4-1 Tensión (a) y corriente (b) de batería, en azul se muestran los datos empíricos y en rojo el resultado de las simulaciones

En la simulación no solo ha intervenido el modelo de regulador de carga de batería, sino también el resto de dispositivos mencionados para proporcionar la máxima fidelidad en la evaluación de resultados. Las siguientes ilustraciones contienen el resultado de la monitorización, en azul, y el de simulación, en rojo.

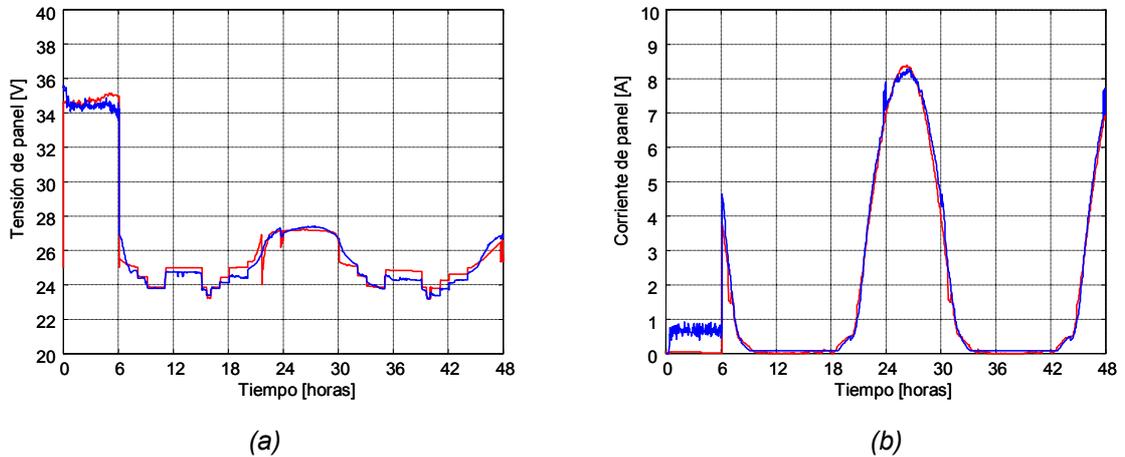


Figura 2.4.4-2 Tensión (a) y corriente (b) de los paneles solares, en azul se muestran los datos empíricos y en rojo el resultado de las simulaciones

Las figuras 2.4.4-1 a 2.4.4-3 muestran un escenario en el que el controlador actúa en las primeras horas protegiendo la batería frente sobrecarga. Este período coincide con las horas centrales del día. Las gráficas (a) de ellas contienen las tensiones del sistema, mientras que las gráficas (b) contienen las corrientes.

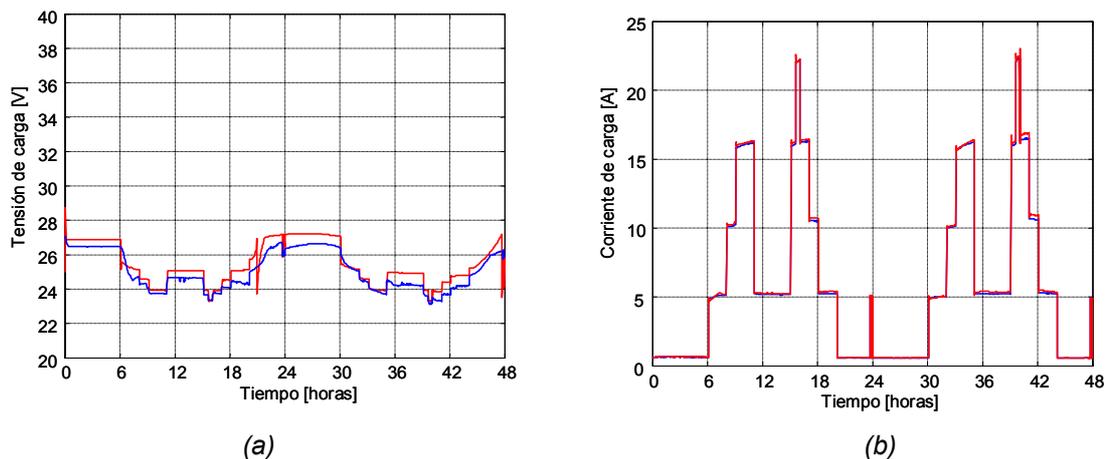


Figura 2.4.4-3 Tensión (a) y corriente (b) de las cargas, en azul se muestran los datos empíricos y en rojo el resultado de las simulaciones

Se observa claramente como en las horas iniciales del ejemplo, los paneles solares han sido desconectados del sistema. Como el consumo en las cargas es prácticamente el consumo del inversor, se observa como la tensión de batería permanece

aproximadamente constante. El panel solar se encuentra en circuito abierto, con lo que presenta su tensión característica, V_{oc} , y corriente nula.

	Panel Solar		Batería		Cargas	
	V	I	V	I	V	I
Error medio (%)	1.02	2.46	1.86	4.08	1.74	0.38

Tabla 2.4.4-1 Error en los resultados obtenidos en la simulación del regulador de batería

La activación de las cargas, aproximadamente a las 6 horas, conlleva una reducción de la tensión de batería que, a su vez, provoca el rearme del relé que controla los paneles. En la figura 2.4.4-2 muestra como en ese instante la tensión de los paneles vuelve a seguir a la del resto del sistema y empiezan a generar corriente. El resultado final se sintetiza en la tabla 2.4.4-1. La precisión obtenida es uniforme tanto en tensiones como corrientes, y debe tenerse en cuenta la propagación de los errores de los diferentes modelos involucrados en la simulación.

2.5 Modelo de inversor

2.5.1 Introducción

El inversor permite el flujo de corriente de una red de continua a una red de alterna. Una instalación fotovoltaica que incorpore un inversor puede pertenecer a dos escenarios diferentes en función de las características de la red alterna. El primer escenario consiste en un sistema aislado, donde el inversor es el responsable de la red y alimenta a un conjunto de cargas. El segundo contempla que el inversor está conectado a una red eléctrica pública, a la cual envía la potencia generada en el sistema. El modelo desarrollado permite abarcar ambos escenarios. Seguidamente se plantea este modelo, los detalles de su programación y un banco de ejemplos de aplicación que permiten contrastar su respuesta con medidas reales.

2.5.2 Modelo teórico

El inversor debe generar una tensión estable en alterna a partir de una tensión de entrada en continua. Para el entorno fotovoltaico es suficiente con considerar un modelo promediado, incluyendo las protecciones básicas del dispositivo [31-34]. Para ello se plantea el modelado partiendo de cinco puntos importantes: la asociación de generadores, las leyes de control, la conservación de la energía, el cálculo de la eficiencia del equipo y las protecciones ante situaciones de riesgo.

El inversor deberá interconectar dos redes de tensiones completamente distintas: tradicionalmente una red de 24 Voltios en continua a la entrada y otra de 220 Voltios eficaces en alterna a la salida. Tomando como referencia el primer escenario, donde el inversor alimenta la red alterna aislada, el inversor interconecta los paneles solares y baterías con las cargas. Deberá tenerse en cuenta, pues, el circuito equivalente de ambos para poder definir la estructura interna del inversor. La figura 2.5.2-1 presenta el esquema eléctrico básico utilizado. Considerando que el inversor estará alimentado total o parcialmente a través de las baterías, se modela la entrada de éste como una fuente de

corriente dependiente, I_c . A la salida del inversor se sitúan las cargas de la instalación fotovoltaica. En principio se podría modelar tanto mediante una fuente controlada de tensión como de corriente. Se elige la fuente controlada de tensión, V_c , por mantener el mismo circuito equivalente a la entrada de las cargas que en el caso de no existir el inversor; caso en que estarían conectadas directamente a las baterías. Para el caso de desear conectar el inversor a una red eléctrica externa, el circuito incorpora una protección ante caídas puntuales de la red eléctrica mediante un comparador con histéresis, c_1 , y un interruptor, int_1 .

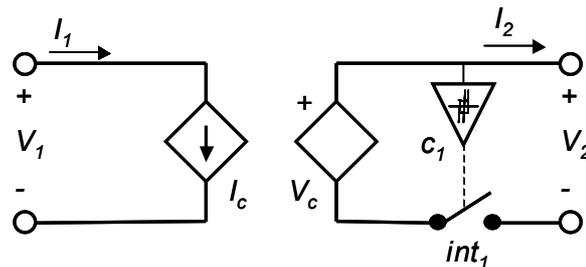


Figura 2.5.2-1 Esquema eléctrico básico de un inversor

Las leyes de control utilizadas se plantean en el sistema de ecuaciones 2.5.2-1. La variable de control es la tensión de salida, V_2 . El inversor intentará mantener esta tensión constante a un valor determinado, V_{ac} , mediante la fuente controlada de tensión, V_c . Como consecuencia, el inversor absorberá una determinada corriente, I_1 , de la red de entrada. Esta corriente se modela a partir de la fuente de corriente controlada, I_c . Para calcular su valor se recurre al principio de conservación de la energía: la potencia de entrada es igual a la potencia de salida. Debe incorporarse a la formulación, además, la eficiencia del inversor, η , ya que parte de la potencia de entrada se pierde en el proceso de conversión energético.

$$\begin{cases} V_c = cte = V_{ac} \\ I_c = \frac{V_2 \cdot I_2}{\eta \cdot V_1} \end{cases} \quad (\text{Ecuación 2.5.2-1})$$

El valor de la eficiencia del inversor se puede calcular como la relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada. Se trata de una función no lineal y que depende de la tecnología utilizada por el inversor. La gráfica 2.5.2-2(a) muestra esta relación de potencias; los valores corresponden al inversor disponible en el laboratorio de sistemas fotovoltaicos, un Taurus 1024 (1KVA) de Atersa, pero son muy representativos. A partir de las potencias de entrada y salida, la gráfica 2.5.2-2(b) presenta el factor de eficiencia

del inversor. Se observa con claridad como entre los 50W y los 900W la eficiencia supera el 80%, siendo esta la zona de trabajo recomendada. En el modelo actual, la eficiencia se ha formulado como una función polinómica calculada a partir de las tablas proporcionadas por el fabricante, tal como se indica en la ecuación 2.5.2-2. Se ha determinado que con un polinomio de orden 6 es suficiente para representar debidamente la evolución de la eficiencia. Nótese que se toma como referencia la potencia de salida en la formulación del polinomio. Se ha definido así para facilitar la programación del modelo.

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} = f_p(P_2) \quad (\text{Ecuación 2.5.2-2})$$

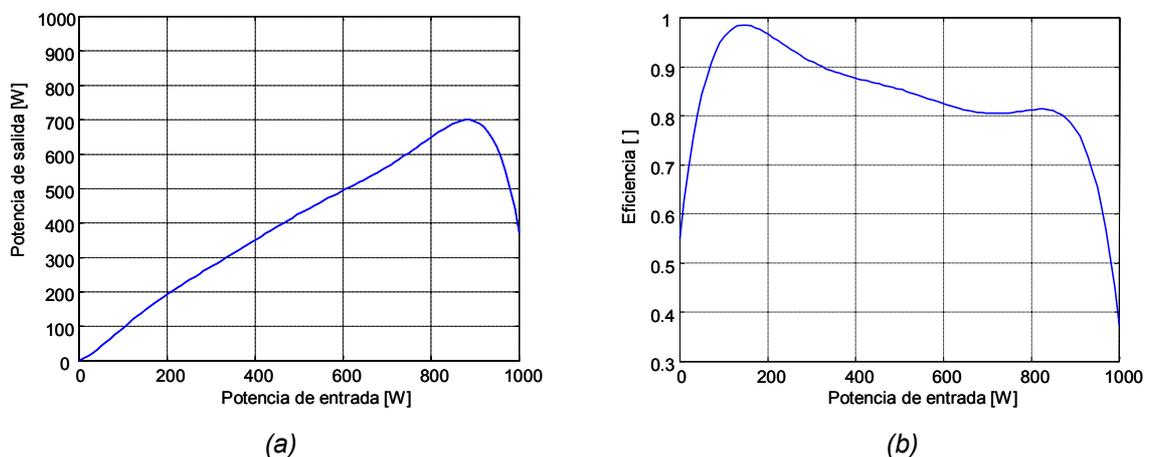


Figura 2.5.2-2 (a) Relación entre potencia de entrada y salida del inversor Taurus 1024 de Atersa. (b) Factor de eficiencia en función de la potencia de entrada.

El modelo se completa con las protecciones ante situaciones de riesgo: por un lado se contempla la problemática asociada a la utilización del inversor en un sistema aislado, y, por otro, las implicaciones que suponen su conexión a una red eléctrica externa. En el primer escenario, se han contemplado dos casos críticos y una no idealidad del inversor. El sistema de ecuaciones 2.5.2-3 formula dichas situaciones. El inversor puede proporcionar una potencia de salida máxima finita. En caso que las cargas empiecen a consumir excesiva corriente el inversor responde reduciendo la tensión de salida, situándose en un punto de trabajo a potencia constante, P_{max} . Esta situación puede prolongarse hasta el caso en que la reducción de tensión de salida se vuelve peligrosa, V_{min} . En dicha situación el inversor desconecta las cargas del sistema y entra en estado de espera hasta su rearme por el usuario. El segundo ejemplo de este apartado refleja dicha posibilidad.

$$\begin{cases} V_c \cdot I_2 \leq P_{\max} \\ V_{c \max} \geq V_c \geq V_{c \min} \\ I_c \leq I_{c \max} \end{cases} \quad (\text{Ecuación 2.5.2-3})$$

Existe una situación parecida en la red de entrada. En este caso, si la tensión de alimentación, V_1 , se reduce, la corriente de entrada, I_1 , debe aumentar para mantener la potencia constante. Este aumento de corriente no puede ser indefinido, por lo cual se introduce la restricción de máxima corriente a la entrada, $I_{c \max}$. En el caso de alcanzarse dicha corriente, el inversor se desarmará, desconectando baterías y cargas. El tercer ejemplo ilustra este comportamiento.

En el caso que se desee conectar el inversor a una red eléctrica externa, aparece la problemática del *islanding*. El inversor debe sincronizar la tensión, frecuencia y fase de su salida con la de la red principal [44-52]. Para ello debe monitorizar la red externa y aplicar el control necesario. Las tolerancias admitidas se sitúan en fluctuaciones del 10% en tensión y 1% en frecuencia. El problema aparece cuando la red externa cae, pues se darán lugar grandes sobreintensidades debidas al retardo en que las protecciones actúan y desconectan el inversor de la red. Nótese que las protecciones descritas en los párrafos anteriores ya contemplan esta situación.

Parámetros de las ecuaciones. El conjunto de parámetros característicos del inversor está formado por la tensión de salida, los coeficientes del polinomio característico de la eficiencia y por los umbrales de autodesconexión de las protecciones. La tabla 2.5.2-1 muestra valores utilizados en las simulaciones para el inversor Taurus 1024.

$V_{ac} = 220$ [Vef]	$f_p(4) = -5.E-10$	$f_p(1) = 8.6E-3$	$V_{c \min} = 198$ [Vef]
$f_p(6) = -2.1E-16$	$f_p(3) = 2.5E-7$	$f_p(0) = 5.8E-1$	$I_{c \max} = 50$ [A]
$f_p(5) = 5.1E-13$	$f_p(2) = -6.8E-5$	$P_{\max} = 775$ [W]	

Tabla 2.5.2-1. Valores utilizados en el modelado del inversor

2.5.3 Programación del modelo

Igual que en el caso del regulador de carga de batería, el inversor se ha programado solo en Simulink para aprovechar los métodos de cálculo numérico disponibles. El primer paso, como es habitual, consiste en obtener los parámetros característicos de un fichero de configuración. Seguidamente se introducen las variables de entrada: la tensión de alimentación, V_1 , y la corriente consumida por las cargas, I_2 . La función calcula la tensión de salida, V_2 , y la corriente de entrada, I_1 , en función de las leyes de control y las protecciones descritas en el modelo. Nótese que la corriente consumida por las cargas, una entrada de la función, depende directamente de la tensión en alterna, una salida de la función. Esta situación es resuelta por los métodos de cálculo numérico en cada punto. La figura 2.5.3-1 muestra el diagrama de bloques de esta función.

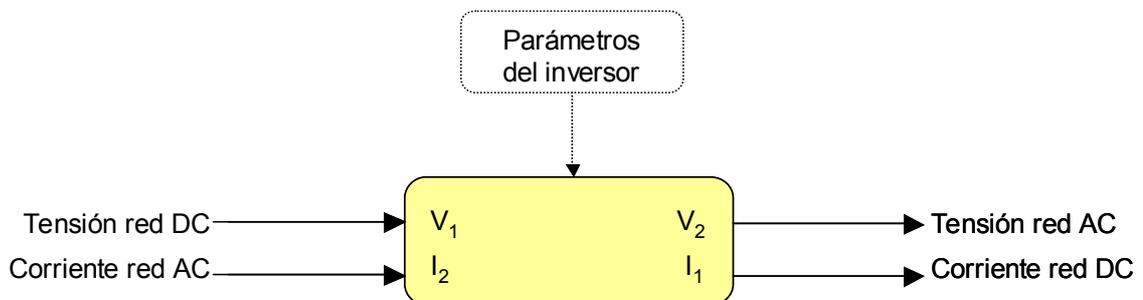


Figura 2.5.3-1. Diagrama de bloques del inversor programado mediante Simulink

Obsérvese, también, que se ha modelado la eficiencia del dispositivo en función de la potencia de salida. El motivo es que la corriente I_2 es una de las entradas y la tensión V_2 a pesar de ser una salida es predecible. Por lo tanto resulta mucho más práctico para los métodos de cálculo numérico utilizar su producto, P_2 , como referencia. Obviamente, en un paso posterior se realiza la comprobación de que la hipótesis inicial se cumple y en caso necesario se corrige. Paralelamente, la eficiencia del inversor también se ha programado en función de la potencia de entrada para contrastar el comportamiento del sistema.

2.5.4 Resultados experimentales

Se han llevado a cabo un banco de 3 ejemplos para contrastar las características del modelo programado. En primer lugar se analiza la precisión del modelo, simulando a continuación la respuesta de las protecciones introducidas.

Primer ejemplo. Para determinar la precisión del modelo de inversor programado se han realizado un conjunto de medidas en el laboratorio de sistemas fotovoltaicos con un inversor Atersa, modelo Taurus 1024 (1KVA). La figura 2.5.4-1 muestra las características de este inversor, utilizando los parámetros de la tabla 2.5.2-1. En la gráfica (a) se observa la precisión obtenida entre las medidas empíricas, en azul, y el resultado de la simulación del inversor, en rojo. El error medio obtenido es del 0.91% respecto a la potencia máxima alcanzada. La gráfica (b) dibuja la evolución de la eficiencia del inversor en función de la potencia de entrada. En ella se observa como el inversor trabaja eficientemente en el margen entre 50W y 950W, aproximadamente.

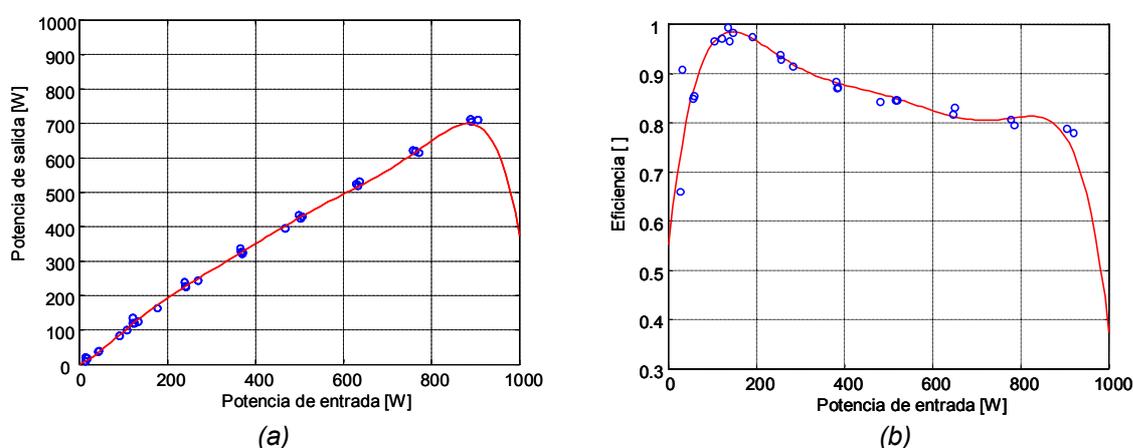


Figura 2.5.4-1 Relación entre potencia de entrada y salida (a) y factor de eficiencia en función de la potencia de entrada del inversor, en azul medidas empíricas y en rojo resultado de la simulación.

Segundo ejemplo. El siguiente ejemplo permite evaluar el comportamiento de las protecciones frente a un consumo excesivo de las cargas. A la entrada del inversor se simula un generador capaz de proporcionar potencia suficiente en todo momento. A la salida se sitúa una carga que aumenta su consumo linealmente.

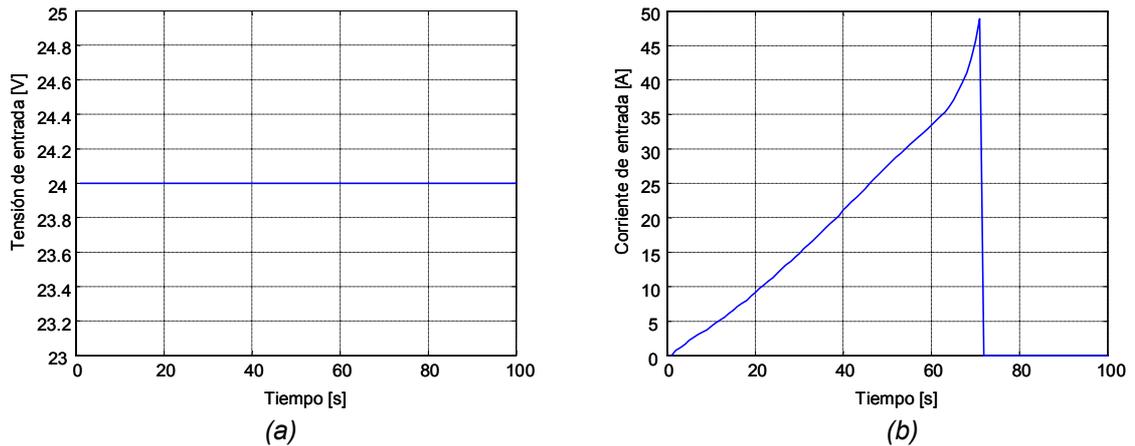


Figura 2.5.4-2 Tensión (a) y corriente (b) de entrada del inversor

La figura 2.5.4-2 muestra como la tensión de alimentación se mantiene constante mientras que el consumo va aumentando, de forma no lineal debido al rendimiento del inversor, hasta que el inversor se desarma a los 70 segundos. El desarme es debido a que se supera la corriente máxima de entrada, fijada en 50A. La figura 2.5.4-3 presenta la evolución de la tensión y corriente en las cargas. La gráfica 2.5.4-3(b) ilustra en azul la respuesta simulada y en rojo la teórica si no hubieran saltado las protecciones.

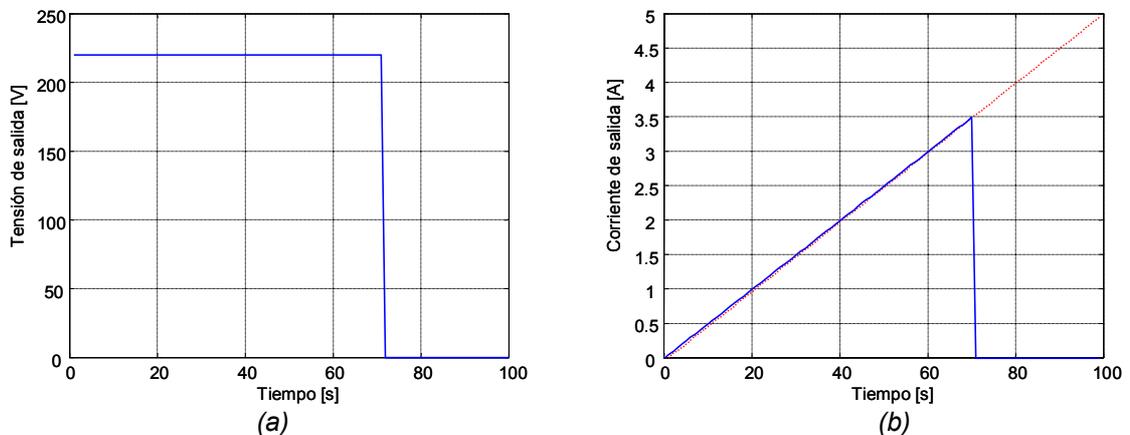


Figura 2.5.4-3 Tensión (a) y corriente (b) a la salida del inversor

Las potencias a las que se produce la desconexión son de 1193.4W a la entrada y de 772.2W a la salida. Nótese que la potencia a la que el inversor saturaría, y empezaría a reducir su tensión de salida, se ha definido a 775W. A tensión nominal de 24V esta situación no se produce. En cambio si se aumenta la tensión de entrada a 30V, por ejemplo, sí que aparece; siendo además la causa de desconexión, tal como se detalla en la figura 2.5.4-4.

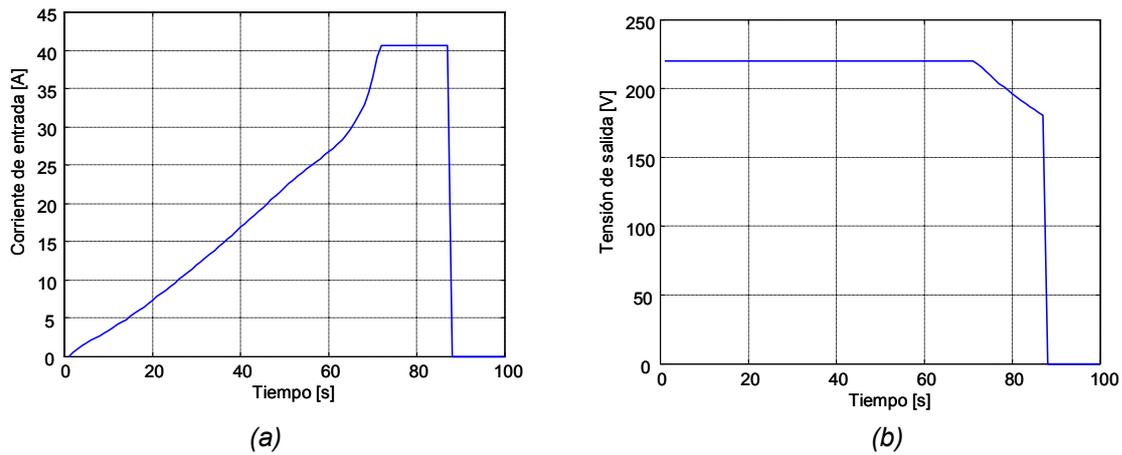


Figura 2.5.4-4 Corriente de entrada (a) y tensión de salida (b) del inversor

Nótese que la caída de una red eléctrica externa, a la que se hallase conectado el inversor, es un caso límite de esta situación. En ella, a la salida del inversor la tensión caería y la corriente se dispararía, provocando el desarme del equipo. Para poder simular exactamente esta situación es preciso determinar el retardo en la actuación del control, la impedancia equivalente de la red eléctrica y escalar adecuadamente la base de tiempo. La figura 2.5.4-5 intenta reflejar este escenario. Para reproducir el comportamiento de la red se ha simulado un cortocircuito a la salida del inversor, modelado por una resistencia variable que, en 2ms, evoluciona de 110Ω a 0Ω . El tiempo de respuesta del control, más actuadores, se ha situado en 10ms. La caída de la red, gráfica 2.5.4-5(a), provoca un pico de corriente de unos 22 Amperios, gráfica 2.5.4-5(b), de una duración aproximada de unos 20ms.

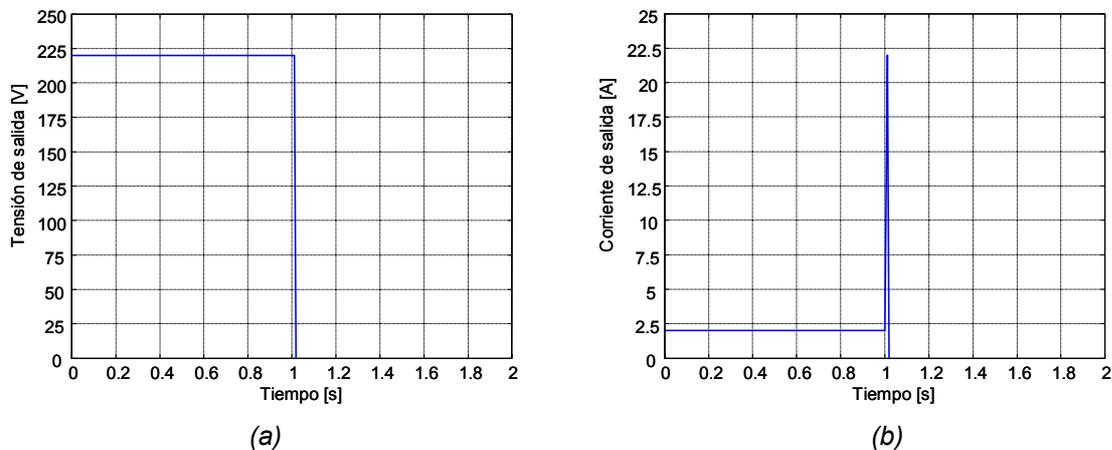


Figura 2.5.4-5 Tensión (a) y corriente (b) a la salida del inversor

Tercer ejemplo. Finalmente, en este ejemplo se pretende poner de manifiesto la respuesta del inversor ante la descarga de la batería. Por ello se ha conectado a la entrada una fuente de tensión que va reduciendo progresivamente su valor, tal como ilustra la figura 2.5.4-6. El consumo de las cargas se considera constante para no desvirtuar las conclusiones, tal como se observa en la figura 2.5.4-7.

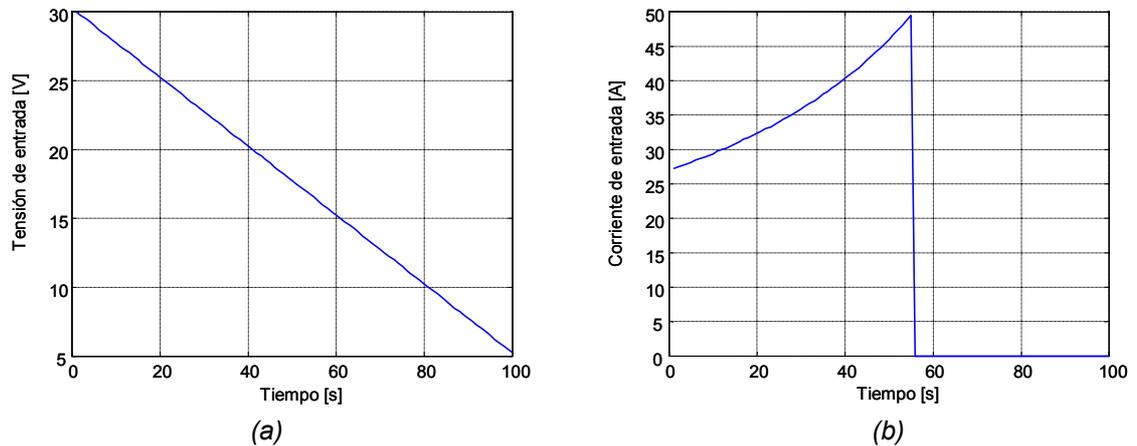


Figura 2.5.4-6 Evolución forzada de la tensión, (a), y respuesta de la corriente, (b), a la entrada del inversor

Se observa claramente como el inversor compensa la reducción de la tensión de entrada aumentando la corriente. Este aumento finalmente provoca el desarme del inversor por tener una excesiva corriente de entrada.

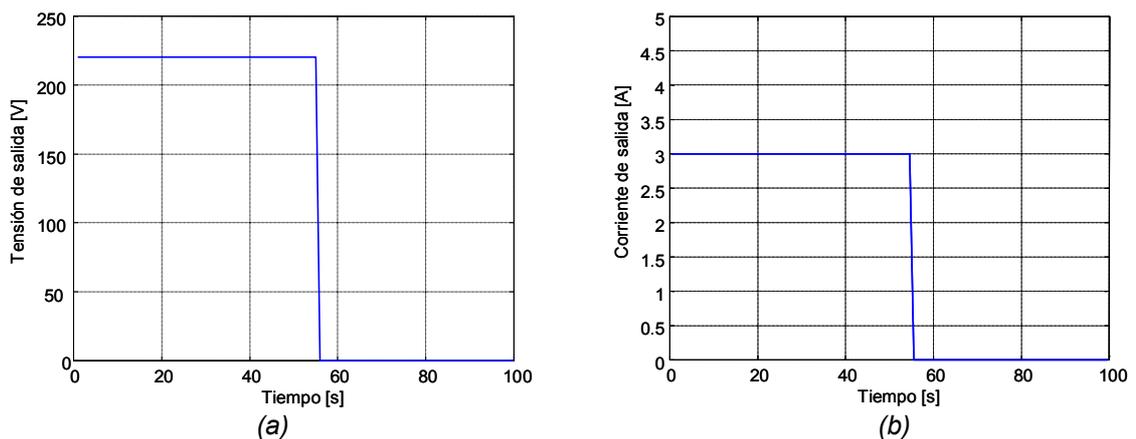


Figura 2.5.4-7 Evolución de la tensión, (a), y corriente, (b), a la salida del inversor

2.6 Modelo de convertidor DC/DC

2.6.1 Introducción

Hasta el momento se ha planteado que los paneles solares están conectados directamente a las baterías. La utilización de un regulador de batería solo implica la posible desconexión de los paneles, no un control de su punto de trabajo cuando están alimentando al sistema. El uso de un convertidor entre paneles y baterías puede aportar una sensible mejora en el rendimiento del global de la instalación fotovoltaica, permitiendo aplicar distintas políticas de control a nivel de sistema [35-38]. En función de la regulación aplicada, los paneles pueden aportar la máxima energía al sistema o bien la energía óptima para su funcionamiento, por ejemplo asegurando una carga eficiente de la batería. A continuación se plantean los puntos clave del convertidor. Para obtener más detalles sobre las prestaciones del modelo consúltense el apartado relativo al inversor y las simulaciones del sistema controlado.

2.6.2 Modelo teórico

El modelo del convertidor se plantea análogamente al inversor, comentado anteriormente. El convertidor DC/DC conectará los paneles solares a las baterías. Así pues, la principal consideración a tener en cuenta, respecto lo expuesto en el caso del inversor radica en la asociación de generadores. La figura 2.6.2-1 muestra este detalle. Debido a que los paneles solares pueden considerarse como una fuente de corriente y las baterías como una fuente de tensión, se ha definido el modelo del convertidor como una fuente de tensión controlada, V_c , en la etapa de entrada y una fuente de corriente, I_c , en la etapa de salida.

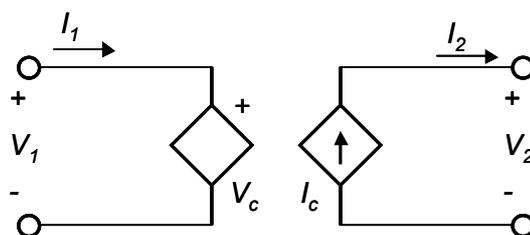


Figura 2.6.2-1 Esquema eléctrico del convertidor DC/DC

El sistema de ecuaciones 2.6.2-1 describe su comportamiento. Nótese que la variable de control es la corriente de salida, I_c . Esta corriente depende tanto de las condiciones físicas y meteorológicas de los paneles solares como de la política de control aplicada al sistema. La tensión a la entrada se produce como consecuencia del control aplicado. Dentro de los valores posibles de tensión de entrada del convertidor se ha diseñado el control para cumplir, además, las condiciones expuestas en el sistema de ecuaciones 2.6.2-2. Estas condiciones sitúan el punto de trabajo de los paneles solares en la zona de tensiones comprendidas entre la tensión correspondiente al punto de máxima potencia y su tensión de circuito abierto.

$$\begin{cases} I_c = f(\text{paneles}, \text{control}) \\ V_c = \frac{I_2 \cdot V_2}{\eta \cdot I_1} \end{cases} \quad (\text{Ecuación 2.6.2-1})$$

$$\begin{cases} 0 \leq I_c \leq I_{pmp} \\ V_{pmp} \leq V_c \leq V_{oc} \end{cases} \quad (\text{Ecuación 2.6.2-2})$$

La figura 2.6.2-2 muestra esta zona de trabajo. En azul se presenta la corriente generada por un panel solar, escalada por un factor 10 para la representación, en función de la tensión de polarización, a 25°C y 1000W/cm². Si se realiza el producto de ambas variables se obtiene la curva de potencia que puede proporcionar el panel, coloreada en rojo en la figura. Nótese que ambas zonas a derecha e izquierda del punto de máxima potencia podrían considerarse validas para el control, pues permiten cualquier valor posible de potencia. El control utiliza la zona de altas tensiones ya que permite reducir el valor de corriente, reduciendo pérdidas en el cableado y reduciendo la fatiga del dispositivo.

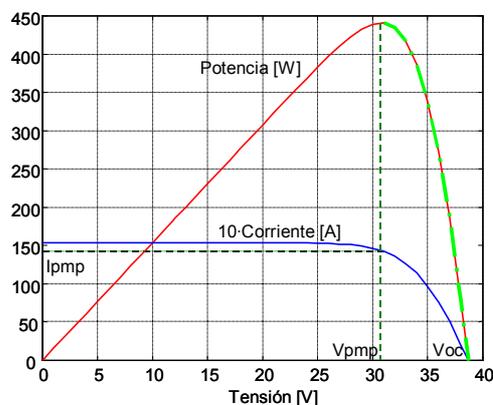


Figura 2.6.2-2 En azul, curva corriente-tensión ($\times 10$) típica de un panel solar. En rojo, potencia generada por el panel solar. En verde, zona de trabajo del convertidor.

2.7 Modelo de punto de conexión a red

2.7.1 Introducción

Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red están evolucionando rápidamente tanto por la consolidación de la tecnología involucrada como por la aparición de legislación específica. Así el 30 de diciembre de 1998 se publicó el Real Decreto 2818/98, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. Este Real Decreto tiene entre sus objetivos el desarrollo de las condiciones para acogerse al régimen especial y las primas que pueden obtenerse por la venta de la energía eléctrica. Con fecha 30 de septiembre de 2000, se publicó en el Boletín Oficial del Estado el Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión. Toma especial relevancia, pues, el dispositivo responsable de la conexión a la red eléctrica pública ya que, a la práctica, es el principal obstáculo que oponen las compañías eléctricas.

La conexión a la red eléctrica sigue esencialmente el mismo planteamiento que el controlador de la batería. Tomando como premisa modelar el dispositivo más genérico posible, el modelo contempla la posible interconexión de paneles solares, baterías, cargas y una red eléctrica externa [44-52]. Este planteamiento permite establecer tres topologías básicas. La primera de ellas conectaría los paneles solares y las cargas a la red eléctrica, configuración típica de un sistema fotovoltaico conectado a red. La segunda topología incorporaría una batería, como sistema de alimentación de emergencia. La tercera invertiría el punto de vista, siendo la red eléctrica externa un generador auxiliar, por ejemplo un grupo electrógeno, y el sistema principal estaría formado por los paneles solares, la batería y las cargas. Nótese que la única diferencia entre las tres topologías radicaría en el control de la conexión a red, pudiendo utilizarse un modelo genérico para simular las tres topologías.

Las simulaciones relativas a la actuación del punto de conexión a red se han incorporado en los análisis de los sistemas conectados a red ya debe tenerse en cuenta la interacción con el resto de dispositivos del sistema, y no tan solo la conexión aislada.

2.7.2 Modelo teórico

Básicamente, la conexión a red es un conmutador que permite conectar y desconectar cargas, paneles, baterías y la red eléctrica, independientemente, del sistema. El modelo contempla la interconexión de los buses de continua y alterna a través de un inversor. Existen diversas formas de plantear su modelado, [39-57]. Se ha optado por un planteamiento general que permita una simulación funcional, utilizando el circuito eléctrico equivalente de la figura 2.7.2-1 como base.

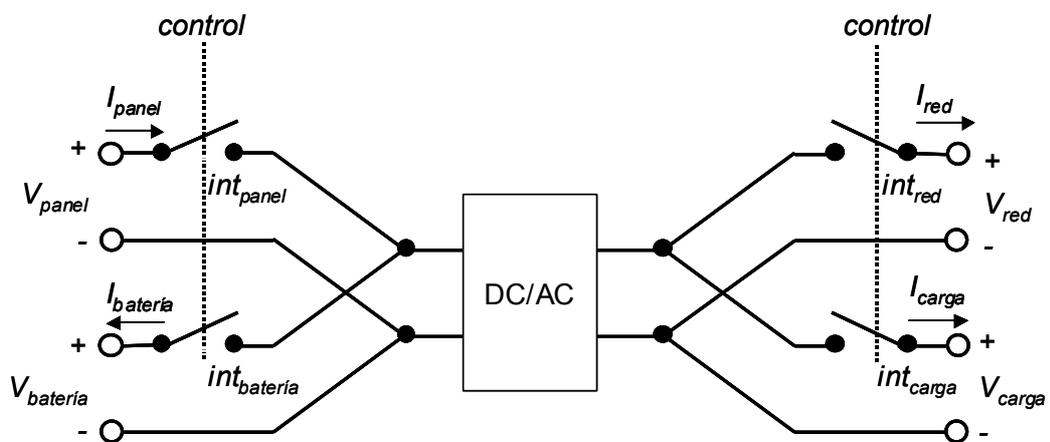


Figura 2.7.2-1 Esquema eléctrico de la conexión a red

Tomando como punto de partida el modelo general de la figura, aparece un detalle importante a tener en cuenta: determinar las variables de control. El dispositivo debe gestionar la interconexión de hasta 4 dispositivos externos simultáneamente: paneles solares, baterías, cargas y red eléctrica. Además, debe controlar el funcionamiento del inversor e interruptores internos. En el caso de la red eléctrica, el dispositivo deberá monitorizar las tensión, corriente y frecuencia para evitar situaciones de caídas de la red, *islanding*, y consumos excesivos. En el caso de las baterías, tiene dos alternativas: o bien utilizar su tensión en bornes, o bien el nivel de energía, LOE, para mantenerla en una zona de funcionamiento óptima. En el caso de paneles y cargas la clave se encuentra en la potencia que generan o consumen. Nótese también, que el modelo no contempla teóricamente el control del punto de trabajo de los paneles solares, ya que se considera que de ser necesario se introduciría un convertidor entre paneles y el punto de conexión a red. A partir de estas consideraciones iniciales, el funcionamiento del punto de conexión a red dependerá de la topología en que se integre.

En la primera topología planteada en la introducción, los paneles solares y las cargas se encuentran conectados a la red eléctrica. El interruptor $int_{batería}$ se encuentra en circuito abierto y los interruptores int_{red} , int_{panel} e int_{carga} tan solo actúan como protecciones. El sistema de ecuaciones 2.7.2-1 formula las leyes de control ante posibles caídas de la red eléctrica.

$$\left\{ \begin{array}{l} f_{cmin} \leq f_{red} \leq f_{cmax} \\ int_{red} \Leftrightarrow V_{cmin} \leq V_{red} \leq V_{cmax} \\ I_{red} \leq I_{cmax} \end{array} \right. \quad (Ecuación 2.7.2-1)$$

Obsérvese que ante la caída de la red eléctrica el interruptor int_{red} se abrirá, pero las cargas podrían continuar alimentadas gracias a los paneles solares. En caso que los paneles no pudieran aportar suficiente potencia, los interruptores int_{panel} e int_{carga} también se abrirían y el sistema quedaría completamente desconectado. El sistema de ecuaciones 2.7.2-2 describe este comportamiento, monitorizando la tensión y corriente en las cargas.

$$\left\{ \begin{array}{l} int_{panel} \\ int_{carga} \end{array} \right\} \Leftrightarrow \left\{ \begin{array}{l} 0 \leq I_{carga} \leq I_{cmax} \\ V_{cmin} \leq V_{carga} \leq V_{cmax} \end{array} \right. \quad (Ecuación 2.7.2-2)$$

La segunda topología es una ampliación de la anterior. Incorpora una batería como sistema de alimentación de emergencia. El interruptor $int_{batería}$ puede fijarse normalmente en cortocircuito, manteniendo a la batería en flotación, o bien actuar para mantener el nivel de energía de la batería en un punto óptimo, independizando además la tensión de batería de la de los paneles. Los posibles umbrales de control para su conexión se plantean en el sistema de ecuaciones 2.7.2-3.

$$\left\{ int_{batería} \right\} \Leftrightarrow \left\{ \begin{array}{l} LOE_{cmin} \leq LOE \leq LOE_{cmax} \\ V_{cmin} \leq V_{batería} \leq V_{cmax} \end{array} \right. \quad (Ecuación 2.7.2-3)$$

La elección de la tensión en bornes de la batería o su nivel de energía como variable de control precisa una consideración adicional. En el caso que la instalación contenga

dispositivos con picos de elevado consumo, por ejemplo motor con picos de potencia importantes en su par de arranque, la tensión sufrirá descensos significativos en esos instantes. Esto puede llevar a que el sistema desconecte la batería en el arranque de dichos dispositivos, a pesar que ésta disponga de energía suficiente para soportar el consumo solicitado. La resolución no es fácil, ya que una reducción en los umbrales de tensión puede llevar a que la batería sufra una descarga excesiva en regímenes de descargas lentas. Será, pues, recomendable, utilizar el nivel de energía como parámetro de control siempre que sea posible.

En la tercera topología, la red eléctrica se considera como un generador auxiliar, fijando el interruptor de red, int_{red} , normalmente en circuito abierto. En el caso que el nivel de energía la batería disminuya peligrosamente, las cargas se conectarán al generador auxiliar para asegurar su funcionamiento y, además, preservar la batería de daños, cerrando el interruptor de red, int_{red} . Otra situación posible se da lugar cuando la batería se encuentra saturada. En este caso, los paneles se desconectarán, abriendo el interruptor int_{panel} , permitiendo descargar la batería a través de las cargas. El sistema de ecuaciones 2.7.2-4 plantea los límites del control.

$$\begin{cases} int_{red} & \Leftrightarrow 0.35 \leq LOE \leq 0.45 \\ int_{panel} & \Leftrightarrow 0.75 \leq LOE \leq 0.85 \end{cases} \quad (\text{Ecuación 2.7.2-4})$$

El punto de conexión a red puede tomarse, además, como referencia para catalogar múltiples configuraciones de un sistema fotovoltaico. La tabla 2.7.2-1 muestra estas posibles configuraciones. En primer lugar, se observa como existen algunas combinaciones sin sentido, donde solo interviene una sola entrada o ninguna. Por otro lado, la combinación de, como mínimo, dos entradas permite identificar 7 topologías de instalaciones eléctricas, de las cuales 5 incorporan la energía fotovoltaica como fuente de energía primaria o auxiliar. Nótese que las tres topologías detalladas anteriormente son las más representativas. Finalmente, aparecen 4 topologías más propias de dispositivos individuales, como por ejemplo un cargador de baterías, que de instalaciones complejas.

La utilización de modelos promediados en la simulación del dispositivo conlleva la utilización de valores eficaces en el bus de alterna. Por ello, en los algoritmos de control se han tenido en cuenta tensiones y corrientes eficaces, permitiendo tener en cuenta caídas de la red y optimizando el modelo para simular largos periodos de funcionamiento.

int_{panel}	$int_{bateria}$	int_{carga}	int_{red}	Configuración
c.a.	c.a.	c.a.	c.a.	Sistema desconectado
c.a.	c.a.	c.a.	c.c.	-
c.a.	c.a.	c.c.	c.a.	-
c.a.	c.a.	c.c.	c.c.	Instalación eléctrica convencional
c.a.	c.c.	c.a.	c.a.	-
c.a.	c.c.	c.a.	c.c.	<i>Dispositivo cargador de baterías convencional *</i>
c.a.	c.c.	c.c.	c.a.	<i>Dispositivo con alimentación a baterías *</i>
c.a.	c.c.	c.c.	c.c.	Instalación eléctrica convencional con SAI
c.c.	c.a.	c.a.	c.a.	-
c.c.	c.a.	c.a.	c.c.	Instalación generadora fotovoltaica
c.c.	c.a.	c.c.	c.a.	Instalación fotovoltaica flotante
c.c.	c.a.	c.c.	c.c.	Instalación fotovoltaica conectada a red
c.c.	c.c.	c.a.	c.a.	<i>Dispositivo cargador de baterías fotovoltaico *</i>
c.c.	c.c.	c.a.	c.c.	<i>Dispositivo cargador de baterías híbrido (solar/red) *</i>
c.c.	c.c.	c.c.	c.a.	Instalación fotovoltaica autónoma
c.c.	c.c.	c.c.	c.c.	Instalación fotovoltaica con generador auxiliar

* Sería más preciso sustituir el inversor por un rectificador
c.c.: cortocircuito, c.a.: circuito abierto

Tabla 2.7.2-1 Configuraciones posibles utilizando un punto de conexión a red

Las prestaciones que ofrece el modelo de punto de conexión a red se pondrán de manifiesto en las simulaciones llevadas a cabo en el apartado relativo a *sistemas conectados a red* del capítulo 3. Se ha optado por presentar los resultados en el apartado de sistemas debido a la necesidad de tener en cuenta la respuesta de todos los dispositivos involucrados en la topología.

2.8 Modelo de pérdidas del sistema

2.8.1 Introducción

En último lugar, se presenta el modelo de pérdidas considerado en el modelado. Este modelo, combinado con la extracción automática de parámetros, será aplicado para la diagnosis del sistema. Los resultados experimentales de la aplicación del modelo de pérdidas se encuentran en el apartado relativo al *sistema autónomo con pérdidas* debido a la necesidad de integrarlas en un sistema para que tengan sentido.

2.8.2 Modelo teórico

El modelo de pérdidas considerado pretende reflejar básicamente las pérdidas debido al cableado de una instalación fotovoltaica, contemplando las caídas de tensiones y fugas de corriente a masa. La figura 2.8.2-1 ilustra el esquema utilizado. En ella se observan tres impedancias que modelan las pérdidas. La impedancia $Z_{p_{panel}}$ simula la caída de tensión que aparece entre los bornes de los paneles solares y las baterías. La impedancia $Z_{p_{carga}}$ simula la caída de tensión análoga entre baterías y cargas. Y $Z_{p_{masa}}$ concentra las fugas de corriente a masa de la instalación.

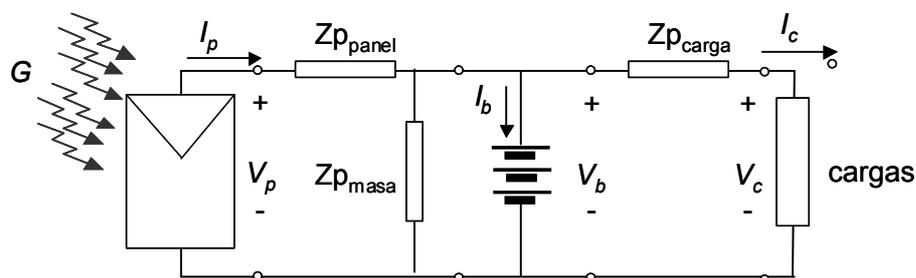


Figura 2.8.2-1 Esquema eléctrico de las pérdidas en un sistema fotovoltaico

Nótese que en caso de no existir $Z_{p_{panel}}$ y $Z_{p_{carga}}$, aparecería la misma tensión en bornes de los tres dispositivos que forman el sistema. Por otro lado, en el caso de no considerar $Z_{p_{masa}}$, la suma de corrientes que circulan por los paneles, baterías y cargas sería igual a cero.

Para determinar el valor numérico de las tres impedancias puede recurrirse tanto a un análisis convencional del circuito como a las técnicas de diagnóstico mediante el algoritmo Levenberg-Marquardt . Valores típicos medidos en el laboratorio se muestran en la tabla 2.8.2-1. El laboratorio consta de paneles solares Atersa A-85, una batería Tudor 7TSE70, un regulador LEO-1 (24V y 50A) y un inversor Taurus 1024 (1KVA) de Atersa. Este último alimenta a un conjunto de cargas resistivas de 100W controladas por un ordenador a través de relés. Las medidas se han realizado con la instalación en funcionamiento, simultáneamente con la monitorización del sistema en verano del 2001.

Nótese el detalle que las pérdidas en el cableado procedente de los paneles solares, $Z_{p_{panel}}$, son mayores que en el caso de las cargas, $Z_{p_{carga}}$. Siendo coherente pues el cableado hacia los paneles es mucho más extenso en las instalaciones del laboratorio de sistemas fotovoltaicos donde se realizan las medidas.

$Z_{p_{panel}}$	0.1080 Ω
$Z_{p_{masa}}$	1E9 Ω
$Z_{p_{carga}}$	0.0110 Ω

Tabla 2.8.2-1 Valores de impedancias de pérdidas

2.9 Bibliografía

A continuación se detalla la bibliografía de referencia en el modelado y simulación de los dispositivos que constituyen los sistemas fotovoltaicos estudiados. Esta se ha ordenado siguiendo el mismo criterio que el desarrollado a lo largo del capítulo.

2.9.1 Batería

- [1] J.B. Copetti, E. Lorenzo and F. Chenlo, "*A general battery model for PV system simulation*", Progress in photovoltaics: research and applications, Vol. 1, , pp. 283-292, 1993
- [2] J.B.Copetti, F.Chenlo and E.Lorenzo, "*Comparison between charge and discharge models and real data for PV applications*" 11th European PV Solar Energy Conference, Harwood Academic Publishers, Montreux, Switzerland, 12-16 October 1992, pp.1131-1134.
- [3] J.B. Copetti and F.Chenlo, "*Internal resistance characterization of lead-acid batteries for PV rates*", 11th European PV Solar Energy Conference, Harwood Academic Publishers, Montreux, Switzerland, 12-16 October 1992, pp.1116-1119.
- [4] John N. Harb, Rodney M. LaFollette, "*Predictions of the thermal behavior of a spirally-wound lead-acid battery cell*", 33rd Intersociety Engineering Conference, Colorado Springs, pp. , August 1998
- [5] Ziyad M. Salameh, Margaret A. Casacca, William A. Lynch, "*A Mathematical Model for Lead-Acid Batteries*", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 7, Nº 1, , pp. 93-97, March 1992
- [6] Dawn M. Bernardi, Hiram Gu, Andrew Y. Schoene, "*Two-dimensional Mathematical Model of a Lead-Acid Cell*", Journal of the Electrochemical Society, Vol 140, Nº 8, , pp. 2250-2258, August 1993
- [7] Per Ekdunge, "*A simplified Model of the lead/acid battery*", Journal of Power Sources, 46, , pp. 251-262, 1993
- [8] John N. Harb and Rodney M. LaFollette, "*Mathematical Model of the Discharge Behavior of a Spirally Wound Lead-Acid Cell*", Journal of the Electrochemical Society, 146 (3), , pp. 809-818, 1999
- [9] Hiram Gu, T. V. Nguyen and R. E. White, "*A mathematical Model of a Lead-Acid Cell*", Journal of Electrochemical Society, Vol. 134, Nº 12, , pp. 2953-2960, December 1987
- [10] T. V. Nguyen and R.E. White, "*A mathematical model of a hermetically sealed lead-acid cell*", Electrochimica Acta, Vol. 38, Nº 7, , pp. 935-945, 1993

- [11] Dawn M. Bernardi and Michael K. Carpenter, "A mathematical Model of the Oxygen-Recombination Lead-Acid Cell", Journal of the Electrochemical Society, Vol. 142, N° 8, , pp. 2631-2642, August 1995
- [12] Tobis Seng, Dirk Uwe Sauer, "Detailed Modelling of Lead Acid Batteries Under Solar typical Operation Conditions", Eurosun'96, Freiburg, pp. 879-884, 1996
- [13] J. Garche, A. Jossen, H. Döring, "The influence of different operating conditions, especially over-discharge, on the lifetime and performance of lead/acid batteries for photovoltaic systems", Journal of Power Sources, 67, , pp. 201-212, 1997
- [14] Massimo Ceraolo, "New dynamical Models of Lead-Acid Batteries", IEEE transactions on power systems, Vol. 15, N° 4, , pp. , November 2000
- [15] F. Fabero, N.Vela, M. Alonso-Abella, J. Cuenca y F. Chenlo, "Validation of a Theoretical model for different PV batteries", 14th European Photovoltaic solar Energy Conference, Barcelona, pp. , July 1997
- [16] Z.M.Salameh, M.A.Cassacca and W.A.Lynch, "A mathematical model for lead-acid batteries", IEEE transactions on energy conversion, vol. 7, n0.1,march 1992, pp. 93-97.
- [17] Margaret A.Cassacca and Z.M.Salameh, "Determination of Lead-acid battery capacity via mathematical modeling techniques", IEEE Transactions on Energy Conversion vol.7, no.3, September 1992, pp. 442-446.

Estado de carga de la batería, SOC

- [18] Ch. Ehret, S. Piller, W. Schroer, A. Jossen, "State-of-Charge determination for lead-acid batteries in PV-applications", 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Glasgow, UK, pp. 2486-2488, May 2001
- [19] C. Schmitz, M. Rothert, B. Willer, R. Knorr, "State of charge and State of health determination for lead-acid batteries in PV power supply systems", 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna, pp. 2157-2160, July 1998

Capacidad de la batería

- [20] Margaret A. Casacca, Ziyad M. Salameh, "Determination of Lead-Acid Battery Capacity Via mathematical Modelling Techniques", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 7, N° 3, , pp. 442-446, September 1999

Estado de salud de la batería, SOH

- [21] S. Piller, R. Hanitsch, "Stimation of battery ageing in hybrid energy supply systems - a fuzzy approach -", 14th European Photovoltaic solar Energy Conference, Barcelona, pp. 2265-2268, July 1997

2.9.2 Panel solar

- [22] Martin A. Green, "Solar Cells. Operative Principles Technology and Systems Applications", Prentice Hall, 1982
- [23] Vorster, F.J.; van Dyk, E.E.; Leitch, A.W.R., "*Analysis of point focussing, high concentration, photovoltaic array*", Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE , 2000, pp. 1622 -1625
- [24] Abete, A.; Scapino, F.; Spertino, F.; Tommasini, R., "*Ageing effect on the performance of a-Si photovoltaic modules in a grid connected system: experimental data and simulation results*", Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE , 2000, pp. 1587 -1590
- [25] King, D.L.; Kratochvil, J.A.; Boyson, W.E., "*Measuring solar spectral and angle-of-incidence effects on photovoltaic modules and solar irradiance sensors*", Photovoltaic Specialists Conference, 1997., Conference Record of the Twenty-Sixth IEEE , 1997, pp. 1113 –1116
- [26] Elshatter, Th.F.; Elhagry, M.T.; Abou-Elzahab, E.M.; Elkousy, A.A.T., "*Fuzzy modeling of photovoltaic panel equivalent circuit*", Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE , 2000, pp. 1656 -1659
- [27] Terao, A.; Mulligan, W.P.; Daroczi, S.G.; Pujol, O.C.; Verlinden, P.J.; Swanson, R.M.; Minano, J.C.; Benitz, P.; Alvarez, J.L., "*A mirror-less design for micro-concentrator modules*", Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE , 2000, pp. 1416 -1419
- [28] Bruton, T.M.; Roberts, S.; Heasman, K.C.; Russell, R.; Warta, W.; Glunz, S.W.; Dicker, J.; Knobloch, J., "*Prospects for high efficiency silicon solar cells in thin Czochralski wafers using industrial processes*", Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE , 2000, pp. 180 -183

2.9.3 Regulador de batería

- [29] Joseph R. Woodworth, Michael G. Thomas, John W. Stevens, Steven R. Harrington, James P. Dunlop, M. Ramu Swanny, Leighton Demetrius, "*Evaluation of the batteries and charge controllers in small stand-alone photovoltaic systems*", 1st World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Hawaii, pp. 933-945, December 1994
- [30] Yoon-Ho Kim, Hoy-Doo Ha, "*Design of Interface Circuits with Electrical Battery Models*", IEEE Transactions on industrial electronics, Vol. 44, N° 1, , pp. 81-86, February 1997

2.9.4 Inversor

- [31] Hashimoto, O.; Shimizu, T.; Kimura, G., "A novel high performance utility interactive photovoltaic inverter system", Industry Applications Conference, 2000. Conference Record of the 2000 IEEE , Volume: 4 , 2000, pp. 2255 -2260 vol.4
- [32] Chih-Chiang Hua; Chao-Ren Hsiao, "Implementation of distributed photovoltaic power supply systems", Industrial Electronics, 2000. ISIE 2000. Proceedings of the 2000 IEEE International Symposium on , Volume: 1 , 2000, pp. 163 -168 vol.1
- [33] Adnene, C.; Moncef, J., "Modelling and simulation of a PV-inverter-asynchronous motor association in photovoltaic pumping systems", Power Engineering, 2001. LESCOPE '01. 2001 Large Engineering Systems Conference on , 2001, pp. 146 -151
- [34] Kern, G. A., Bonn, R. H., Ginn, J. y González, S. Results , "Grid-Tied Inverter Testing", 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion. Viena. July 1998.

2.9.5 Convertidor DC/DC

- [35] Gow, J.A.; Manning, C.D., "Controller arrangement for boost converter systems sourced from solar photovoltaic arrays or other maximum power sources", Electric Power Applications, IEE Proceedings- , Volume: 147 Issue: 1 , Jan. 2000, pp. 15 -20
- [36] Liang, T.J.; Kuo, Y.C.; Chen, J.F., "Single-stage photovoltaic energy conversion system", Electric Power Applications, IEE Proceedings- , Volume: 148 Issue: 4 , July 2001, pp. 339 -344
- [37] Tsai-Fu Wu; Chien-Hsuan Chang; Yu-Hai Chen, "A fuzzy-logic-controlled single-stage converter for PV-powered lighting system applications", Industrial Electronics, IEEE Transactions on , Volume: 47 Issue: 2 , April 2000, pp. 287 -296
- [38] Matsui, K.; Yamamoto, I.; Hirose, S.; Ando, K.; Kobayashi, T., "Utility-interactive photovoltaic power conditioning systems with forward converter for domestic applications", Electric Power Applications, IEE Proceedings- , Volume: 147 Issue: 3 , May 2000, pp. 199 -205

2.9.6 Punto de conexión a red

- [39] Wu, T.-F.; Chang, C.-H.; Chen, Y.-K., "A multi-function photovoltaic power supply system with grid-connection and power factor correction features", Power Electronics Specialists Conference, 2000. PESC 00. 2000 IEEE 31st Annual , Volume: 3 , 2000, pp. 1185 -1190 vol.3
- [40] Vasanang, E.; Spooner, E.D., "The effect of net harmonic currents produced by numbers of the Sydney Olympic Village's PV systems on the power quality of local electrical network",

- Power System Technology, 2000. Proceedings. PowerCon 2000. International Conference on , Volume: 2 , 2000, pp. 1001 -1006 vol.2
- [41] Vasanasong, E.; Spooner, E.D., "*The prediction of net harmonic currents produced by large numbers of residential PV inverters: Sydney Olympic Village case study*", Harmonics and Quality of Power, 2000. Proceedings. Ninth International Conference on , Volume: 1 , 2000, pp. 116 -121 vol.1
- [42] Kirawanich, P.; O'Connell, R.M., "*Potential harmonic impact of a residential utility-interactive photovoltaic system*", Harmonics and Quality of Power, 2000. Proceedings. Ninth International Conference on , Volume: 3 , 2000, pp. 983 -987 vol.3
- [43] Amuda, L.N.; Cardoso Filho, B.J.; Silva, S.M.; Silva, S.R.; Diniz, A.S.A.C., "*Wide bandwidth single and three-phase PLL structures for grid-tied PV systems*", Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE , 2000, pp. 1660 -1663
- [44] AENOR, UNE-EN 61727:96, "*Sistemas fotovoltaicos (FV). Características de la interfaz de conexión a la red eléctrica*", 1996.
- [45] AENOR, UNE-EN 61173:98, "*Protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos (FV) productores de energía. Guía*". 1998.
- [46] AENOR, UNE-EN 61000-XX, "*Compatibilidad electromagnética (CEM)*", 1999.
- [47] AENOR, PNE-EN 50330-1, "*Convertidores fotovoltaicos de semiconductores. Parte 1: Interfaz de protección interactivo libre de fallo de compañías eléctricas para convertidores conmutados FV-Red. Cualificación de diseño y aprobación de tipo*", 1999.
- [48] AENOR, PNE-EN 50331-1, "*Sistemas fotovoltaicos en edificios. Parte I.: Requisitos de seguridad*". 1999.
- [49] AENOR, PNE-EN 61227, "*Sistemas fotovoltaicos (FV) terrestres generadores de potencia. Generalidades y guía*", 1999.
- [50] AENOR, "*Normas UNE editadas relacionadas con la energía fotovoltaica*", 1999.
- [51] AENOR, "*Proyectos de normas UNE relacionadas con la energía fotovoltaica*", 1999.
- [52] AENOR, "*Proyectos y normas internacionales relacionadas con la energía fotovoltaica*", 1999.
- [53] Real Decreto 2818/98 de 13 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración.
- [54] Real Decreto 1663/00, de 29 de septiembre sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- [55] Real Decreto 2224/98, de 16 de octubre por el que se establece el certificado de profesionalidad de la ocupación de instalador de sistemas fotovoltaicos y eólicos de pequeña potencia.
- [56] Real Decreto 3490/00, de 29 de diciembre de 2000 por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2001.
- [57] Ley 30/1992, y sus normas de desarrollo.

2.9.7 Publicaciones generadas

Batería

- [58] D. Guasch, S. Silvestre, "*Dynamic Battery Model for Photovoltaic Applications*", Progress in Photovoltaics: Research and Applications, Volume 11, Issue 3, pp. 193-206, (DOI:10.1002/pip.480), 2003
- [59] S. Silvestre, D. Guasch, U. Goethe, and L. Castañer, "*Improved PV battery modelling using Matlab*", Seventeenth European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, International Congress Centre, Munich, Germany, pp. 507-509, October 2001
- [60] S. Silvestre, A. Fontquerni, D. Guasch, A. Moreno, J. Julve, y L. Castañer, "*Modelado, Simulación y extracción de parámetros de baterías en sistemas fotovoltaicos*", Seminario Anual de Automática, Electrónica Industrial e Instrumentación (SAAEI '00), Terrassa, pp. 561-563, September 2000

Panel solar

- [61] S. Silvestre, D. Guasch, A. Moreno, J. Julve and L. Castañer, "*Characteristics of solar cells simulated using Matlab*", Conferencia de Dispositivos Electrónicos (CDE '99), Madrid, España, pp. 275-278, June 1999
- [62] S. Silvestre, D. Guasch, D. Navarro and P. Ortega, "*Characterization of Solar Cells using a Model Parameter Extractor in MATLAB environment*", Conferencia de Dispositivos Electrónicos (CDE '03), Calella de la Costa, Spain, February 2003.
- [63] S. Silvestre, D. Guasch, P. Ortega and N. Navarro, "*Adjust of Solar Cell Model Parameters based in MATLAB*", Conferencia de Dispositivos Electrónicos (CDE '03), Calella de la Costa, Spain, February 2003.

3 Sistemas

Una vez planteados los modelos de los dispositivos, se aborda la problemática de su integración en sistemas fotovoltaicos complejos. Existen numerosas arquitecturas que permiten simular instalaciones fotovoltaicas reales, con distinto grado de sofisticación [1-26]. Se ha optado por ir construyendo la arquitectura de una instalación fotovoltaica completa a partir de su mínima expresión. Por ello se empieza con el análisis de un sistema formado por paneles solares y cargas, que se ha denominado *sistema flotante*. Se continúa introduciendo una batería, definiéndose el *sistema autónomo*, introduciéndose entonces las pérdidas debidas al cableado para formar el *sistema autónomo con pérdidas*. La topología es ampliada añadiendo un regulador de batería que introduce las protecciones básicas para la batería, *sistema con regulador de batería*. La incorporación de un inversor permite diferenciar los dos buses de potencia, desarrollándose el *sistema completo*. Un convertidor continua-continua entre paneles y baterías ofrece la posibilidad de plantear políticas de control en la generación de potencia, formulando así el *sistema controlado*. Finalmente, se plantea la introducción de un punto de acceso a la red eléctrica, obteniéndose el sistema más completo, denominado *sistema conectado a red*.

Algunos de los principales problemas en la puesta en práctica de los modelos teóricos han sido la eliminación de lazos algebraicos, el tratamiento de las discontinuidades introducidas por los dispositivos y la determinación de condiciones iniciales de trabajo. A medida que el sistema aumenta en complejidad, el número de lazos algebraicos, puntuales e interrelacionados entre sí, aumenta exponencialmente. Conseguir eliminar alguno de estos lazos ha supuesto permitir a los métodos de cálculo numérico converger a la solución de las ecuaciones. Un ejemplo ha consistido en aprovechar el propio comportamiento de la batería para introducir un elemento de memoria que permite romper el principal lazo algebraico. Por otro lado, algunos de los dispositivos introducen

discontinuidades inherentes a su funcionamiento. Por ejemplo, el controlador de batería gestiona la conexión de paneles y cargas a la batería mediante interruptores. Este comportamiento introduce singularidades en el sistema que los métodos de cálculo numérico deben salvar. No son de fácil resolución y se han tratado analizando las capacidades de los algoritmos utilizados por Matlab/Simulink. Además, la dependencia entre dispositivos provoca problemas en el cálculo de la primera muestra. Este problema se debe solucionar forzando unas condiciones iniciales teóricas que permitan obtener un punto de partida a los cálculos posteriores.

En cada caso, los modelos teóricos se contrastarán con medidas experimentales, evaluándose las prestaciones del entorno de simulación desarrollado. Se ha utilizado el mismo banco de medidas empíricas en todas las simulaciones para poder comparar las mejoras introducidas. Se ha elegido un banco de medidas realizadas en junio del 2001 constituido por datos de irradiancia, temperaturas, corrientes y tensiones monitorizados, en el laboratorio de sistemas fotovoltaicos del Departamento de Ingeniería Electrónica de la UPC a lo largo de 6 días. El periodo de muestreo es de 2 minutos, es decir, 4320 muestras de cada magnitud sensada. Análogamente, los modelos y parámetros de los dispositivos son los que describen el laboratorio. Este consta de paneles solares Atersa A-85 (con 36 células en serie, $I_{sc}=5.2A$, $V_{oc} 21.2V$, en una agrupación de 2 paneles en serie y 4 en paralelo), una batería Tudor 7TSE70 (formada por 12 elementos de 2V en serie y con $C_{10}=550Ah$), un regulador LEO 1 (24V y 50A) de Atersa y un inversor modelo Taurus 1024 (1KVA) de Atersa, el cual alimenta a un conjunto de cargas resistivas de 120W controladas por un ordenador a través de relés.

Como referencia, en las simulaciones se tomará el siguiente juego de colores para contrastar los resultados de los sistemas: en azul las medidas empíricas y en rojo el resultado de las simulaciones. El sistema flotante, los sistemas controlados y conectados a red no han sido contrastados con medidas experimentales reales debido a que no se dispone de ellas. Los resultados de las simulaciones se han plasmado para poder comparar las prestaciones entre los diversos sistemas modelados y evaluar el comportamiento de ellos en situaciones de trabajo teóricas.

3.1 Modelo de sistema flotante

3.1.1 Introducción

El sistema flotante es la más simple de todas las arquitecturas desarrolladas. Esta arquitectura no es capaz de proporcionar una tensión de alimentación estable a las cargas. Pero puede tomarse como punto de partida para otros sistemas más complejos. A continuación se presenta la topología del sistema y se analizan sus características. Las simulaciones realizadas para contrastar su validez sirven, a su vez, como punto de partida para el resto de las simulaciones de los sistemas posteriores.

3.1.2 Modelo teórico

El sistema flotante consiste simplemente en interconectar los paneles solares y las cargas, tal como ilustra la figura 3.1.2-1(a). El análisis del sistema es trivial, pues solo existe una tensión y una corriente en el sistema. Las cargas permiten cerrar el circuito, polarizando los paneles solares y definiendo como resultado el punto de trabajo global, figura 3.1.2-1(b).

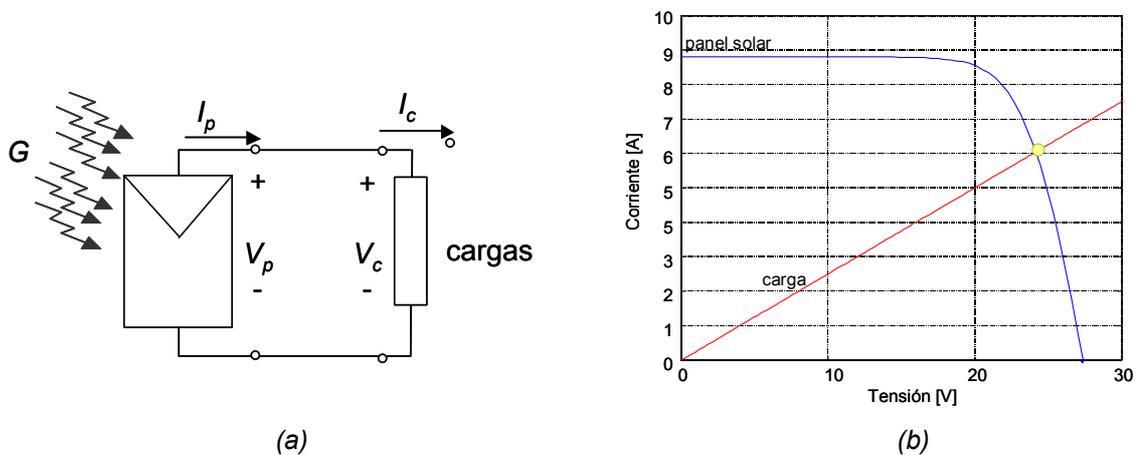


Figura 3.1.2-1 (a) Esquema eléctrico del sistema. (b) Punto de trabajo del sistema

El sistema de ecuaciones 3.1.2-1 formula la respuesta del sistema flotante. Nótese que tan solo se reflejan explícitamente las ecuaciones en el ámbito de sistema, pues las ecuaciones a nivel de dispositivo ya han sido presentadas en el capítulo 2.

$$\begin{cases} V_p = V_c \\ I_p = I_c \\ I_p = f(G, T, V_p) \\ I_c = f(V_c, T, \text{perfil}_{carga}) \end{cases} \quad \text{Ecuación 3.1.2-1}$$

Debe observarse que el sistema no podrá cumplir las exigencias de potencia cuando la irradiancia sea insuficiente, ya que no dispone de baterías. Además, la potencia en las cargas presenta una dependencia directamente proporcional con la tensión del sistema, mientras que en los paneles solares puede considerarse que es inversamente proporcional. Estrictamente, esta hipótesis solo es válida en la zona comprendida entre la tensión del punto de máxima potencia y la tensión en circuito abierto, pero coincide con la zona de trabajo habitual del sistema. La figura 3.1.2-2 ilustra este comportamiento.

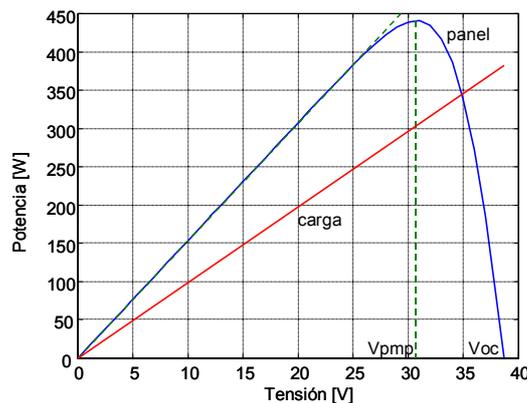


Figura 3.1.2-2 Evolución de la potencia en paneles solares y cargas en función de la tensión del sistema

3.1.3 Programación del modelo

El modelo de sistema flotante se ha programado tanto con Matlab como con Simulink. En el caso de la programación con Matlab se han tenido que desarrollar, además, los métodos de cálculo numérico que permiten calcular el punto de trabajo del sistema en cada muestra. En el caso de Simulink, estos métodos ya se encuentran disponibles, con lo que resulta una programación más rápida y sencilla.

La principal dificultad en la programación de los modelos mediante Simulink radicará en los lazos algebraicos que se crean al interconectar los modelos de los dispositivos. Esta topología no ha presentado ningún problema, pero a medida que el modelo vaya ganando complejidad resultaran un serio escollo a superar.

Existe una dificultad adicional: las condiciones iniciales del sistema. La interconexión directa de los dispositivos puede producir un error en el cálculo de la primera muestra. Por ello es preciso forzar un valor inicial, en determinados casos. Este valor puede particularizarse para cada simulación, o bien, definirse como una constante a un valor standard. En esta última elección, deberá asumirse cierto grado de error en los resultados correspondientes a la primera muestra.

3.1.4 Resultados experimentales

A continuación se introduce un ejemplo de la aplicación del modelo de sistema flotante. Se ha realizado siguiendo el planteamiento comentado en la introducción, utilizando los dispositivos y datos descritos en él. Así pues, se han simulado los 6 días utilizando la topología de la figura 3.1.2-1(a) y los modelos de paneles solares y cargas detallados en sus apartados correspondientes. El tiempo de cálculo requerido ha sido del orden de unos 5 segundos, en un ordenador PC a 1.4GHz, con 512Mbytes de RAM.

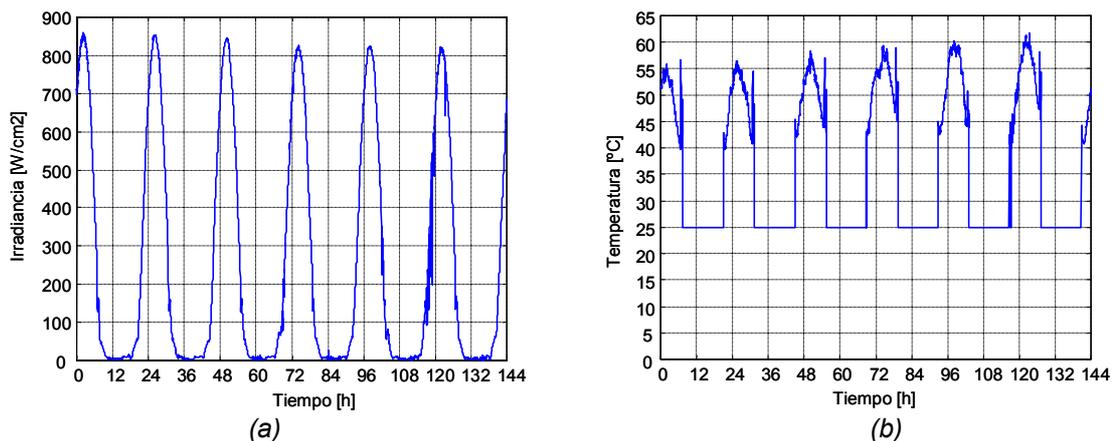


Figura 3.1.4-1. Medidas de irradiancia(a) y temperatura (b) en los paneles solares

La figura 3.1.4-1 muestra las condiciones climáticas en los paneles solares: la irradiancia (a) y la temperatura (b). La gráfica 3.1.4-2(a) muestra el perfil de carga monitorizado. Muestra la activación de cargas de 120W, controladas mediante relés de activación. La

temperatura en el laboratorio se considerará constante a 25°C, tal como se ilustra en la gráfica 3.1.4-2(b). Esta temperatura se aplicará a las cargas del sistema.

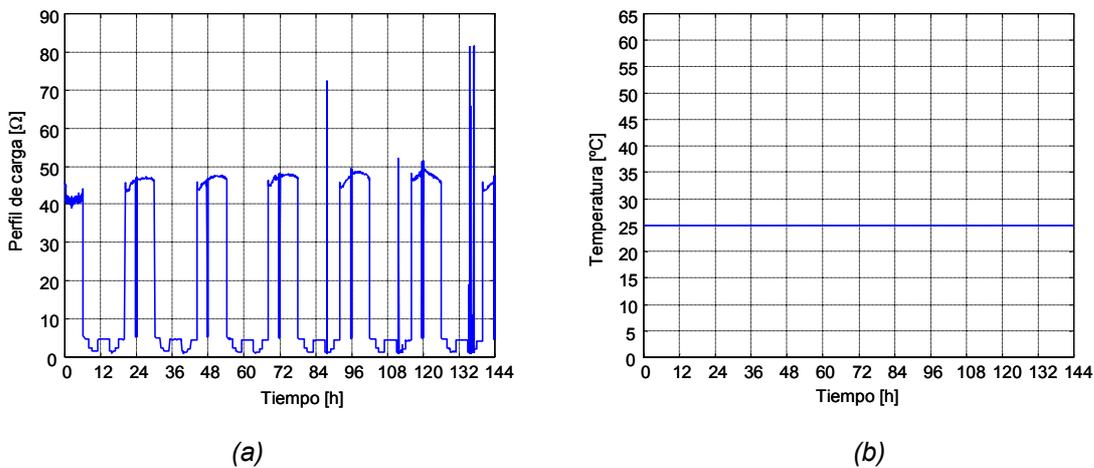


Figura 3.1.4-2 Perfil de carga (a) y temperatura del laboratorio (b)

Como ya se ha comentado, estas variables serán las utilizadas como entradas en todas las simulaciones de este capítulo. Además, se tomará como referencia el siguiente juego de colores para contrastar los resultados de los sistemas: en azul las medidas empíricas y en rojo el resultado de las simulaciones.

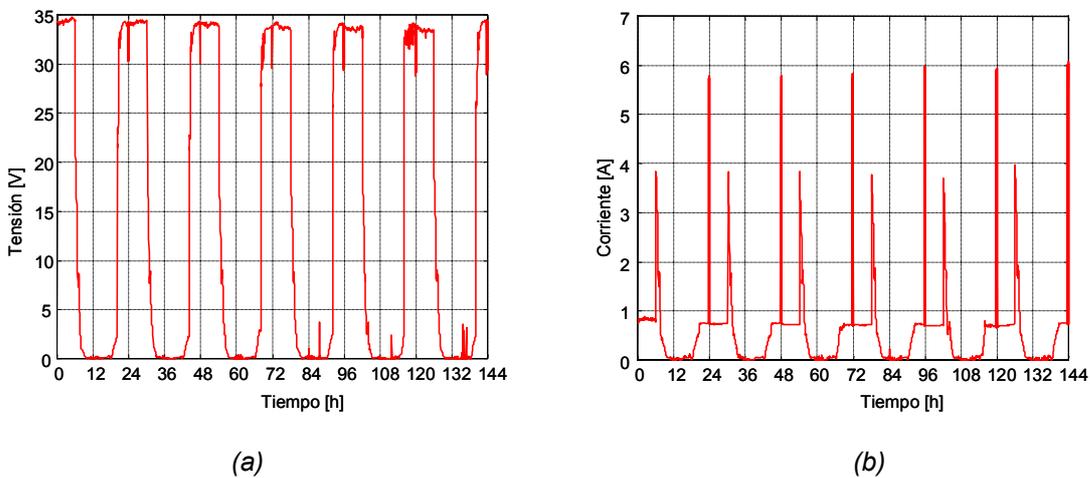


Figura 3.1.4-3 Tensión (a) y corriente (b) del sistema.

Introduciendo las medidas anteriores como datos de entrada al sistema se obtienen las curvas de tensión y corriente de la figura 3.1.4-3. Se observa claramente como los paneles solares son incapaces de alimentar correctamente las cargas. La tensión se sitúa muy cerca de la tensión de circuito abierto, no pudiendo generar suficiente potencia.

3.2 Modelo de sistema autónomo

3.2.1 Introducción

El sistema autónomo, *stand-alone*, puede tomarse como la arquitectura mínima que permite modelar un sistema fotovoltaico completo [27-30]. Está formado por paneles solares, baterías y cargas. A continuación se presenta el modelo y se contrastan los resultados obtenidos con medidas experimentales [36].

3.2.2 Modelo teórico

El sistema autónomo puede considerarse una ampliación del sistema flotante: incorpora una batería a la topología anterior. La batería cumple dos objetivos principales: regular el punto de trabajo del sistema y proporcionar energía cuando los paneles solares son incapaces de generar suficiente corriente. La figura 3.2.2-1(a) proporciona el esquema eléctrico de la arquitectura. Continua existiendo una única tensión en el esquema, pero las corrientes que circulan por cada dispositivo son distintas. La figura 3.2.2-1(b) muestra como la batería fuerza que el punto de trabajo del sistema se ubique entre unos márgenes de tensión posibles alrededor de su tensión nominal, en condiciones normales de funcionamiento.

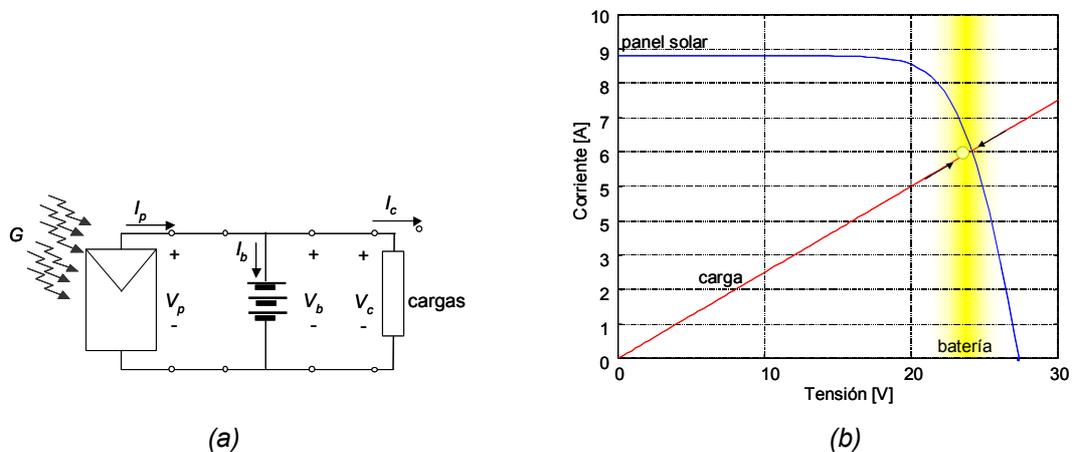


Figura 3.2.2-1 (a) Esquema eléctrico del sistema. (b) Punto de trabajo del sistema

Las ecuaciones que rigen el comportamiento del modelo se formulan en el sistema de ecuaciones 3.2.2-1. La corriente que circula por la batería es la generada por los paneles solares menos la consumida por las cargas. Análogamente al sistema flotante, la relación corriente-tensión de cada dispositivo se referencia a las ecuaciones descritas en los apartados correspondientes.

$$\begin{cases} V_p = V_b = V_c \\ I_b = I_p - I_c \\ I_p = f(G, T, V_p) \\ I_c = f(V_c, T, \text{perfil}_{\text{carga}}) \\ V_b = f(I_b, T, LOE) \end{cases} \quad (\text{Ecuación 3.2.2-1})$$

A diferencia del sistema flotante, el sistema autónomo dispone de cierta capacidad para alimentar las cargas cuando disminuye la irradiancia solar. Nótese que esta arquitectura ya permite simular la mayor parte de sistemas fotovoltaicos convencionales [36], pues dispone de los elementos imprescindibles: paneles solares, baterías y cargas.

3.2.3 Programación del modelo

Esta arquitectura se ha modelado siguiendo las mismas pautas que el sistema flotante. Como comentario adicional cabe resaltar la viabilidad de romper el principal lazo algebraico, en la resolución de las ecuaciones de sistema, incluyendo un elemento de memoria a la salida del cálculo de la tensión de batería. Este elemento adicional se justifica tanto a nivel físico como numérico. Por propia naturaleza, la batería se considera un elemento con memoria, no pudiendo variar bruscamente la tensión en sus bornes. Trasladando este hecho a la simulación del sistema, a partir de medidas discretas, la inclusión de un elemento de memoria cumple el planteamiento anterior y permite romper el principal lazo numérico. Como resultado, en las simulaciones realizadas, se reduce sensiblemente el tiempo de cálculo necesario, aumenta la robustez del sistema y no se aprecia una reducción en la precisión de los resultados.

3.2.4 Resultados experimentales

El siguiente ejemplo permite contrastar la precisión de los resultados obtenidos en la simulación de la respuesta del sistema autónomo. Como ya se ha mencionado en el sistema flotante, se mantienen los datos climáticos de partida para poder contrastar las prestaciones entre los sistemas desarrollados. Manteniéndose, además, el sistema de colores establecido: azul, medidas empíricas, y rojo, resultado de las simulaciones. Debe añadirse que el nivel de energía inicial de la batería se introduce como una condición inicial adicional. El tiempo de cálculo requerido ha sido del orden de unos 15 segundos, en un ordenador PC a 1.4GHz, con 512Mbytes de RAM.

La gráfica 3.2.4-1(a) plasma la evolución de la tensión a lo largo de los 6 días. Nótese que salvo en las primeras horas de simulación, la tensión simulada sigue perfectamente la respuesta real del sistema, medida en bornes de batería. El error en las primeras horas es debido a la actuación del regulador de batería, que desconecta temporalmente los paneles solares. Podrá comprobarse en simulaciones posteriores como se solventa este error al introducir el modelo del regulador de batería desarrollado. Evidentemente este error se verá reflejado en la tabla resumen que se proporciona al final.

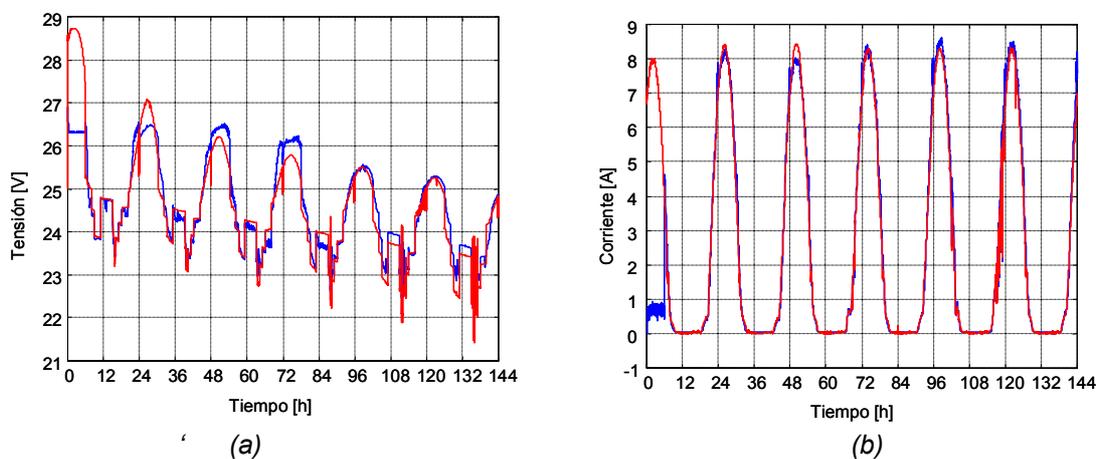


Figura 3.2.4-1 Evolución de la tensión del sistema (a). Corriente generada en paneles solares (b)

La gráfica 3.2.4-1(b) proporciona información sobre la generación de corriente por parte de los paneles solares. Se aprecia claramente como la simulación sigue perfectamente la respuesta medida, exceptuando las primeras horas por el efecto del regulador de batería.

La gráfica 3.2.4-2(a) refleja la corriente que fluye a través de la batería. Nótese que esta corriente es bidireccional. En las horas de máxima irradiancia los paneles generan

suficiente corriente para alimentar las cargas y cargar la batería. Mientras que por la noche toda la corriente la debe proporcionar la batería. Igual que en los paneles, la actuación del regulador de batería provoca una discordancia entre medidas y simulaciones en las horas iniciales.

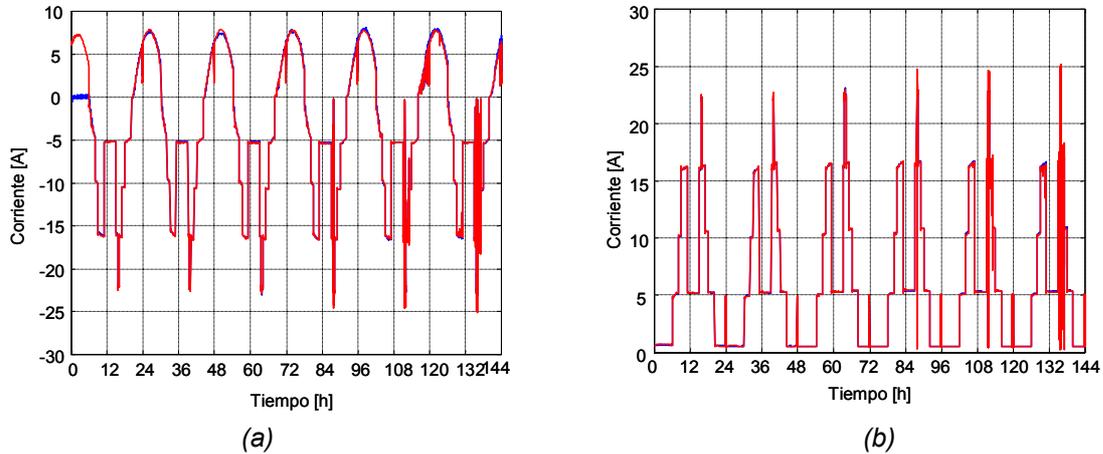


Figura 3.2.4-2 Evolución de la corriente en la batería (a) y en las cargas (b)

El consumo de corriente por parte de las cargas se ilustra en la gráfica 3.2.4-2(b). Nótese como se han solventado los problemas de alimentación gracias a la actuación de la batería. La precisión de los resultados es además muy elevada. No debe olvidarse que en realidad se está introduciendo el modelo equivalente de las cargas, y este incluye el efecto del inversor.

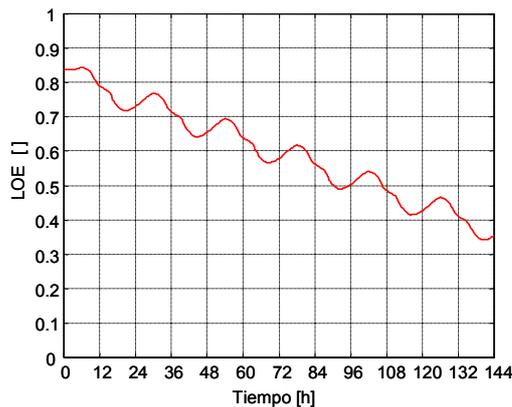


Figura 3.2.4-3. Evolución del nivel de energía de la batería

Como resultado del funcionamiento del sistema, el balance energético a lo largo de los 6 días simulados se refleja en la evolución del nivel de energía de la batería. La figura 3.2.4-3 ilustra dicha evolución. En ella se observa como la batería va perdiendo

paulatinamente parte de su energía, pues los paneles solares no son capaces de cargar suficientemente la batería a lo largo de las horas de irradiancia.

Como resumen se proporciona la siguiente tabla, 3.2.4-1, con diferentes errores entre medidas empíricas y resultado de simulaciones. La formulación de dichos errores, entre medidas y simulaciones, se realiza en las ecuaciones 3.2.4-1 a 3.2.4-4.

$$ME = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |medida - simulación| \quad (\text{Ecuación 3.2.4-1})$$

$$MBE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (medida - simulación) \quad (\text{Ecuación 3.2.4-2})$$

$$MSE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (medida - simulación)^2 \quad (\text{Ecuación 3.2.4-3})$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (medida - simulación)^2} \quad (\text{Ecuación 3.2.4-4})$$

	Tensión [V]	Corriente panel [A]	Corriente batería [A]	Corriente cargas [A]
ME	0.3178	0.4398	0.4213	0.0514
MBE	0.0237	-0.1591	-0.1530	0.0061
MSE	0.2943	1.7331	1.7524	0.0121
RMSE	0.5425	1.3165	1.3238	0.1101

Tabla 3.2.4-1. Resumen de errores medios en las simulaciones

3.3 Modelo de sistema autónomo con pérdidas

3.3.1 Introducción

El sistema autónomo con pérdidas intenta introducir el efecto del cableado en el modelo autónomo. Estas pérdidas pueden llegar a ser importantes por causas tan diversas como la longitud de los cables, las elevadas corrientes debidas a la baja tensión de trabajo, o a contactos deteriorados por envejecimiento y desgaste. Permiten, pues, modelar los efectos de caídas de tensión entre dispositivos y las fugas de corriente a masa. Seguidamente se plantean las consideraciones necesarias para su modelado y se contrastan los resultados respecto medidas experimentales.

3.3.2 Modelo teórico

El sistema con pérdidas añade al modelo autónomo las caídas de tensión y fugas de corriente a masa debidas al cableado. La figura 3.3.2-1 muestra el esquema eléctrico del sistema con pérdidas. Las caídas de tensión se modelan como dos impedancias serie: una entre los paneles solares y la batería, $Z_{p_{panel}}$, y la otra entre la batería y las cargas, $Z_{p_{carga}}$. Las fugas de corriente a masa se modelan como una impedancia en paralelo con la batería, $Z_{p_{masa}}$.

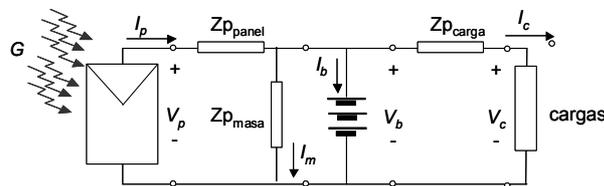


Figura 3.3.2-1 Esquema eléctrico del sistema.

La inclusión de estas impedancias de pérdidas tiene dos efectos: en primer lugar impiden que exista una sola tensión en todo el circuito, alterando el punto de trabajo de los dispositivos. En segundo lugar, las fugas de corriente fuerzan el replanteamiento de la suma de corrientes en bornes de batería, pudiendo representar tanto una pérdida de la

corriente proveniente de los paneles solares como una corriente de descarga de la propia batería. Este escenario viene formulado por el sistema de ecuaciones 3.3.2-1.

$$\begin{cases} V_p = V_b + Zp_{panel} \cdot I_p \\ V_c = V_b - Zp_{carga} \cdot I_c \\ I_b = I_p - I_c - I_m \end{cases} \quad (\text{Ecuación 3.3.2-1})$$

3.3.3 Programación del modelo

La adición de las resistencias de pérdidas aporta una complejidad insospechada en su programación. La causa radica en la unidireccionalidad de las funciones de Matlab/Simulink: n entradas generan m salidas, pero variaciones en las m salidas no se propagan internamente a las n entradas. Por lo tanto es necesario introducir nuevos lazos algebraicos que provocan un aumento en la complejidad de los cálculos.

3.3.4 Resultados experimentales

Mediante el ejemplo que se expone a continuación se pretende contrastar la validez y precisión de los resultados respecto el banco de medidas empíricas. Una primera diferencia respecto el sistema autónomo radica en que ya se tienen en cuenta las tensiones y corrientes propias de cada dispositivo. Los valores de las resistencias de pérdidas utilizados se reflejan en la tabla 2.8.2-1. El tiempo de cálculo requerido ha sido del orden de unos 20 segundos, en un ordenador PC a 1.4GHz, con 512Mbytes de RAM.

La figura 3.3.4-1 muestra la evolución de la tensión (a) y corriente (b) correspondientes a los paneles solares. Nótese que todavía se mantiene el error en tensión y corriente en las horas iniciales de simulación.

La figura 3.3.4-2 ilustra el efecto de las pérdidas en el cableado que se extiende desde el tejado del edificio hasta el regulador de batería, del orden de algunas decenas de metros.

La tensión en bornes de la batería, gráfica 3.3.4-2(a), es aproximadamente 1 Voltio inferior a la tensión en borne de los paneles 3.3.4-1(a).

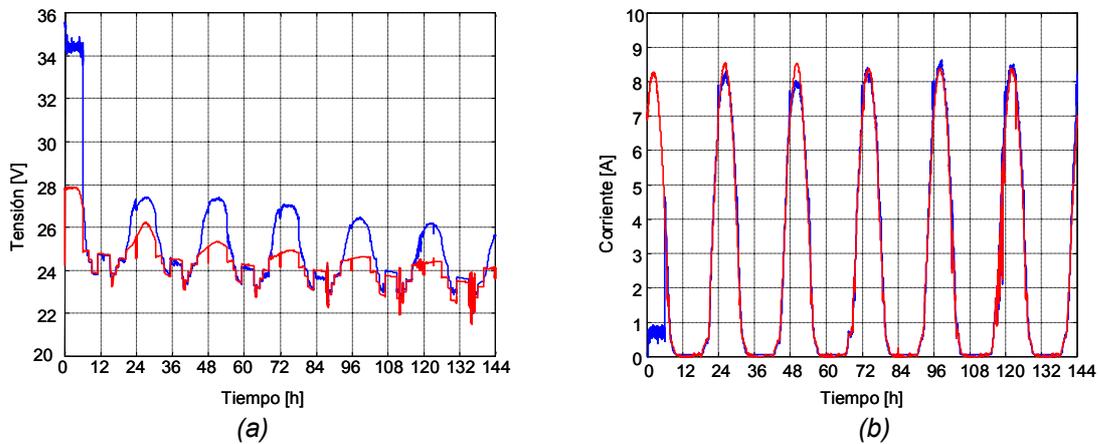


Figura 3.3.4-1 Evolución de la tensión (a) y corriente (b) en bornes de los paneles. En azul medidas empíricas y en rojo resultado de las simulaciones.

El efecto del cableado es mucho menos marcado en el caso de la conexión de las cargas. En parte, este efecto es debido a la utilización del modelo equivalente de carga, desde la entrada del convertidor.

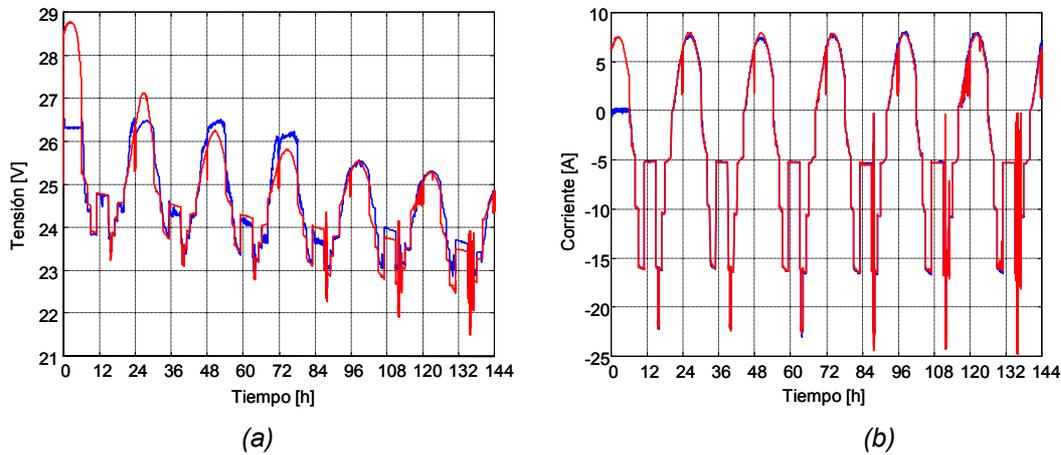


Figura 3.3.4-2 Evolución de la tensión (a) y corriente (b) en bornes de la batería. En azul medidas empíricas y en rojo resultado de las simulaciones.

Además el cableado real entre el inversor y el controlador de carga, en el laboratorio de sistemas fotovoltaicos, es de aproximadamente dos metros. La gráfica 3.3.4-3, permite contrastar este hecho.

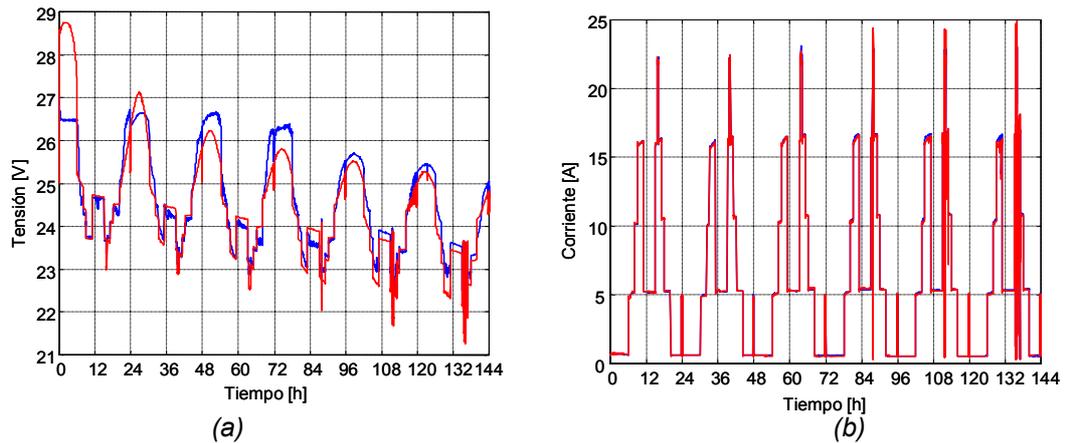


Figura 3.3.4-3 Evolución de la tensión (a) y corriente (b) en bornes de las cargas. En azul medidas empíricas y en rojo resultado de las simulaciones.

En último lugar, la gráfica 3.3.4-4 permite determinar la evolución del estado energético de la batería. No se observa una diferencia apreciable entre esta evolución y el caso del sistema autónomo ya que no existen grandes diferencias en lo que respecta al balance energético.

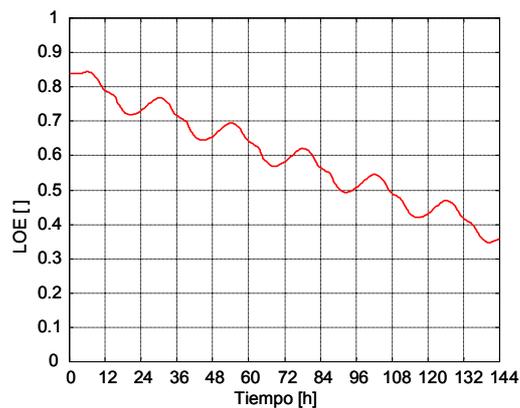


Figura 3.3.4-4 Evolución del nivel de energía de la batería

Como resumen del ejemplo se presenta la tabla 3.3.4-1 con los errores medios entre medidas y simulaciones respecto cada dispositivo. No se aprecian grandes cambios respecto el sistema autónomo, en parte por el enmascaramiento que producen los errores en las primeras horas.

	Vp [V]	Ip [A]	Vb [V]	Ib [A]	Vc [V]	Ic [A]
ME	0.9831	0.4252	0.3133	0.4501	0.3576	0.0614
MBE	0.9073	-0.1744	0.0088	-0.2071	0.0900	0.0327
MSE	2.9055	1.8492	0.2960	1.8310	0.2957	0.0153
RMSE	1.7046	1.3599	0.5440	1.3532	0.5437	0.1239

Tabla 3.3.4-1. Resumen de errores medios entre medidas y simulaciones

3.4 Modelo de sistema con regulador de batería

3.4.1 Introducción

La utilización de un regulador de batería, o regulador de carga de la batería, permite incorporar las protecciones reales de la mayoría de los sistemas convencionales. Puede considerarse el nodo de distribución de energía del sistema, ya que es el responsable de la interconexión de paneles solares, baterías y cargas. En esta topología, además, el regulador de batería sería el dispositivo donde debería ubicarse el sistema de control de la instalación fotovoltaica. A continuación se detalla la arquitectura modelada y las peculiaridades en su programación. Finalmente, se contrastan los resultados obtenidos con medidas experimentales.

3.4.2 Modelo teórico

El modelo de sistema con regulador de batería permite simular la desconexión de paneles solares y cargas, de forma independiente, del resto del sistema. El objetivo principal es proteger la batería frente a sobrecargas y sobredescargas. La figura 3.4.2-1(a) detalla el esquema eléctrico de esta arquitectura.

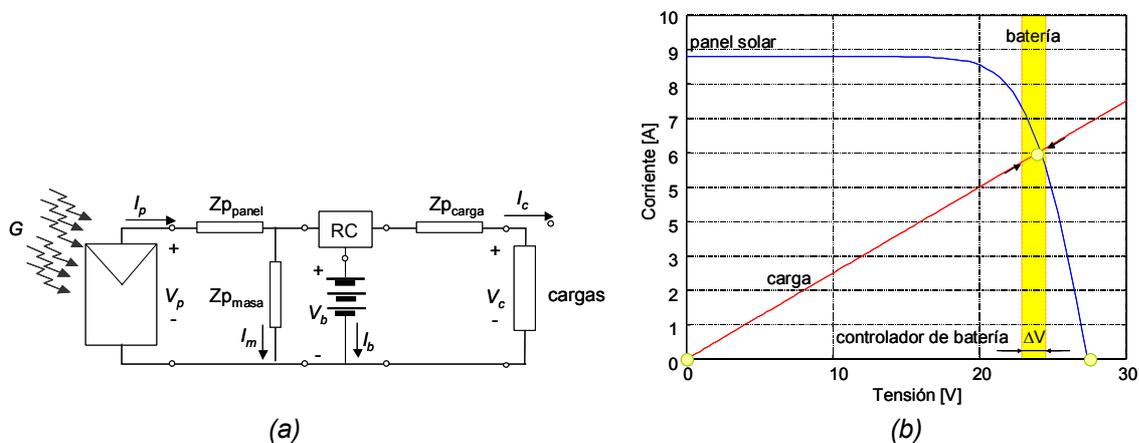


Figura 3.4.2-1 Esquema eléctrico (a) y puntos de trabajo del sistema.

El punto de trabajo del sistema se ubicará básicamente en los mismos puntos que en el sistema autónomo. La diferencia radica en que el regulador de batería reducirá el grado de libertad en la variación de la tensión de batería, pudiendo llevar a los paneles y cargas a la situación de circuito abierto. Las ecuaciones del sistema son básicamente las mismas que en el modelo con pérdidas, 3.3.2-1. La única variación es la actuación del regulador de batería, que dejará los paneles solares o cargas en circuito abierto en caso necesario. Este comportamiento ya ha sido formulado anteriormente mediante las ecuaciones 2.4.2-1 y 2.4.2-2.

3.4.3 Programación del modelo

La principal problemática adicional en la programación de esta arquitectura radica en las discontinuidades introducidas por los interruptores del regulador de batería. Existen varias alternativas para resolver este problema: usar algoritmos de cálculo numérico discretos en vez de continuos, linealizar la actuación de los interruptores, etc. Se ha optado por utilizar algoritmos de cálculo numérico discretos por presentar el mejor compromiso entre simplicidad y precisión.

3.4.4 Resultados experimentales

Aplicando el modelo autónomo con controlador de carga se resuelve el problema observado en las primeras horas de medidas. El sistema detecta que la batería se encuentra saturada y desconecta los paneles, quedando estos en circuito abierto. El tiempo de cálculo requerido ha sido del orden de unos 35 segundos, en un ordenador PC a 1.4GHz, con 512Mbytes de RAM.

La figura 3.4.4-1 refleja este comportamiento: aproximadamente a lo largo de las 6 primeras horas los paneles solares se encuentran en su tensión de circuito abierto, gráfica (a), y no generan corriente, gráfica (b).

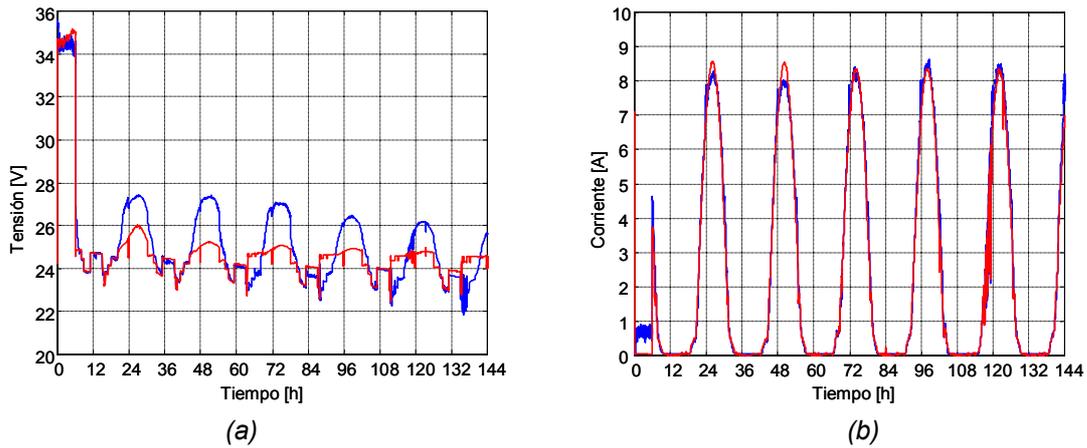


Figura 3.4.4-1 Tensión (a) y corriente (b) de los paneles solares, en azul se muestran los datos empíricos y en rojo el resultado de las simulaciones

La desconexión de los paneles se refleja en la batería tal como plasma la figura 3.4.4-2. En la gráfica (a) se muestra la evolución de la tensión, donde a pesar de las mejoras se detecta un pequeño error residual. Este error se debe a que el modelo de batería se halla en la frontera entre carga y descarga; mientras que en las medidas reales la batería está a corriente prácticamente nula, en la simulación presenta una pequeña corriente de descarga, debida a las cargas, gráfica (b). A pesar de ello se observa claramente la mejora en los resultados.

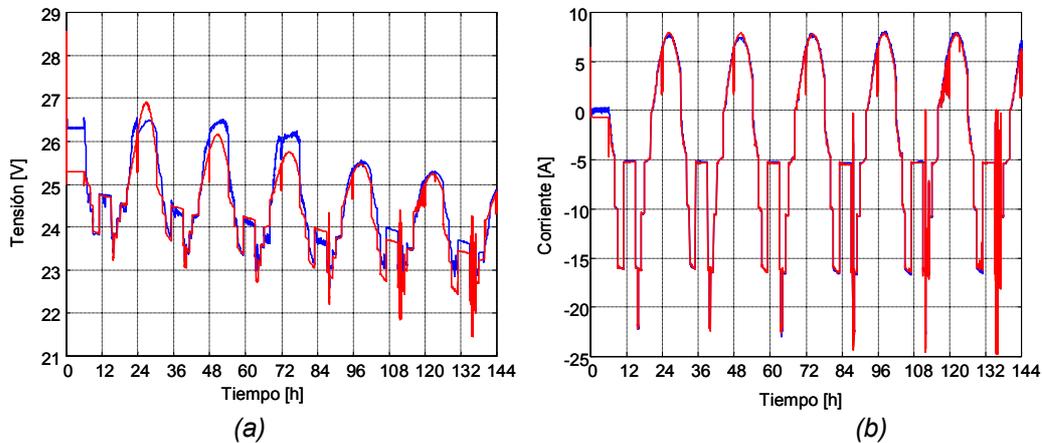


Figura 3.4.4-2 Tensión (a) y corriente (b) de la batería, en azul se muestran los datos empíricos y en rojo el resultado de las simulaciones

También en las cargas se observa la actuación del regulador de batería, figura 3.4.4-3. El modelo considera que la batería no debería generar la corriente necesaria para soportar los picos de potencia en los dos últimos días. Por ello actúa desconectando las cargas en dichos instantes. Este hecho no se refleja en las medidas reales, pero se ha preferido no realizar un ajuste adicional en los umbrales de desconexión para permitir observar dicho efecto.

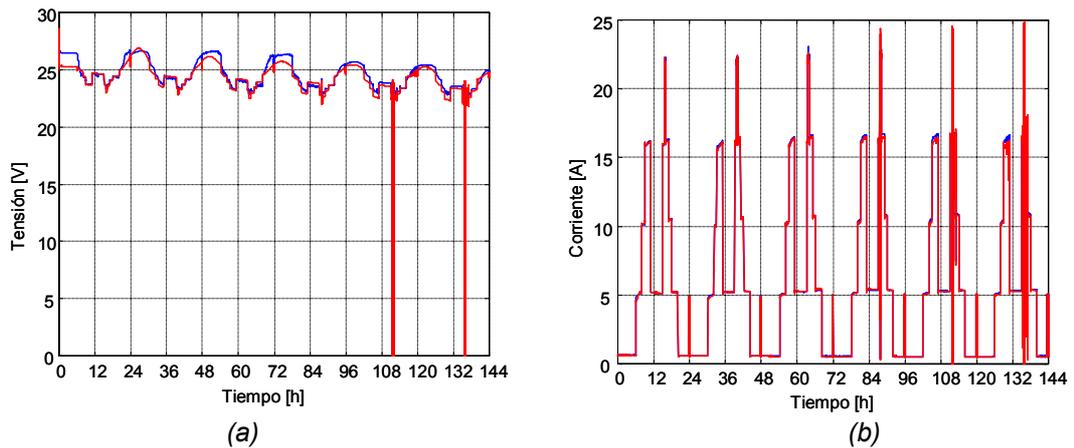


Figura 3.4.4-3 Tensión (a) y corriente (b) de las cargas, en azul se muestran los datos empíricos y en rojo el resultado de las simulaciones

El nivel energético de la batería no ha sufrido ninguna alteración significativa ya que coincidieron las horas de desconexión de los paneles con un bajo consumo de las cargas. Además, la desconexión de las cargas es puntual. La figura 3.4.4-4 refleja este comportamiento.

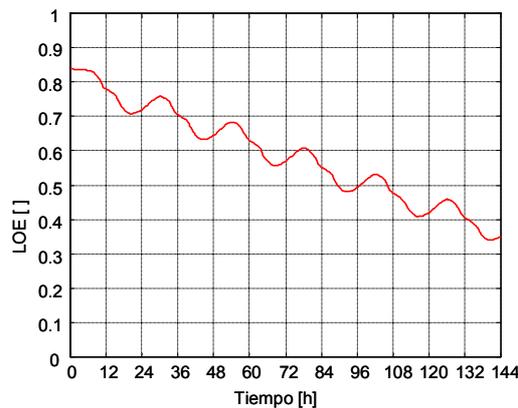


Figura 3.4.4-4 Evolución del nivel de energía de la batería.

Como último detalle se completa el ejemplo con una tabla resumen de los errores medios obtenidos entre simulaciones y medidas empíricas, 3.4.4-1. En este ejemplo ya sí que se aprecia una mejora significativa en la precisión de los resultados.

	Vp [V]	Ip [A]	Vb [V]	Ib [A]	Vc [V]	Ic [A]
ME	0.7852	0.1886	0.2839	0.2861	0.3971	0.1221
MBE	0.3572	0.1171	0.1813	0.0690	0.3155	0.0966
MSE	1.1237	0.1005	0.1593	1.3699	1.4273	1.2759
RMSE	1.0600	0.3171	0.3992	1.1704	1.1947	1.1295

Tabla 3.4.4-1. Resumen de errores medios entre medidas y simulaciones

3.5 Modelo de sistema completo

3.5.1 Introducción

La arquitectura que se presenta a continuación es la más general, contempla la mayor parte de los dispositivos que forman una instalación fotovoltaica. La introducción de un inversor en la topología permite simular el comportamiento de los buses de continua y alterna de la mayoría de las instalaciones fotovoltaicas. La utilización del inversor permite disminuir el nivel de abstracción en el modelado de las cargas, pues ya se trabaja con los valores que se obtendrían en la monitorización de la red en alterna. Seguidamente se plantea el modelo teórico para este tipo de sistema y se contrasta su respuesta con medidas experimentales.

3.5.2 Modelo teórico

La arquitectura modelada en el sistema completo añade al descrito en el punto 3.4.2 un inversor. Este nuevo dispositivo ofrece la posibilidad de diferenciar los dos buses de potencia de una instalación solar típica: el bus de generación y almacenamiento, típicamente de 24V en continua, y el de distribución de potencia, típicamente de 220V en alterna.

La figura 3.5.2-1(a) refleja esta arquitectura. Los puntos de trabajo de los dispositivos son gestionados por el regulador de batería y el inversor, figura 3.5.2-1(b). Todas las consideraciones planteadas en la arquitectura autónoma con regulador de batería continúan siendo vigentes. Tan solo es necesario añadir las ecuaciones que rigen el comportamiento del inversor, 2.5.2-1.

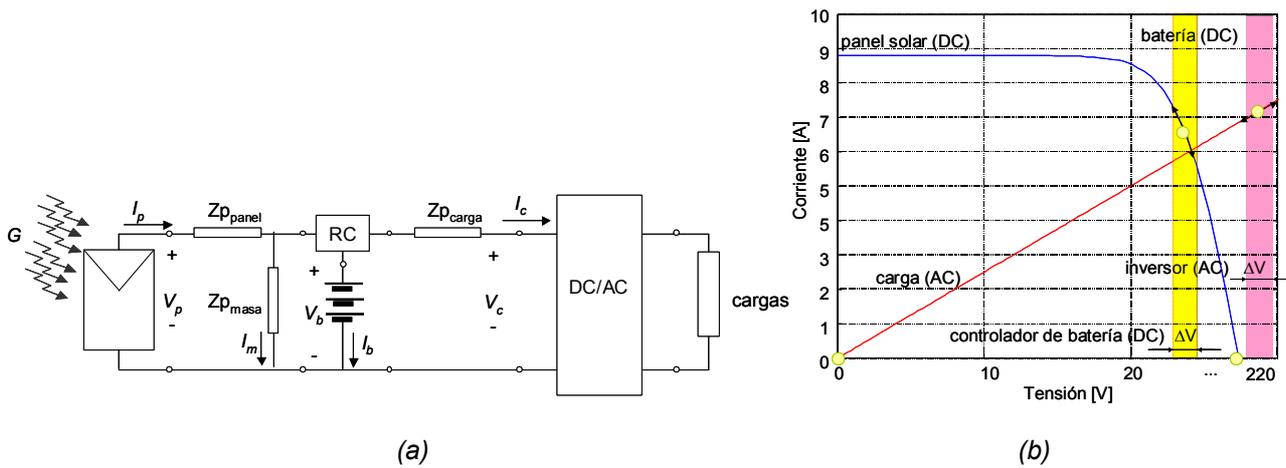


Figura 3.5.2-1 Esquema eléctrico (a) y puntos de trabajo (b) del sistema.

La propia naturaleza del sistema y la formulación de los modelos de dispositivos induce a utilizar un modelado de bus en alterna basado en valores eficaces de tensión y corriente. Solo un detalle adicional es necesario: el perfil de carga utilizado en esta arquitectura debe reajustarse para describir el consumo de potencia de las cargas en el bus de alterna. Nótese que en este caso la eficiencia del inversor ya no debe tenerse en cuenta, pues sólo se contempla el modelo equivalente de las cargas.

3.5.3 Programación del modelo

La programación de esta arquitectura añade dos problemas. Por un lado el número de lazos algebraicos vuelve a aumentar. Por otro, las protecciones del inversor pueden añadir discontinuidades en los métodos de cálculo numérico. Ambas problemáticas se abordan de forma similar a la realizada en sistemas anteriores. Una alternativa a tener en cuenta consiste en combinar modelos programados mediante *scripts* de Matlab y *bloques* de Simulink. El hecho de que los algoritmos de cálculo numérico tengan que actuar sobre *scripts* de Matlab implica un planteamiento más conservador en la resolución de las ecuaciones y lazos algebraicos del sistema. Y esto proporciona una mayor robustez frente a discontinuidades y lazos algebraicos a coste de un incremento muy importante en el tiempo de cálculo.

3.5.4 Resultados experimentales

En las figuras siguientes se observará como no aparecen diferencias apreciables entre los resultados actuales y los obtenidos en el sistema con regulador de batería. Esto es debido a que el comportamiento del bus de continua no ha cambiado. La principal novedad es la posibilidad de simular el comportamiento del bus de alterna. Las pérdidas del sistema calculadas en la tabla 2.8.2-1 continúan siendo válidas, ya que se agrupan en el bus de continua. Como convenio, se toman valores eficaces en la tensión y corriente en alterna. El tiempo de cálculo requerido ha sido del orden de unos 45 segundos, en un ordenador PC a 1.4GHz, con 512Mbytes de RAM.

La figura 3.5.4-1 refleja el comportamiento de los paneles solares. A lo largo de las 6 primeras horas se encuentran en su tensión de circuito abierto, debido al regulador de carga, y a partir de entonces son conectados al sistema. La gráfica (a) muestra la evolución de la tensión, y la gráfica (b) muestra la corriente que generan.

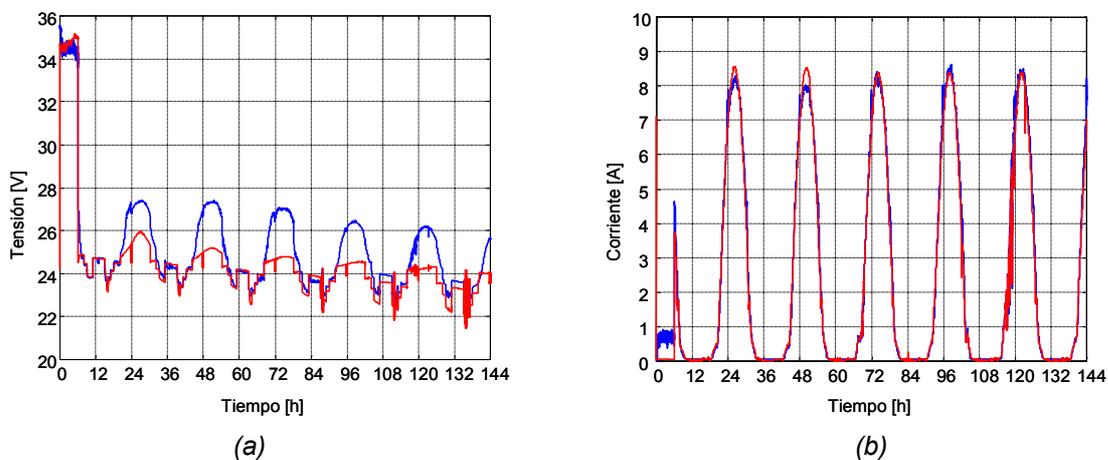


Figura 3.5.4-1 Tensión (a) y corriente (b) de los paneles solares, en azul se muestran los datos empíricos y en rojo el resultado de las simulaciones

El comportamiento de la batería se presenta en la figura 3.5.4-2. Mientras que el consumo del inversor, debido a las demandas de las cargas y a su eficiencia de conversión, se refleja en la figura 3.5.4-3. En las gráficas (a) se muestra la evolución de la tensión, mientras que en las gráficas (b) se muestra la evolución de la corriente. El sistema considera que la batería no debería generar la corriente necesaria para soportar

los picos de potencia en los dos últimos días. Por ello el regulador de batería actúa desconectando inversor y cargas en dichos instantes.

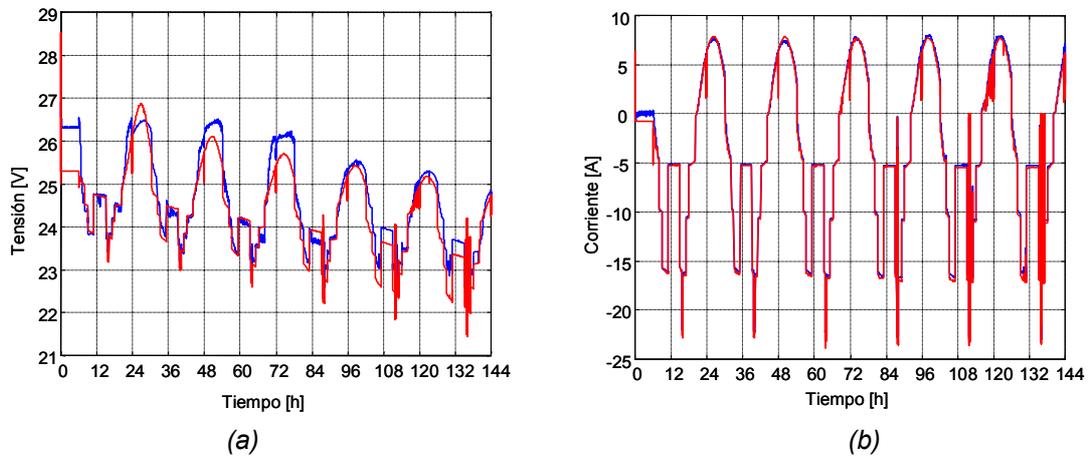


Figura 3.5.4-2 Tensión (a) y corriente (b) de la batería, en azul se muestran los datos empíricos y en rojo el resultado de las simulaciones

La figura 3.5.4-4 detalla los valores de tensión y corriente en las cargas (en alterna). Se observa claramente que se trata de una traslación de las simulaciones anteriores en continua, ya que las protecciones del inversor no actúan.

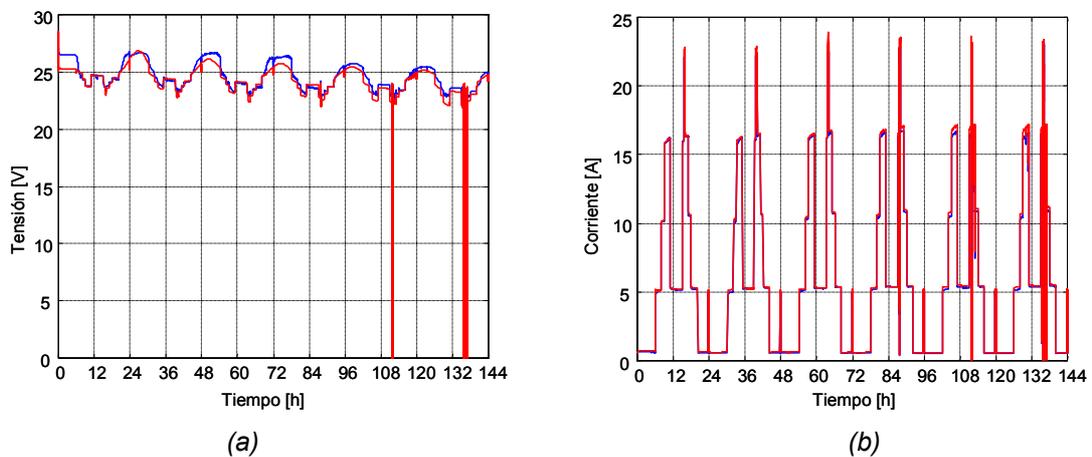


Figura 3.5.4-3 Tensión (a) y corriente (b) a la entrada del inversor, en azul se muestran los datos empíricos y en rojo el resultado de las simulaciones

Nótese que la potencia que circula hacia las cargas por los buses de continua y alterna no es la misma. El inversor consume una potencia adicional en función del punto de trabajo, modelado como la eficiencia de conversión energética. Además, disponer de un inversor en el sistema es imprescindible para poder diagnosticar, y determinar las causas de fallos, en el bus de alterna. Ya que la eficiencia de este puede enmascarar ciertas situaciones si solo se monitorizan la corriente y tensión en su entrada.

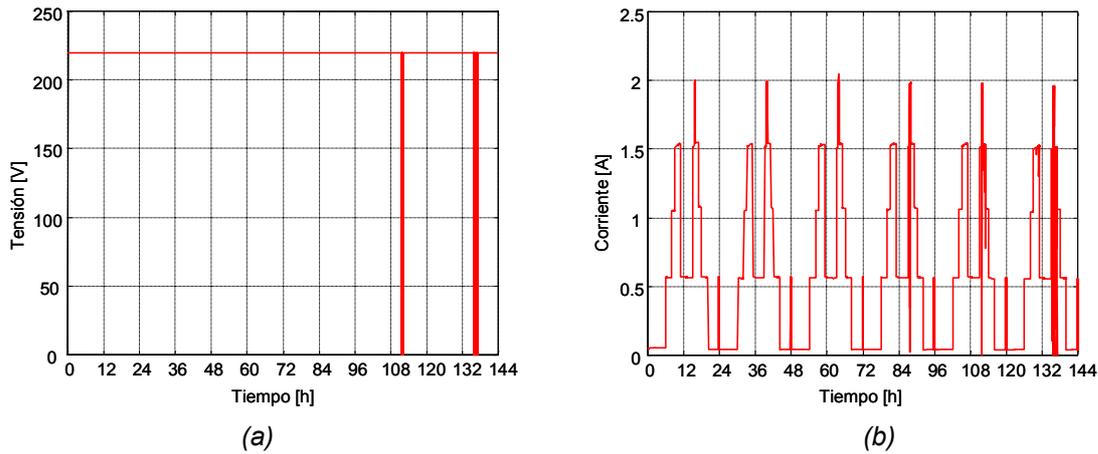


Figura 3.5.4-4 Tensión (a) y corriente (b) de las cargas en el bus de alterna.

La gráfica 3.5.4-5(a) muestra el perfil de carga aplicado en el modelo de las cargas. La evolución del nivel de energía de la batería continúa siendo el mismo que en la simulación anterior, tal como se observa en la gráfica 3.5.4-5(b).

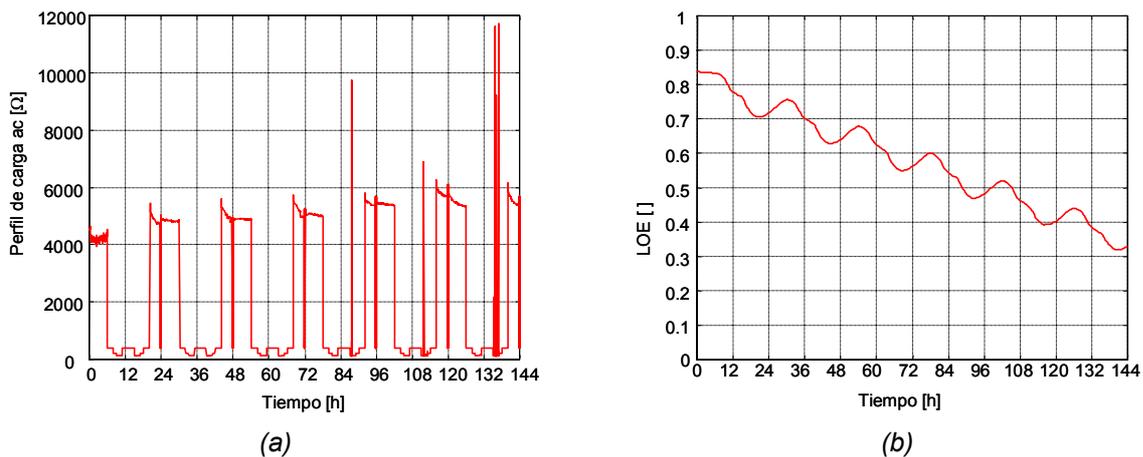


Figura 3.5.4-5 Perfil de carga en alterna (a) y evolución del nivel de energía de la batería (b).

A nivel de resultados globales, la tabla resumen 3.5.4-1 muestra una leve disminución en la precisión de los resultados, del orden de un 0.5% inferior respecto valores del modelo anterior. Es debida al aumento de la complejidad del sistema y la propagación de los errores de los dispositivos. Nótese que no se ha mejorado la precisión del modelo, en cambio sí que se ha aumentado el tiempo de cálculo necesario.

	Vp [V]	Ip [A]	Vb [V]	Ib [A]	Vc [V]	Ic [A]
ME	0.8062	0.1856	0.3170	0.3653	0.4459	0.1671
MBE	0.7229	0.1129	0.2299	0.2155	0.3757	-0.0507
MSE	1.2507	0.0984	0.1803	1.2736	1.7121	1.1265
RMSE	1.1184	0.3137	0.4247	1.1285	1.3085	1.0614

Tabla 3.5.4-1. Resumen de errores medios entre medidas y simulaciones

3.6 Modelo de sistema controlado

3.6.1 Introducción

El sistema controlado se concibe como topología base para analizar políticas de control a nivel de sistema. Hasta este punto solo se podían aplicar políticas de priorización y desconexión de cargas, a través del regulador de batería, para preservar algunos servicios del sistema. La utilización de un convertidor para definir el punto de trabajo de los paneles solares permite ampliar el control a los generadores del sistema. A continuación se presenta el modelo teórico y se realizará un ejemplo para reflejar su versatilidad. Para profundizar en la utilización de esta arquitectura consúltese el apartado relativo al control del sistema del *capítulo 5*.

3.6.2 Modelo teórico

El modelo de sistema controlado introduce en convertidor continua-continua en la topología, entre paneles solares y baterías. El convertidor gestionará el punto de trabajo de los paneles solares para obtener una determinada corriente a su salida, I_{dc} , determinada por el algoritmo de control, $I_{control}$. Esta arquitectura es la base del sistema de control, combinando la actuación del regulador de batería y el convertidor continua-continua, que se planteará posteriormente en el *capítulo 5*. La figura 3.6.2-1 refleja la distribución de los componentes en el modelo.

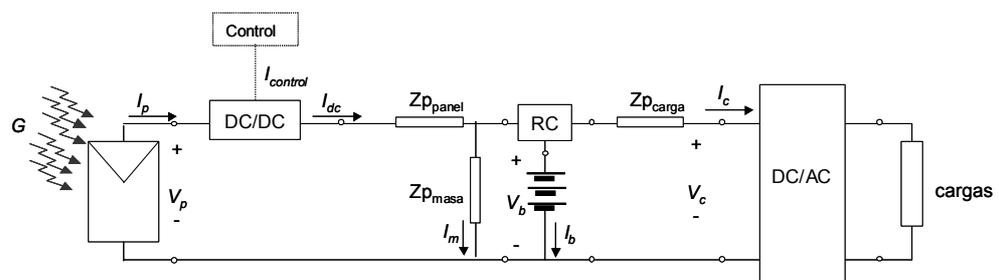


Figura 3.6.2-1 Esquema eléctrico del sistema.

El convertidor DC/DC introduce una nueva dinámica en el sistema, ya comentada y formulada, ecuaciones 2.6.2-1 y 2.6.2-2. La corriente a la salida del convertidor, I_{dc} no tiene por que coincidir con la generada por los paneles solares, I_p . Será igual a la corriente solicitada por el sistema de control, $I_{control}$.

Una característica importante es que en esta arquitectura los tres principales dispositivos del sistema (paneles solares, baterías y cargas) se sitúan en puntos de trabajo independientes entre si. Esta peculiaridad ofrece la máxima flexibilidad en la aplicación de una política global de gestión del sistema, ya que cada dispositivo puede controlarse independientemente, o de forma sincronizada con el resto, como refleja la figura 3.6.2-2. Los límites en las zonas de trabajo los determinaran el convertidor DC/DC, el regulador de batería y el inversor.

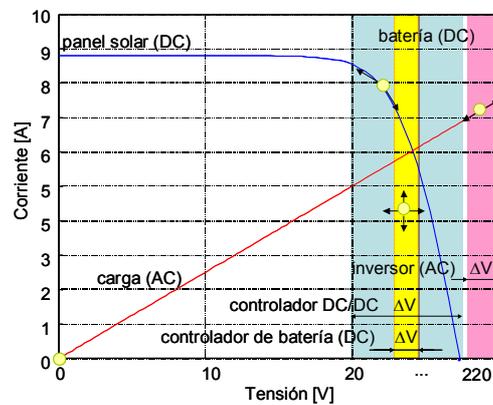


Figura 3.6.2-2 Puntos de trabajo de paneles solares, baterías y cargas en el sistema

3.6.3 Programación del modelo

La programación de esta arquitectura implica la inclusión de dos elementos: el convertidor DC/DC y una función de control. La problemática asociada al convertidor ya ha sido analizada. A nivel de sistema introduce un aumento de cálculo numérico y posibles discontinuidades en el caso de las situaciones de desarme. La función de control puede ser tan simple como fijar una corriente determinada o tan compleja como ajustar la corriente óptima para el sistema dinámicamente. Esta función de control se analizará en detalle en la descripción de las políticas de control.

3.6.4 Resultados experimentales

El ejemplo que se propone a continuación sigue la misma filosofía que los realizados hasta el momento. La política de control elegida tiene por objeto reflejar sus implicaciones en el sistema. Por ello se ha fijado una corriente de control a un valor constante de 5 Amperios. En ejemplos de aplicación posteriores sobre políticas de control se presentaran algoritmos más complejos e interesantes. El tiempo de cálculo requerido para llevar a cabo las simulaciones que se detallan ha sido del orden de unos 60 segundos, en un ordenador PC a 1.4GHz, con 512Mbytes de RAM.

La figura 3.6.4-1 muestra como los paneles solares son polarizados a la tensión adecuada para intentar obtener, si es posible, la corriente fijada por el control. Se observa claramente como en las horas de suficiente irradiancia el convertidor controla correctamente los paneles, hasta el punto en que ya no hay suficiente luz y la dinámica la rige el propio panel solar.

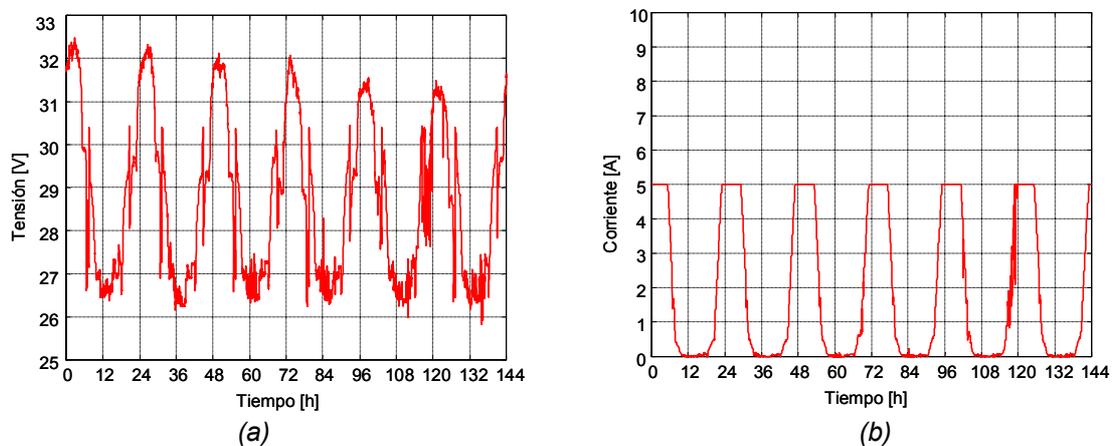


Figura 3.6.4-1 Evolución de la tensión en los paneles solares (a) y corriente de salida de convertidor DC/DC (b).

Las repercusiones en la respuesta de la batería, debido al control aplicado en los paneles solares por el convertidor, se reflejan en la figura 3.6.4-2. La tensión de batería mantiene su estabilidad alrededor de su valor nominal, mientras que la corriente que circula a través de ella es básicamente la producida por los paneles menos la consumida por las cargas. Se cumple, pues, la política de control y se demuestra la independencia del punto de trabajo de la batería respecto los paneles solares.

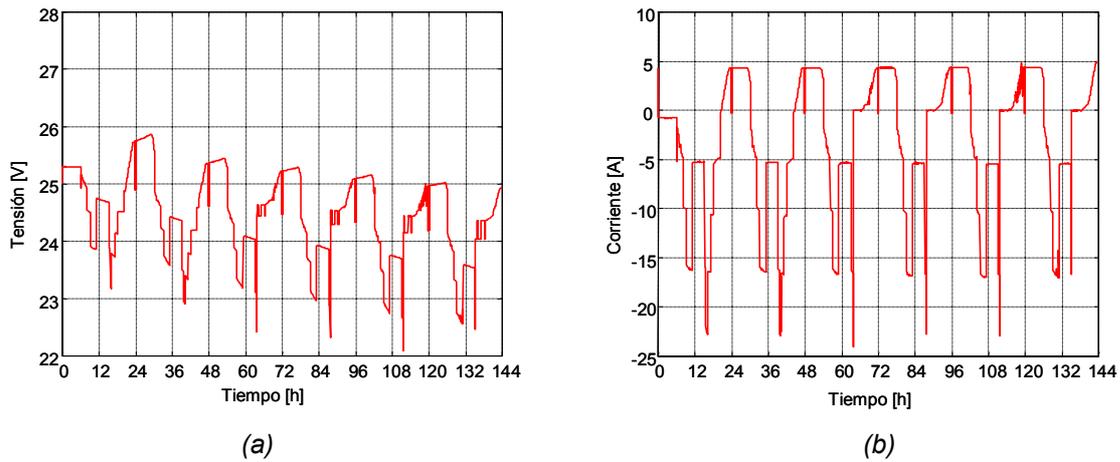


Figura 3.6.4-2 Evolución de la tensión (a) y corriente (b) en bornes de la batería.

El consumo de las cargas se refleja en las figuras 3.6.4-3 y 3.6.4-4. En ellas se muestran las tensiones, gráficas (a), y corrientes, gráficas (b), en la entrada y salida del inversor respectivamente. Nótese que la política de control afecta crucialmente al buen funcionamiento de las cargas. En las simulaciones las cargas se desconectan reiteradamente debido a que entre los paneles solares y las baterías no son capaces de alimentarlas.

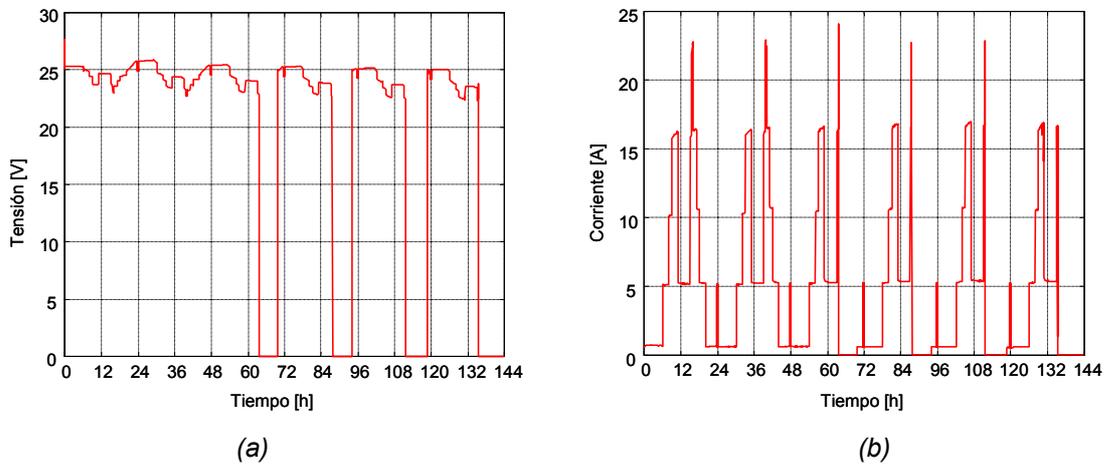


Figura 3.6.4-3 Evolución de la tensión (a) y corriente (b) en la entrada del inversor.

Al intentar fijar la corriente generada por los paneles a 5 Amperios, el sistema está desperdiciando potencia disponible a la entrada, procedente de la irradiancia solar. Por ello, el sistema no es capaz de proporcionar la potencia necesaria a partir de las 60 horas, sobre todo en los picos de consumo de las cargas.

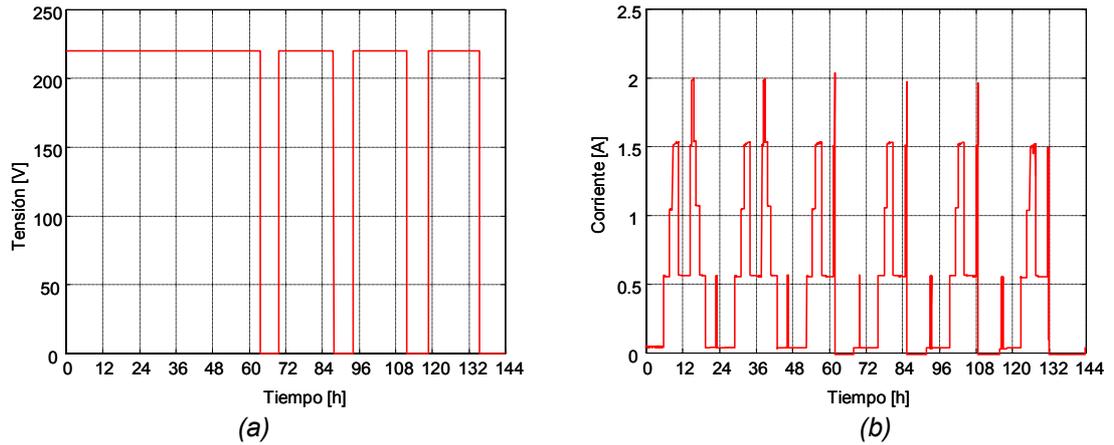


Figura 3.6.4-4 Evolución de la tensión (a) y corriente (b) a la salida del inversor (valores eficaces).

Se pone de manifiesto, una vez más, que la utilización de la tensión como referencia para la desconexión de las cargas no es un parámetro óptimo. La figura 3.6.4-5 muestra como el nivel de energía se encuentra alrededor del 60% a las 60 horas, cuando empiezan las desconexiones.

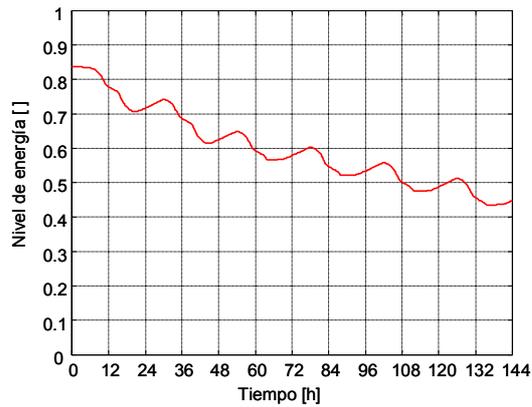


Figura 3.6.4-5 Evolución del nivel de energía de la batería

3.7 Modelo de sistema conectado a red

3.7.1 Introducción

El modelo de sistema conectado a red permite evaluar el balance energético en aquellas instalaciones que disponen de un grupo electrógeno auxiliar o una toma a la red eléctrica pública [31-35]. Tomando como nodo de distribución de potencia el punto de conexión a red, se plantean diversas topologías de instalaciones conectadas a red. Estas topologías ya han sido presentadas en el apartado 2.7. A continuación se profundizará en el análisis de las instalaciones generadoras fotovoltaicas, las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red y las instalaciones fotovoltaicas con generador auxiliar. Mediante su utilización se amplían las prestaciones, presentadas hasta este punto, para analizar consumos de combustible, viabilidad económica de producción de electricidad para su venta, etc. Seguidamente se plantea la arquitectura marco, demostrándose a continuación su funcionalidad con ejemplos prácticos.

3.7.2 Modelo teórico

El modelo introduce dos elementos nuevos a la topología de sistema controlado, comentado en el punto anterior: un controlador de conexión a red y una red eléctrica externa de 220V eficaces en alterna. La figura 3.7.2-1 ilustra esta nueva situación. El controlador de conexión a red engloba el regulador de batería y el inversor del sistema controlado. Añade a su vez los relés encargados de conectar paneles y/o cargas a la red eléctrica externa. La red eléctrica se considera una fuente de tensión ideal, capaz de generar o absorber tanta corriente, I_{red} , como sea necesaria.

En esta arquitectura intervienen ya la totalidad de los dispositivos presentados en el capítulo 2. Los puntos clave en su análisis radican en los algoritmos de control y protecciones que es necesario aplicar en cada caso. Un detalle importante en esta arquitectura radica en la política de control a aplicar sobre el convertidor de los paneles

solares. Nótese que en el caso de poder vender la energía a una compañía eléctrica será interesante situar los paneles en su punto de máxima potencia. En cambio, en el apartado 5.6, relativo al control de sistemas fotovoltaicos, se pondrá de manifiesto la idoneidad de obtener la energía precisa para alimentar las cargas y cargar óptimamente la batería en el caso de sistemas autónomos.

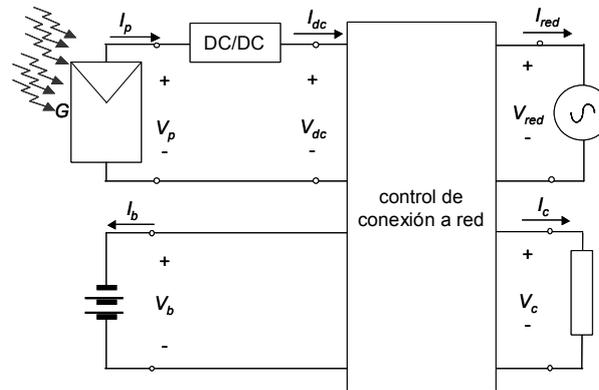


Figura 3.7.2-1 Esquema eléctrico del sistema.

Las protecciones disponibles centran su actuación en la problemática de *islanding*, sobrecarga y sobredescarga de la batería y consumo excesivo de las cargas. En el caso del *islanding*, las protecciones desconectarán la red eléctrica del sistema para evitar sobrecorrientes. El rearme se realiza de forma automática una vez que la red vuelve a estabilizarse. La detección de un consumo excesivo por parte de las cargas provoca su desconexión del sistema y no se realiza ningún rearme automático. En las situaciones de sobrecarga y sobredescarga de la batería las protecciones actuarán de forma distinta en función de la topología. En las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, las protecciones actúan sobre el interruptor de la batería; permitiendo su carga, desde los paneles solares, o descarga, alimentando las cargas. En las instalaciones fotovoltaicas con generador auxiliar, en cambio, las protecciones actúan sobre los interruptores de los paneles solares y el generador auxiliar; permitiendo alimentar las cargas, cuando la batería está descargada, y desconectarla de los paneles, cuando se encuentra saturada.

3.7.3 Programación del modelo

No existen detalles adicionales en la programación, respecto los ya expuestos. Solo cabe poner de manifiesto el aumento de la complejidad del sistema, tanto por el número

de lazos algebraicos involucrados, como por las posibles singularidades en la actuación de los relés. Situaciones ya resueltas en los modelos anteriores.

3.7.4 Resultados experimentales

Para poder evaluar las prestaciones de los modelos de sistemas conectados a red se presentan tres ejemplos. Cada uno se enmarca en una de las topologías comentadas ampliamente: instalaciones generadoras fotovoltaicas, instalaciones fotovoltaicas conectadas a red e instalaciones fotovoltaicas con un generador auxiliar. Como convenio, se toman valores eficaces en la tensión y corriente en alterna.

Primer ejemplo. A continuación se incluye un ejemplo relativo al uso del modelo de instalaciones generadoras fotovoltaicas. En este escenario tanto los paneles solares como las cargas cuelgan de una red eléctrica externa, tal como muestra la figura 3.7.4-1(a). En esta figura se observa además, el balance energético de los dispositivos: los paneles solares aportan energía a la red y las cargas consumen energía de la red. La figura 3.7.4-1(b) muestra la evolución de la tensión en la red eléctrica externa. Se ha introducido una caída de la red, alrededor de las 72 horas, para observar el comportamiento del sistema frente a una situación de *islanding*.

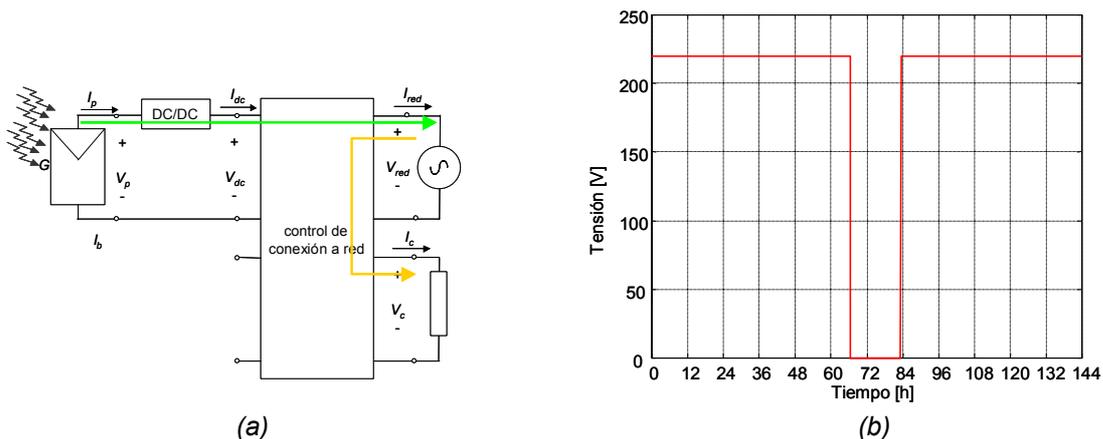


Figura 3.7.4-1 Diagrama de bloques (a) y evolución de la tensión de la red eléctrica (b)

La figura 3.7.4-2 aporta la respuesta en tensión, gráfica (a), y corriente, gráfica (b), de los paneles solares. Nótese que los paneles normalmente trabajan en el punto de máxima potencia exceptuando en la franja de caída de la red eléctrica. A lo largo de ese periodo

los paneles se desconectan del sistema. Este hecho se refleja en un aumento de su tensión, situándose en su tensión de circuito abierto, y no generando corriente.

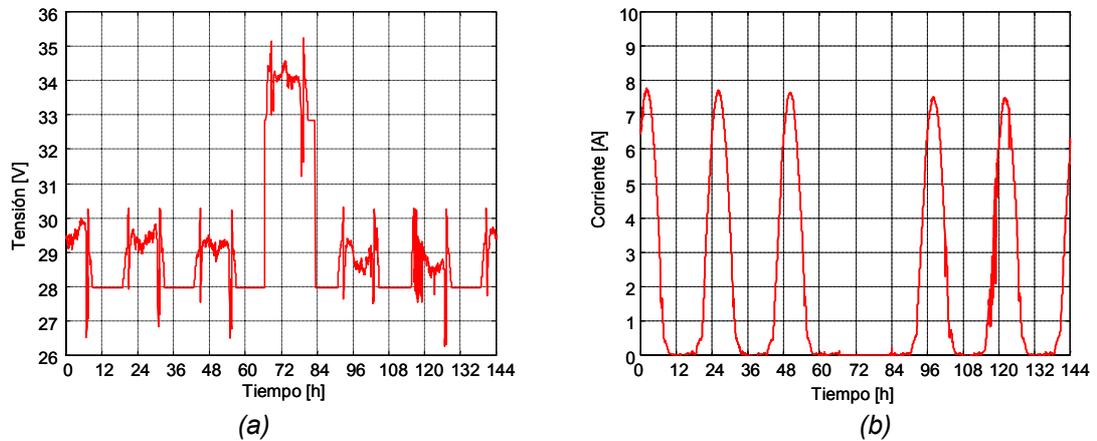


Figura 3.7.4-2 Tensión (a) y corriente (b) en bornes de los paneles solares.

El comportamiento de las cargas es análogo al de los paneles. La gráfica 3.7.4-3(a) detalla la evolución de la corriente en las cargas. Nótese que las cargas no consumen corriente solo durante la desconexión, debida a la caída de la red. Finalmente, la gráfica 3.7.4-3(b) muestra la evolución de la corriente en la red eléctrica, absorbiendo la corriente generada por los paneles y generando la corriente necesaria para las cargas.

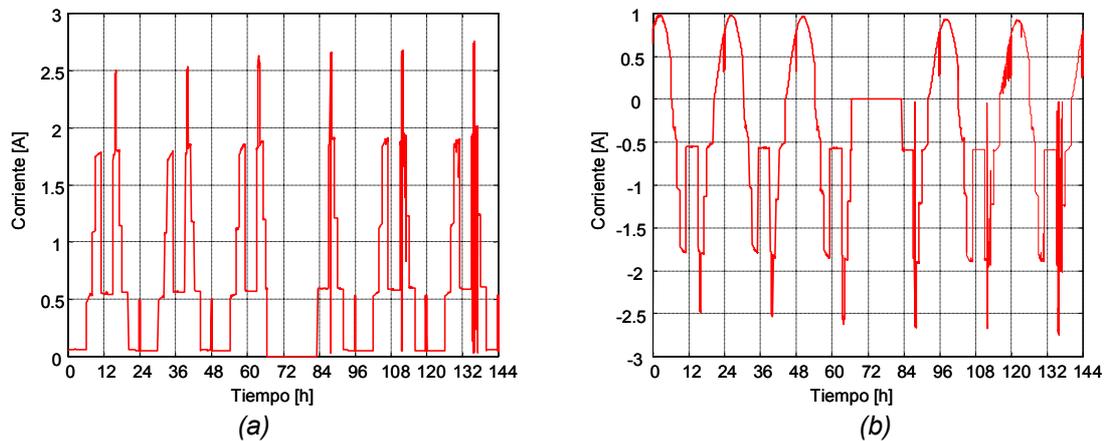


Figura 3.7.4-3 Corriente en las cargas (a) y en la red eléctrica (b).

El tiempo de cálculo requerido para la simulación ha sido del orden de unos 5 segundos, en un ordenador PC a 1.4GHz, con 512Mbytes de RAM.

Segundo ejemplo. Seguidamente se simula la respuesta de una instalación fotovoltaica conectada a red. Se trata de una ampliación de la topología anterior. Esta incorpora una

batería que permite alimentar las cargas en caso de una caída puntual de la red eléctrica. La figura 3.7.4-4(a) muestra la topología utilizada y el flujo de energía entre los dispositivos. En condiciones normales de funcionamiento los paneles solares entregan potencia a la red eléctrica y las cargas consumen, paralelamente, potencia de la red. Existen, además, dos situaciones alternativas. En la primera de ellas los paneles solares alimentan la batería para mantenerla en un estado de carga óptimo. En la segunda, ante una caída de la red eléctrica, los paneles solares y las baterías se conectan a las cargas para intentar mantener los servicios del sistema, funcionando hasta que vuelva a estabilizarse la red eléctrica. La figura 3.7.4-4(b) detalla la evolución de la tensión de red. Esta tensión es tomada como referencia para el control del interruptor responsable del mantenimiento de la conexión de la red eléctrica. Un segundo control, para la gestión de la batería, utiliza el nivel de energía de ésta para establecer el control en las dos situaciones alternativas comentadas.

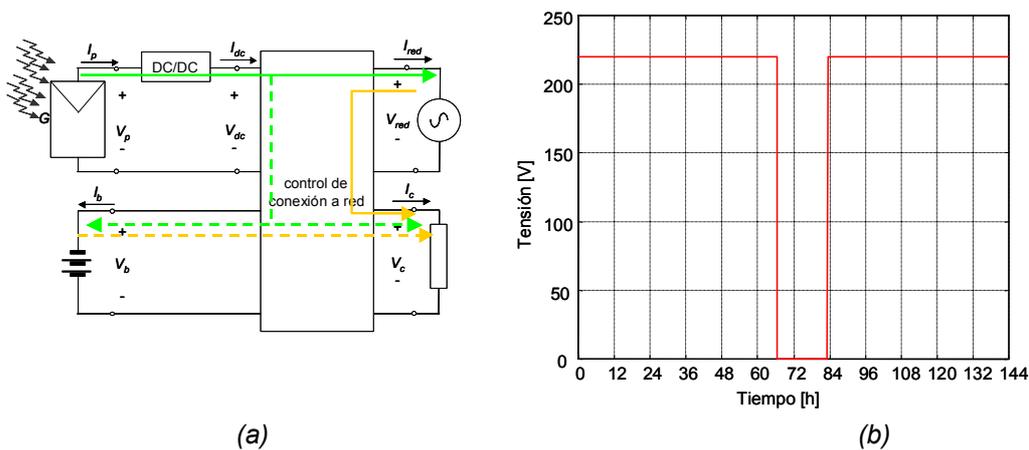


Figura 3.7.4-4 Diagrama de bloques (a) y evolución de la tensión de la red eléctrica (b)

Igual que en el ejemplo anterior, se ha simulado una caída de la red eléctrica alrededor de las 72 horas. La figura 3.7.4-5 muestra la evolución de la tensión ,gráfica (a), y corriente, gráfica (b), en bornes de los paneles solares. Los paneles solares , hasta las 66 horas, trabajan en su punto de máxima potencia. En ese momento cae la red eléctrica y se conecta la batería de emergencia. Nótese que los paneles solares también se desconectan del sistema, pues la tensión en bornes asciende hasta la tensión de circuito abierto y no generan corriente. Esto es debido al segundo control aplicado, determinado por el nivel de energía de la batería. La gráfica 3.7.4-7(b) detalla como inicialmente la batería se encuentra muy cargada, al 80% de energía; y hasta que no se reduzca al 75% los paneles no se conectarán de nuevo, alrededor de las 80 horas. Este rearme se produce a lo largo de una noche, por lo que no se aprecia la generación de corriente

hasta el amanecer, unas horas después. A partir de entonces vuelven a generar corriente, la cual se destina inicialmente a recargar la batería y posteriormente se distribuye a la red eléctrica de nuevo.

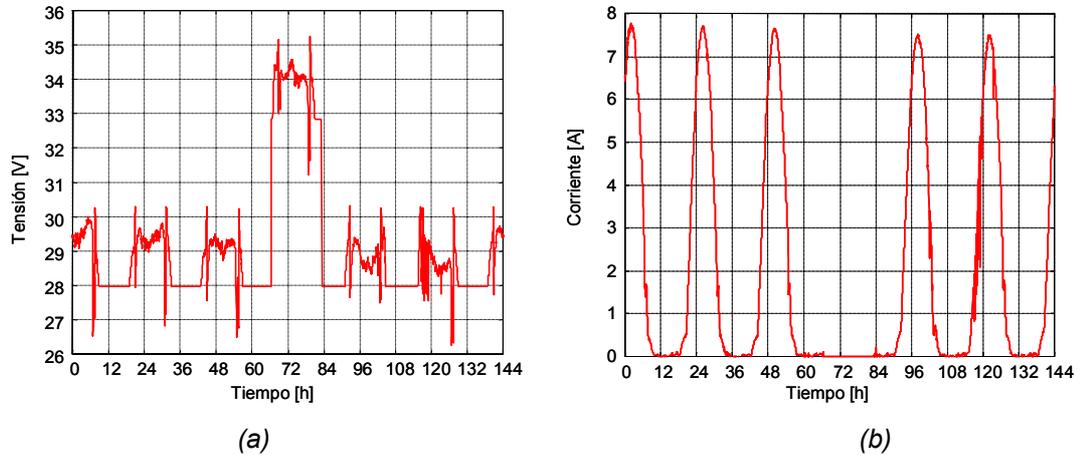


Figura 3.7.4-5 Evolución de la tensión (a) y la corriente (b) en bornes de los paneles solares

La figura 3.7.4-6 proporciona la evolución de la tensión, gráfica (a), y la corriente, gráfica (b), en bornes de la batería. Se confirma que alrededor de las 66 horas, la batería comienza a proporcionar la corriente necesaria para alimentar a las cargas. El consumo se detiene aproximadamente a las 74 horas, una vez se restituye el suministro eléctrico de la red externa. Pero debido a que se encuentra con un nivel de energía por debajo del considerado como óptimo, absorbe la corriente generada por los paneles hasta alcanzar de nuevo su nivel energético óptimo. Nótese que se realiza un control por corriente, en el cual se maximiza la potencia generada por los paneles solares.

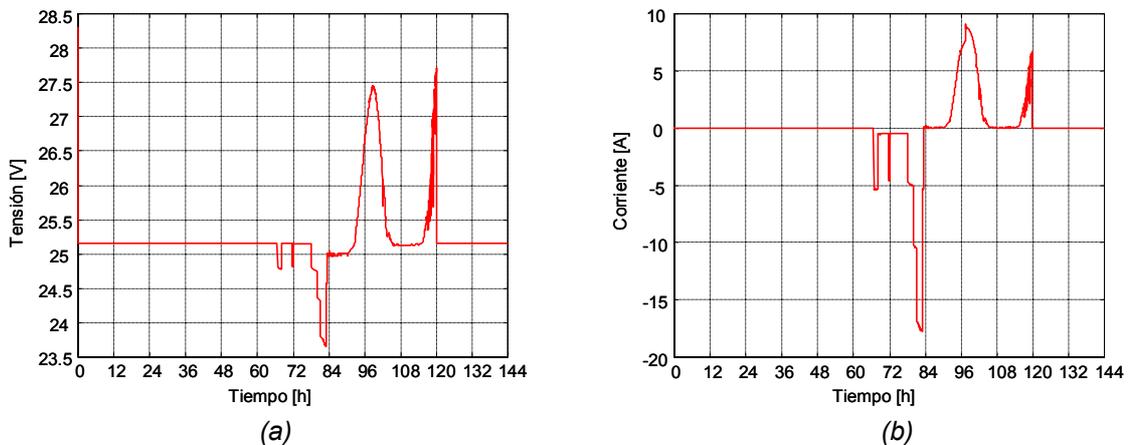


Figura 3.7.4-6 Evolución de la tensión (a) y corriente (b) en bornes de la batería

La evolución de la corriente en la red eléctrica se muestra en la figura 3.7.4-7(a). Se observan con claridad tres zonas diferenciadas. Una zona corresponde a las horas iniciales y finales de la simulación, donde los paneles aportan corriente y las cargas consumen. Una segunda zona corresponde a la caída de la red. En ella, evidentemente, la corriente es nula. Finalmente, la tercera zona corresponde a la reconexión de la red eléctrica, una vez recuperada, pero sin el aporte de corriente de los paneles, ya que éstos se encuentran cargando la batería.

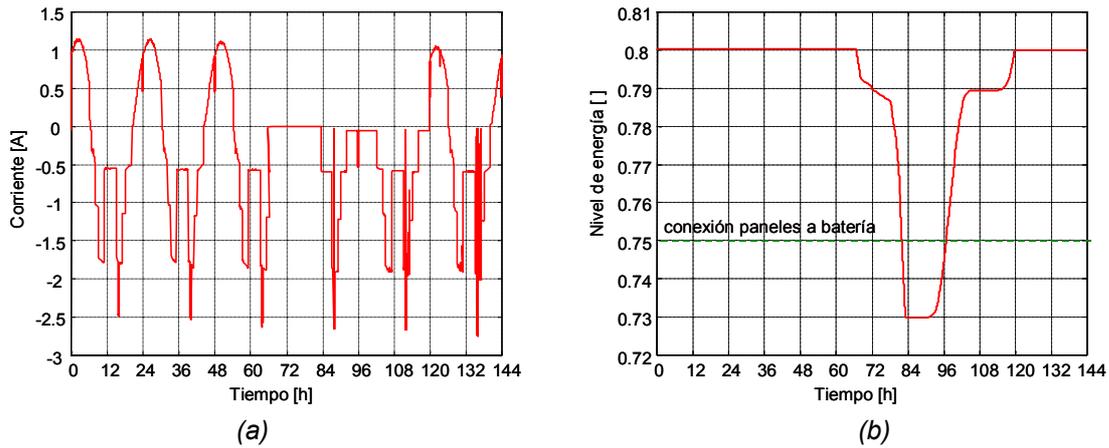


Figura 3.7.4-7 Evolución de la corriente en la red eléctrica (a).Evolución del LOE de la batería (b)

Anteriormente ya se ha mencionado la gráfica 3.7.4-7(b). En ella aparece la evolución del nivel de energía de la batería. Hasta la caída de la red se mantiene estable al 80%. Una vez conectada a las cargas proporciona corriente, sin admitir simultáneamente corriente de los paneles debido a que se encuentra por encima del umbral de histéresis correspondiente al control de los paneles solares.

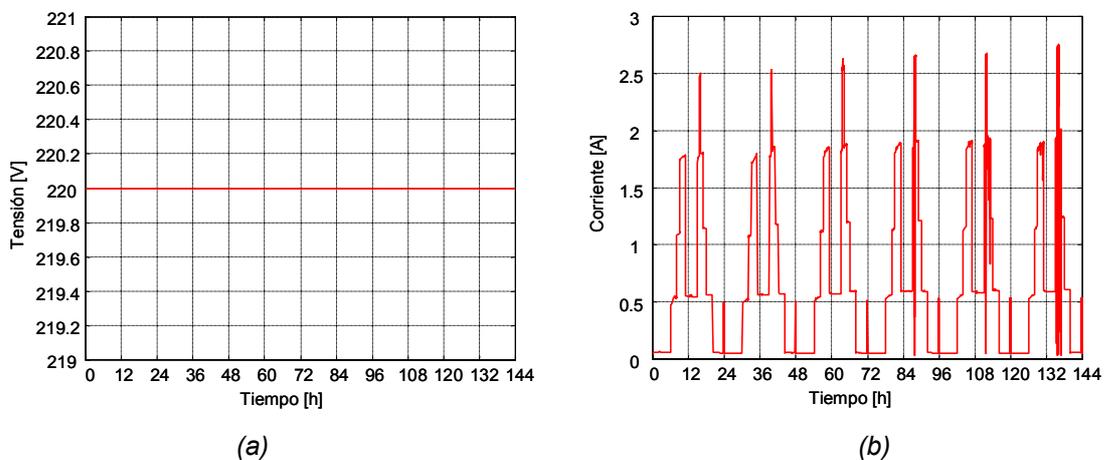


Figura 3.7.4-8 Evolución de la tensión (a) y corriente (b) en las cargas

Una vez rebasado este umbral, los paneles son conectados de nuevo a la batería, aunque no se refleja en el LOE debido a que es de noche. A partir del amanecer los paneles vuelven a incrementar el LOE de la batería, hasta que se encuentra suficientemente cargada y se redirige el flujo de corriente de nuevo a la red eléctrica.

Finalmente, la figura 3.7.4-8 proporciona el comportamiento de las cargas a lo largo de la simulación. Se aprecia como se ha conseguido mantener una tensión estable, *gráfica (a)*, y satisfacer las necesidades de corriente, *gráfica (b)*, en todo momento. El tiempo de cálculo requerido para la simulación ha sido del orden de unos 60 segundos, en un ordenador PC a 1.4GHz, con 512Mbytes de RAM.

Tercer ejemplo. Por último, se incorpora un ejemplo de instalaciones fotovoltaicas con generador auxiliar. En este caso, se toma como referencia un sistema autónomo, el cual dispone de un grupo electrógeno para suplir eventuales pérdidas de carga. El diagrama propuesto en la figura 3.7.4-9(a) ilustra esta topología. En el diagrama se observa como el flujo natural de corriente fluye de los paneles solares hacia la batería y cargas. La batería, además, complementa el aporte energético de los paneles en los instantes de baja irradiancia solar. En caso de que el nivel de energía de la batería se redujera peligrosamente, amenazando una eventual pérdida de carga y provocar serios daños en las baterías, el generador auxiliar entra en funcionamiento permitiendo la recarga de las baterías.

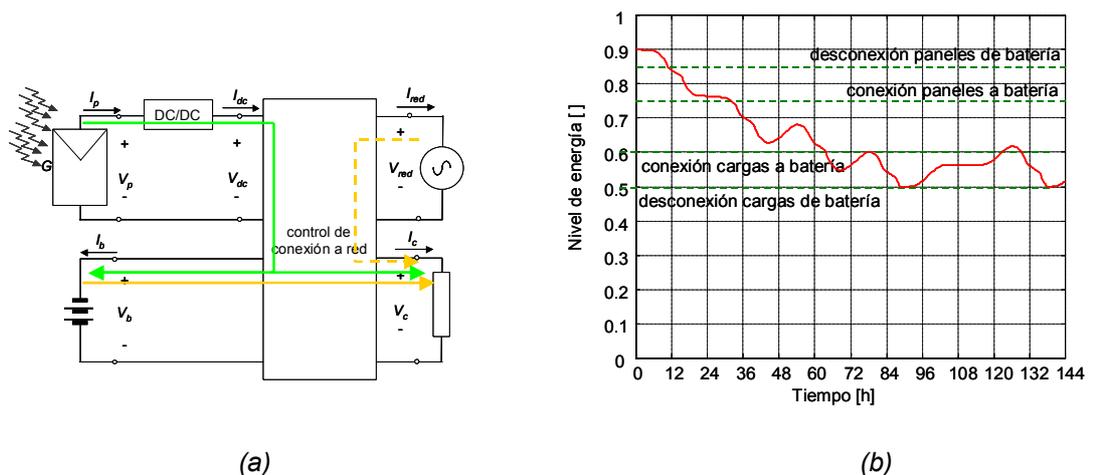


Figura 3.7.4-9 Diagrama de bloques (a) y evolución de la tensión de la red eléctrica (b)

La gráfica 3.7.4-9(b) detalla la evolución del LOE en la simulación llevada a cabo. Las líneas verdes discontinuas definen los umbrales de actuación de los interruptores. En las

horas iniciales de la simulación, la batería se encuentra al 90% de su carga máxima. Ello implica la desconexión de los paneles del sistema para permitir la descarga de la batería. Una vez el LOE cae por debajo del 75%, los paneles vuelven a conectarse al sistema. Una situación análoga se da lugar en el control del generador auxiliar, en los umbrales inferiores. Cuando el LOE cae por debajo del 50% de energía, el generador auxiliar se conecta liberando a la batería del suministro de corriente a las cargas.

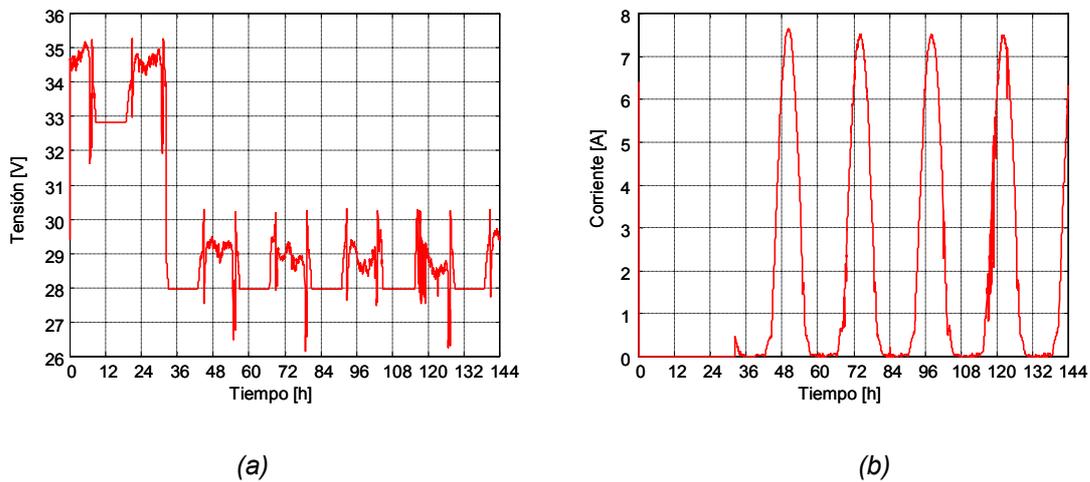


Figura 3.7.4-10 Evolución de la tensión (a) y corriente (b) en bornes de los paneles solares

De esta forma, los paneles dedican toda su corriente a incrementar el LOE de la batería. Una vez ésta se ha recuperado, por encima del 60%, el grupo electrógeno se desconecta del sistema. Los márgenes de control de la simulación se han establecido adecuadamente para permitir ilustrar la mayor cantidad posible de situaciones.

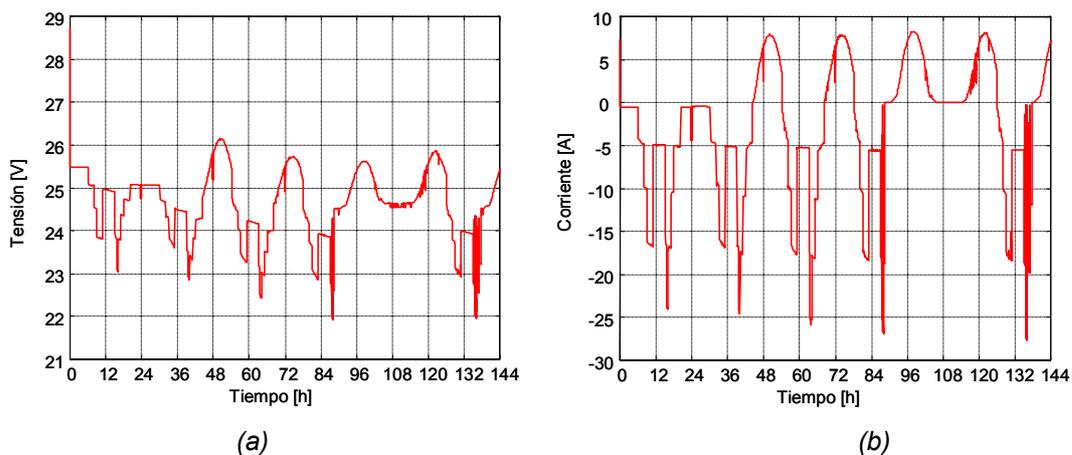


Figura 3.7.4-11 Evolución de la tensión (a) y corriente (b) en bornes de la batería

El comportamiento de los paneles solares se refleja en la figura 3.7.4-10. La gráfica (a) muestra la tensión en bornes: en las horas iniciales los paneles se encuentran en su

tensión de circuito abierto, situándose posteriormente en su tensión correspondiente al punto de máxima potencia. La curva de la gráfica (b) complementa esta información mostrando la corriente que circula por ellos: nula hasta que la batería se descarga un poco y la correspondiente al punto de máxima potencia a partir de entonces.

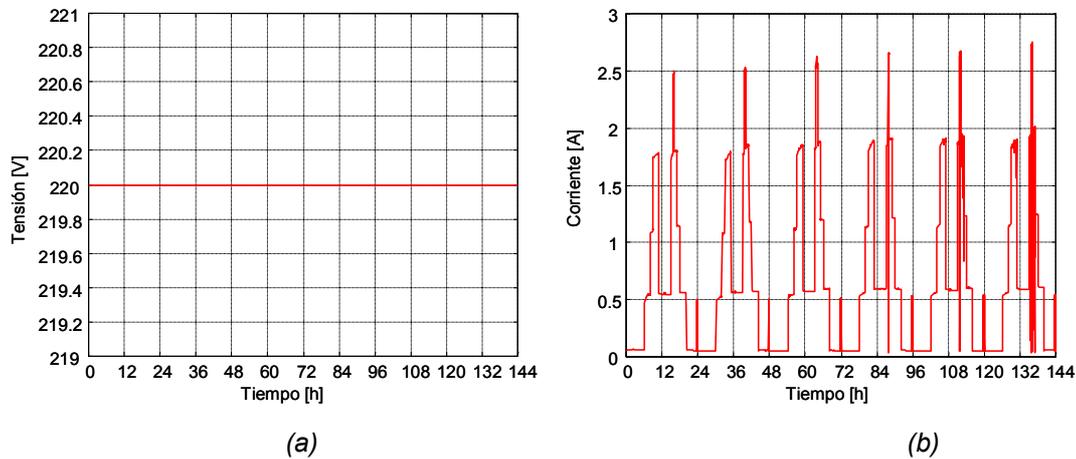


Figura 3.7.4-12 Evolución de la tensión (a) y corriente (b) en bornes de las cargas

La figura 3.7.4-11 proporciona la evolución de la tensión, gráfica (a), y corriente, gráfica (b), de la batería. En ellas se distinguen tres zonas de trabajo. En la primera, la batería se descarga debido al consumo de las cargas. Cuando el LOE decrece suficientemente se conectan los paneles y la batería alterna entre las zonas de carga y descarga en función de la relación de corrientes generadas y consumidas. En el momento que el LOE se sitúa al 50%, el grupo electrógeno supe a la batería, permitiendo que ésta se cargue gracias a los paneles solares.

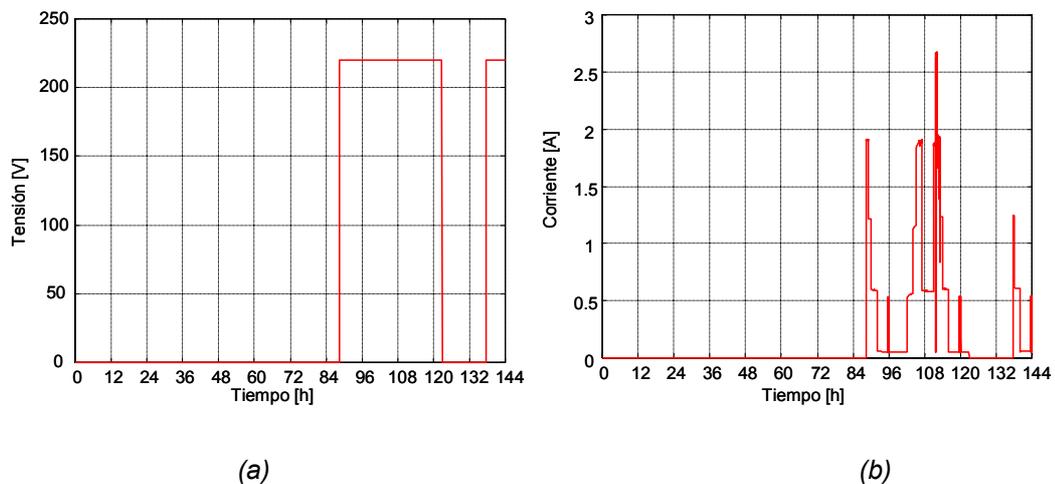


Figura 3.7.4-13 Evolución de la tensión (a) y corriente (b) en bornes del generador auxiliar

Las cargas siguen el perfil ya comentado ampliamente en simulaciones anteriores. No se ven afectadas por las conexiones y desconexiones del resto de dispositivos, manteniendo su funcionamiento normal tal como demuestra la figura 3.7.4-12.

En último lugar, la figura 3.7.4-13 proporciona la evolución de la actividad del generador auxiliar. La gráfica (a) pone de manifiesto que el grupo electrógeno solo se activa en los instantes que el ciclo de histéresis, controlado por el LOE, preserva la salud de la batería. Mientras que la gráfica (b) proporciona la corriente que consumen las cargas en esos periodos de funcionamiento. El tiempo de cálculo requerido para la simulación ha sido del orden de unos 60 segundos, en un ordenador PC a 1.4GHz, con 512Mbytes de RAM.

3.8 Bibliografía

A continuación se detalla la bibliografía de referencia en el modelado y simulación de los sistemas fotovoltaicos. Esta se ha ordenado siguiendo el mismo criterio que el desarrollado a lo largo del capítulo.

3.8.1 Sistemas fotovoltaicos

- [1] L. Castañer, R. Aloy and D. Carles, "*Photovoltaic System Simulation Using a Standard Electronic Circuit Simulator*", Progress in photovoltaics: research and applications, Vol III, , pp. 239-252 , 1995
- [2] L. Castañer, D. Carles, R. Aloy and S. Silvestre, "*SPICE simulation of PS systems*", 13th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Nice, France, pp. 950-952, October 1995
- [3] A. Moreno, J. Julve, S. Silvestre and L. Casteñer, "*SPICE Macromodelling of Photovoltaic Systems*", Progress in photovoltaics: research and applications, nº 8, , pp. 293-306, April 2000
- [4] Aguilera, J.; Almonacid, G.; Perez, P.J.; Vidal, P.G., "*Universidad Verde-200 kWp grid connected PV system*", Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE , 2000, pp. 1668 –1670
- [5] F. Lasnier and TG Ang, "*Photovoltaic Engineering Handbook*", Adam Hilser, Bristol and New York
- [6] Shinji Wakao, Takashi Onuki, Keiko Ono, Ryoichi Hirakawa, Takahiro Kadokura and Juko Wada, "*The analysis of PV power system by computational simulation*", 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna, pp. 3262-3265, July 1998
- [7] Minwon Park; Bong-Tae Kim; In-Keun Yu, "*A novel simulation method for pv power generation systems using real weather conditions*", Industrial Electronics, 2001. Proceedings. ISIE 2001. IEEE International Symposium on , Volume: 1 , 2001, pp. 526 -530
- [8] Minwon Park; Bong-Tae Kim; In-Kuen Yu, "*A study on the simulation scheme for utility interactive PV generation systems*", Industrial Electronics, 2001. Proceedings. ISIE 2001. IEEE International Symposium on , Volume: 1 , 2001, pp. 13 -18
- [9] Li Wang; Ying-Hao Lin, "*Random fluctuations on dynamic stability of a grid-connected photovoltaic array*", Power Engineering Society Winter Meeting, 2001 IEEE , Volume: 3 , 2001, pp. 985 -989 vol.3
- [10] Feng, Z.; Xu, W., "*Fast computation of post-contingency system margins for voltage stability assessments of large-scale power systems*", Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings- , Volume: 147 Issue: 2 , March 2000, pp. 76 -80

- [11] Lloyd, S.H.; Smith, G.A.; Infield, D.G., *"Design and construction of a modular electronic photovoltaic simulator"*, Power Electronics and Variable Speed Drives, 2000. Eighth International Conference on (IEE Conf. Publ. No. 475) , 2000, pp. 120 -123
- [12] Nakanishi, F.; Ikegami, T.; Ebihara, K.; Kuriyama, S.; Shiota, Y., *"Modeling and operation of a 10 kW photovoltaic power generator using equivalent electric circuit method"*, Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE , 2000, pp. 1703 -1706
- [13] Matsukawa, H.; Shioya, M.; Kurokawa, K., *"Study on simple assessment method of BIPV power generation for architects"*, Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE , 2000, pp. 1648 -1651
- [14] Thevenard, D.; Leng, G.; Martel, S., *"The RETScreen model for assessing potential PV projects"*, Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE , 2000, pp. 1626 -1629
- [15] Yoshioka, K.; Takayama, T.; Saitoh, T.; Yatabe, S.; Ishikawa, N., *"Performance of light-weighted PV arrays installed on building walls in a snowy country in Japan"*, Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE , 2000, pp. 1595 -1598
- [16] Abete, A.; Scapino, F.; Spertino, F.; Tommasini, R., *"Ageing effect on the performance of a-Si photovoltaic modules in a grid connected system: experimental data and simulation results"*, Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE , 2000, pp. 1587 -1590
- [17] Begovic, M.; Pregelj, A.; Rohatgj, A., *"Four-year performance assessment of the 342 kW PV system at Georgia Tech"*, Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE , 2000, pp. 1575 -1578
- [18] Setaka, T.; Matsushima, T.; Muroyama, S., *"Photovoltaic system in telecommunications building using AC modules"*, Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE , 2000, pp. 1723 -1725
- [19] Raffaele, R.P.; Underwood, J.; Scheiman, D.; Cowen, J.; Jenkins, P.; Hepp, A.F.; Harris, J.; Wilt, D.M., *"Integrated solar power systems [space power applications]"*, Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE , 2000, pp. 1370 -1373
- [20] Zahran, M.; Hanafy, A.; Mahgoub, O.; Kamel, M., *"FLC based photovoltaic battery diesel hybrid system management and control"*, Energy Conversion Engineering Conference and Exhibit, 2000. (IECEC) 35th Intersociety , Volume: 2 , 2000, pp. 1502 -1512 vol.2
- [21] Juhasz, A.J., *"An analysis and procedure for determining space environmental sink temperatures with selected computational results"*, Energy Conversion Engineering Conference and Exhibit, 2000. (IECEC) 35th Intersociety , Volume: 2 , 2000, pp. 1175 -1183 vol.2

- [22] Carneiro, S., Jr.; Pereira, J.L.R.; Nepomuceno Garcia, P.A., *"Unbalanced distribution system power flow using the current injection method"*, Power Engineering Society Winter Meeting, 2000. IEEE , Volume: 2 , 2000, pp. 946 -950 vol.2
- [23] Kato, T.; Yokomizu, Y.; Okamoto, T.; Suzuoki, Y., *"Assessment of PV's and CGS's ability for reducing CO/sub 2/ emission viewed from whole energy system in Japan"*, Power Engineering Society Winter Meeting, 2000. IEEE , Volume: 1 , 2000, pp. 481 -486 vol.1
- [24] Adnene, C.; Moncef, J., *"Modelling and simulation of a PV-inverter-asynchronous motor association in photovoltaic pumping systems"*, Power Engineering, 2001. LESCOPE '01. 2001 Large Engineering Systems Conference on , 2001, pp. 146 -151
- [25] Yoshioka, K.; Takayama, T.; Saitoh, T.; Yatabe, S.; Ishikawa, N., *"Performance of light-weighted PV arrays installed on building walls in a snowy country in Japan"*, Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE , 2000, pp. 1595 -1598
- [26] Hester, S.; Fioravanti, M.; Willey, T.; Mervis, A.; Chang, A., *"TEAM-UP results costs, performance, and business experiences"*, Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE , 2000, pp. 1579 -1582

3.8.2 Sistema autónomo

- [27] IEEE Std 1013-2000 , 16 March 2001, *"IEEE recommended practice for sizing lead-acid batteries for photovoltaic (PV) systems"*
- [28] IEEE Std 937-2000 , 15 June 2000, *"IEEE Recommended Practice for Installation and Maintenance of Lead-Acid Batteries for Photovoltaic (PV) Systems"*
- [29] IEEE Std 1145-1999 , 7 Feb. 2000, *"IEEE recommended practice for installation and maintenance of nickel-cadmium batteries for Photovoltaic (PV) systems"*
- [30] Steinhuser, A.; Schulz, W.; Schmidt, H.; Roth, W., *"Photovoltaic power supply for telecommunication network components in remote areas"*, Telecommunications Energy Special, 2000. TELESCON. The Third International Conference on , 2000, pp. 221 -225

3.8.3 Sistema conectado a red

- [31] Ruther, R.; Martins, D.C.; Bazzo, E., *"Hybrid diesel/photovoltaic systems without storage for isolated mini-grids in Northern Brazil"*, Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE , 2000, pp. 1567 -1570
- [32] Woyte, A.; Van den Keybus, J.; Belmans, R.; Nijs, J., *"Grid-connected photovoltaics in the urban environment-an experimental approach to system optimisation"*, Power Electronics and

Variable Speed Drives, 2000. Eighth International Conference on (IEE Conf. Publ. No. 475) , 2000, pp. 548 -553

- [33] Salas, V.; Olfus, E.; Quinones, C.; Vazquez, M.; Rascon, M., *"Application of hybrid power systems of low power to the remote radio equipment telecommunication"*, Industrial Electronics, 2000. ISIE 2000. Proceedings of the 2000 IEEE International Symposium on , Volume: 1 , 2000, pp. 174 -178 vol.1
- [34] Vasanasong, E.; Spooner, E.D., *"The effect of net harmonic currents produced by numbers of the Sydney Olympic Village's PV systems on the power quality of local electrical network"*, Power System Technology, 2000. Proceedings. PowerCon 2000. International Conference on , Volume: 2 , 2000, pp. 1001 -1006 vol.2
- [35] Vasanasong, E.; Spooner, E.D., *"The prediction of net harmonic currents produced by large numbers of residential PV inverters: Sydney Olympic Village case study"*, Harmonics and Quality of Power, 2000. Proceedings. Ninth International Conference on , Volume: 1 , 2000, pp. 116 -121 vol.1

3.8.4 Publicaciones generadas

Sistemas fotovoltaicos

- [36] S.Silvestre, D.Guasch, A.Moreno, J.Julve and L.Castañer, *"A comparison on Modelling and simulation of PV systems using Matlab and Spice"*, 11th International Photovoltaic Science and Engineering Conference (PVSEC-11), Sapporo City, Hokkaido, Japan, pp. 901-902, September 1999

4 Extracción de parámetros

4.1 Introducción

Disponer de un modelo teórico es el paso previo al estudio de cualquier tipo de sistema. Una vez se lleva a la práctica es necesario disponer de los parámetros adecuados que describan fielmente el comportamiento de éste. Usualmente se dispone de los datos nominales que proporcionan los fabricantes, más o menos precisos en función de la calidad, y precio, del sistema adquirido. Estos parámetros están sujetos tanto a una limitación en precisión como en vigencia debido al envejecimiento del sistema.

La posibilidad de obtener los parámetros característicos de un sistema de forma automática abre un abanico de posibilidades desde el diseño, en las etapas de desarrollo, hasta el mantenimiento, una vez esté ya en explotación. Parece lógico, pues, invertir esfuerzos en el desarrollo de un método que permita la extracción automática de los parámetros de un modelo teórico para reflejar la realidad del dispositivo.

Uno de los métodos más utilizados para la extracción de parámetros de sistemas no lineales fue propuesto por D. Marquardt [2] en 1963, basado en las hipótesis de trabajo de K. Levenberg [1] sobre modelado de datos. En los sistemas no lineales, la sensibilidad de los resultados respecto de cada parámetro no es constante. Intuitivamente, el método intenta obtener la evolución de la sensibilidad respecto a cada parámetro, e ir ajustando proporcionalmente el valor de los parámetros hasta conseguir una solución suficientemente precisa, tomando como referencia un banco de datos empíricos. De esta forma, a partir de las medidas experimentales, sensadas en las entradas y salidas de un sistema, se pueden obtener un conjunto de parámetros que caractericen al sistema.

Una de las ventajas es que la precisión de los resultados se puede ajustar a las necesidades del sistema en cada situación. El método puede aplicarse tanto a sistemas lineales como no lineales en regímenes estáticos o dinámicos. Además, ampliando conceptualmente la definición de “parámetros”, se ha obtenido un método que calcula desde la capacidad real de la batería, hasta las fugas de corriente en los cableados.

En contrapartida, no se tiene la certeza de conseguir un resultado válido. El método puede converger a un mínimo local en la función matemática, necesitar excesivas iteraciones, encontrar una discontinuidad numérica, etc. Tampoco se garantiza que los resultados obtenidos tengan sentido físico, ya que el sistema solo intentará calcular matemáticamente la mejor aproximación posible a los parámetros. Por ello es preciso una buena aproximación inicial y un conocimiento preciso del modelo matemático.

4.2 Método teórico

El método de extracción automática de parámetros de Levenberg-Marquardt presenta un buen compromiso entre complejidad y precisión, tal como se desprende de la bibliografía proporcionada [3,4] y de la propia experiencia en su utilización. La estructura del algoritmo se describe a continuación. Esta se basa en dos premisas previas: la disponibilidad de un modelo de referencia y de un banco de medidas para el ajuste.

Algoritmo de cálculo: el algoritmo teórico puede descomponerse en los 6 puntos principales que se detallan seguidamente:

1) Se definen las siguientes estructuras iniciales:

- ✓ La función a ajustar: $y=f(x,a)$. Donde x es el vector de entradas i a el vector de parámetros de la función.
- ✓ Los vectores con datos empíricos de entrada x y de salida y , de N componentes.
- ✓ La desviación estándar σ_i de cada valor y_i .

- ✓ El vector de parámetros \mathbf{a} de M componentes que contiene la primera aproximación de los parámetros de la función.
- ✓ Un factor de paso λ .
- ✓ El estimador utilizado es:

$$\chi^2(\mathbf{a}) = \sum_{i=1}^N \left[\frac{y_i - f(x_i, \mathbf{a})}{\sigma_i} \right]^2 \quad (\text{Ecuación 3.8.4-1})$$

- ✓ Se fija el factor de paso $\lambda=0.001$.

2) Se calcula $\chi^2(\mathbf{a})$.

3) Se calcula el vector de sensibilidades de los parámetros de la función, $\delta\mathbf{a}$, con el siguiente sistema de ecuaciones:

- ✓ Gradiente de χ^2 respecto a.

$$\frac{\partial \chi^{2N}}{\partial \mathbf{a}_k} = -2 \sum_{i=1}^N \frac{[y_i - f(x_i, \mathbf{a})]}{\sigma_i^2} \frac{\partial f(x_i, \mathbf{a})}{\partial \mathbf{a}_k} \quad k=1,2,\dots,M \quad (\text{Ecuación 3.8.4-2})$$

- ✓ Tomando una vez más derivadas parciales se calcula $\frac{\partial^2 \chi^2}{\partial \mathbf{a}_k \partial \mathbf{a}_l}$.

i) Esto es:

$$\frac{\partial^2 \chi^2}{\partial \mathbf{a}_k \partial \mathbf{a}_l} = 2 \sum_{i=1}^N \frac{1}{\sigma_i^2} \left[\frac{\partial f(x_i, \mathbf{a})}{\partial \mathbf{a}_k} \frac{\partial f(x_i, \mathbf{a})}{\partial \mathbf{a}_l} - [y_i - f(x_i, \mathbf{a})] \frac{\partial^2 f(x_i, \mathbf{a})}{\partial \mathbf{a}_l \partial \mathbf{a}_k} \right] \quad (\text{Ecuación 3.8.4-3})$$

ii) Pero es conveniente utilizar la siguiente aproximación para mejorar la estabilidad del sistema:

$$\frac{\partial^2 \chi^2}{\partial \mathbf{a}_k \partial \mathbf{a}_l} = 2 \sum_{i=1}^N \frac{1}{\sigma_i^2} \left[\frac{\partial f(x_i, \mathbf{a})}{\partial \mathbf{a}_k} \frac{\partial f(x_i, \mathbf{a})}{\partial \mathbf{a}_l} \right] \quad (\text{Ecuación 3.8.4-4})$$

- ✓ Definiéndose así los siguientes coeficientes:

$$\beta_k \equiv - \frac{1}{2} \frac{\partial \chi^2}{\partial \mathbf{a}_k} \quad (\text{Ecuación 3.8.4-5})$$

$$\alpha_{kl} \equiv \frac{1}{2} \frac{\partial^2 \chi^2}{\partial \mathbf{a}_k \partial \mathbf{a}_l} \quad \begin{cases} \alpha'_{jj} \equiv \alpha_{jj}(1 + \lambda) \\ \alpha'_{jk} \equiv \alpha_{jk} \quad (j \neq k) \end{cases} \quad (\text{Ecuación 3.8.4-6})$$

- ✓ Finalmente $\delta\mathbf{a}$, se obtiene de la combinación de los parámetros anteriores:

$$\sum_{i=1}^M \alpha'_{kl} \delta \mathbf{a}_i = \beta_k \quad (\text{Ecuación 3.8.4-7})$$

- 4) Se calcula $\chi^2(a+\delta a)$.
- 5) Se evalúan $\chi^2(a)$ y $\chi^2(a+\delta a)$:
 - ✓ Si $\chi^2(a+\delta a) \geq \chi^2(a)$ entonces se incrementa λ en un factor 10 y se retorna al punto 4.
 - ✓ Si $\chi^2(a+\delta a) < \chi^2(a)$ entonces se decrementa λ en un factor 10, se actualiza el vector de parámetros con $a=a+\delta a$ y se retorna al punto 3.
- 6) Se considera que se ha alcanzado una aproximación en los parámetros suficientemente buena cuando en dos o más iteraciones sucesivas el estimador χ^2 se decrementa un valor negligible o cuando se encuentra por debajo de un valor absoluto prefijado (10^{-4} por ejemplo).

Problemática asociada. La aplicación del algoritmo de extracción conlleva un conjunto de problemas que inicialmente pueden pasar desapercibidos, pero que a menudo no tienen una resolución trivial. Éstos pueden agruparse en cinco grandes bloques: idoneidad del modelo, unicidad de soluciones, primera aproximación de los parámetros, sentido físico y coste computacional.

A pesar que no parece lógico tener en cuenta estar utilizando un modelo erróneo, cuando se está intentando caracterizar un sistema la cantidad de situaciones no contempladas aumenta exponencialmente con su complejidad. Con lo que a menudo un modelo puede funcionar perfectamente en la mayoría de las situaciones y producir fallos importantes en otras que o bien no se contemplaban o no se creían posibles. Por ejemplo, actuaciones del controlador de carga de la batería, o un panel solar mal ensamblado, pueden producir vectores de datos empíricos de entrada con algunas muestras incoherentes, que pueden llevar al algoritmo a no converger en un resultado correcto. El algoritmo intentaría ajustar matemáticamente los datos empíricos con las salidas del modelo para obtener un resultado con un error mínimo. Lo cual no significa que los resultados obtenidos fueran correctos. Del mismo modo, si los datos empíricos obtenidos no son significativos en la situación que se desea caracterizar el resultado no será fiable.

Otro factor a tener en cuenta es si existe una única solución en el ajuste de los parámetros. Si al intentar resolver una ecuación con una variable ya es habitual que numéricamente exista más de una solución, el problema se agrava a medida que se intentan ajustar múltiples parámetros simultáneamente. Por ejemplo, en una simple ecuación como $x+y=0$ existen infinitos pares x - y que satisfacen la condición.

Este problema puede ser más o menos grave en función de si es necesario un sentido físico en las soluciones. Es decir, si los resultados obtenidos deben hacer referencia a una determinada característica del sistema bajo estudio. Si no es preciso que tengan sentido físico y simplemente se busca que el modelo responda como una caja negra, la incidencia del problema es mínima. En caso contrario será necesario un estudio exhaustivo del comportamiento de las ecuaciones del sistema y, seguidamente, aplicar una metodología como la propuesta a continuación:

1. Identificar las zonas de máxima sensibilidad de cada parámetro respecto los vectores de datos empíricos.
2. Determinar el conjunto mínimo de parámetros, en cada zona, que proporciona un resultado coherente.
3. Calcularlos, fijando el resto de parámetros a valores cercanos a su valor teórico.
4. Iterar una segunda vez, volviendo al paso 1, para asegurar un error mínimo.

Ya se observa que la primera aproximación a los valores de los parámetros es, sin duda, uno de los puntos críticos del método de extracción. Cuanto más alejados se encuentren del valor final, más probable es que el algoritmo se detenga en algún mínimo local o una solución sin sentido físico. Una buena aproximación consiste en utilizar como primera aproximación los valores nominales proporcionados por los fabricantes.

Cabe destacar que debe contemplarse el método como la interacción entre el algoritmo descrito y el modelo matemático que intenta ajustar. El algoritmo accederá tantas veces como sea necesario al modelo hasta cumplir alguna condición de finalización. Esto implica que el coste computacional estará determinado por la programación del algoritmo, la programación del modelo a ajustar, la idoneidad del modelo teórico, las medidas empíricas de referencia y la aproximación inicial de los valores. De esto se extraen dos grandes conclusiones: a priori, no se puede acotar con precisión la carga de cálculo numérico y esta será elevada.

4.3 Programación del método

El algoritmo teórico descrito en el punto 4.2 se ha programado mediante Matlab. No se ha utilizado Simulink debido a la necesidad de poder tener acceso a funciones de bajo nivel. La base de la función programada se encuentra en una de las librerías de sistemas no lineales que Matlab dispone. A partir de esta se han modificado y ampliado sus características para ajustarse tanto al método Levenberg-Marquardt como a las especificaciones de la librería desarrollada.

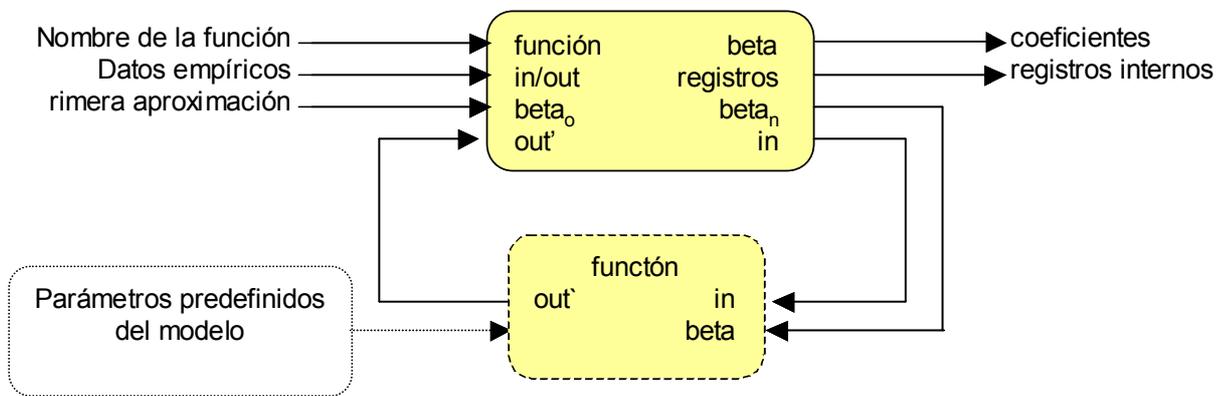


Figura 4.3-1 Diagrama de bloques de la función de extracción automática de parámetros programada en Matlab

La figura 4.3-1 resume en un diagrama de bloques la programación de la función de extracción automática de parámetros. La función precisa tres entradas. En primer lugar el nombre de la función que el algoritmo utilizará como modelo teórico, y que contiene los parámetros a ajustar. En segundo lugar los vectores de los datos sensados a la entrada y salida del sistema de referencia. Evidentemente estos vectores deberán coincidir con las variables de entrada de la función a evaluar. Finalmente, la aproximación inicial, β_0 , que se usará como punto de partida para cada parámetro.

A partir de la introducción de los datos, la función de extracción empieza a iterar. En cada iteración se llevan a cabo las siguientes acciones: una llamada al modelo introducido, *función*, pasándole los datos empíricos de entrada, *in*, y los valores de los parámetros correspondientes a la iteración en curso, β_n . Obtiene el vector resultante

de la simulación, out' , lo contrasta con los datos empíricos, out , y reajusta el valor de los parámetros, $beta_{n+1}$.

Las condiciones de salida contempladas son dos: o bien se ha obtenido una solución satisfactoria, o bien se han superado el número máximo de iteraciones permitidas. En dicho punto la función de extracción proporciona dos tipos de información: la mejor aproximación de los parámetros a ajustar y el estado de los registros internos del algoritmo. Los registros internos ofrecen a la vez dos tipos de datos: información de la evolución de los parámetros (un histórico de los valores en las n iteraciones, más una confirmación de si se ha llegado a una solución válida) y el valor de las matrices de cálculo. En caso que el algoritmo no hubiese convergido a una solución, se podría retomar el algoritmo introduciendo de nuevo las matrices de cálculo y los parámetros finales como primera aproximación.

El modelo teórico llamado por la función de extracción no es directamente ninguna de las funciones descritas en el *capítulo 2*. Para poder hacer compatibles las entradas y salidas de cada modelo, con el formato de la función de extracción, ha sido necesario programar una función intermedia, que actúe como interfaz, para formatear adecuadamente las entradas y salidas. Esta interfaz es única para cada modelo ya que tanto las variables de entrada como de salida varían en cada dispositivo o sistema.

Es importante destacar que puede haber tantos vectores de datos empíricos de entrada como sea preciso, por ejemplo los vectores de irradiancia, temperatura y tensión en el caso del panel solar. Pero solo puede existir un solo vector de salida. En el caso que una función devuelva varios vectores de salida, por ejemplo tensión y nivel de energía en el caso de la batería, la función de extracción solo admite uno de ellos para contrastar el resultado obtenido con los datos empíricos, con lo que será preciso estudiar con detenimiento cual de estos vectores de salida aporta una mayor información. No debe realizarse a la ligera, ya que los parámetros a ajustar presentan distinta sensibilidad respecto cada vector de salida.

4.4 Resultados experimentales

Primer ejemplo de aplicación. El objetivo consiste en demostrar la utilidad del método de extracción automática de parámetros en un sistema no lineal ajustando varios valores simultáneamente [10]. Para ello se contrastaran los resultados obtenidos en un banco de extracciones automáticas de parámetros de la batería Tudor 7TSE70 (formada por 12 elementos de 2V en serie y con $C_{10}=550\text{Ah}$) que forma parte del laboratorio de energía solar. La instalación se completa con 8 paneles solares Atersa A-85 (4 ramas en paralelo de 2 paneles solares, cada uno de ellos constituido por 36 células en serie, $I_{sc}=5.2\text{A}$, $V_{oc}= 21.2\text{V}$) situados en el tejado del edificio, un controlador de carga Atersa Leo 1 12/24, un inversor Atersa Taurus 1024 (1KVA) y un conjunto de cargas resistivas. El sistema es monitorizado y controlado mediante un ordenador personal que dispone de LabView y una tarjeta de adquisición de Texas Instruments conectada a los sensores y relés correspondientes.

Los pasos realizados se detallan seguidamente:

1. Obtener un banco de medidas empíricas del sistema fotovoltaico.
2. Se asignan valores iniciales al LOE, SOC y el valor nominal al C_{10} . Estos parámetros ya han sido comentados en el modelo de batería, apartado 2.2.1.
3. Se asignan los valores nominales a todos los parámetros del modelo.
4. Mediante el algoritmo Levenberg-Marquardt se ajustan LOE, SOC y C_{10} .
5. Mediante el algoritmo Levenberg-Marquardt se ajustan una selección de los parámetros de la batería.
6. Se calculan estadísticamente los valores finales de todos los parámetros.

La tabla 4.4-1 describe el banco de medidas que se obtuvieron en el laboratorio a lo largo del 2001. El periodo de muestreo fue de 2 minutos en todos los casos.

Número de ensayo	0	1	2	3
Número de días monitorizados	5	5	4	4
Fecha de inicio	30/3/01	22/5/01	7/5/01	20/6/01
Número de muestras	3614	3583	2965	2885

Tabla 4.4-1. Descripción del banco de ensayos realizados

En el paso 5 se eligen los siguientes 8 parámetros del modelo de batería, tabla 2.2.1-2, para ser ajustados simultáneamente: V_{bodc} , K_{bodc} , $P_{1\text{dc}}$, $P_{2\text{dc}}$, V_{boc} , K_{boc} , $P_{1\text{c}}$, $P_{2\text{c}}$. Nótese que en total se ajustan 11 valores que se pueden clasificar en tres grupos. El primero, formado por C_{10} , V_{bodc} , K_{bodc} , V_{boc} y K_{boc} , hace referencia a las características físicas de la batería. El segundo, integrado por $P_{1\text{dc}}$, $P_{2\text{dc}}$, $P_{1\text{c}}$ y $P_{2\text{c}}$, intenta describir las pérdidas resistivas. Y el tercero, formado por SOC_0 y LOE_0 , refleja las condiciones energéticas iniciales de la batería. Los valores tomados para la primera aproximación son los presentados ya en la tabla 2.1.2-2.

Ensayo	0	1	2	3
C_{10} [Ah]	550.6983	549.9392	549.9671	550.9557
SOC_0	0.9279	0.8741	0.9068	0.9617
LOE_0	0.7684	0.7238	0.7711	0.8846
V_{bodc} [V]	2.147	2.160	2.188	2.129
K_{bodc} [V]	0.284	0.281	0.329	0.235
$P_{1\text{dc}}$ [VAh]	4.083	3.938	9.561	4.475
$P_{2\text{dc}}$	-6.634	-6.141	-7.726	-10.656
V_{boc} [V]	1.980	1.948	2.048	1.952
K_{boc} [V]	0.149	0.214	0.160	0.167
$P_{1\text{c}}$ [VAh]	5.923	9.797	8.304	6.469
$P_{2\text{c}}$	0.024	0.292	0.854	-0.018

Tabla 4.4-2. Resultados obtenidos en la extracción automática de parámetros

Los resultados obtenidos al finalizar la extracción de parámetros se exponen en la tabla 4.4-2. En primer lugar se demuestra ya la capacidad del método para converger hacia una solución posible. La coherencia de los resultados merece matizarse antes de utilizar un estimador estadístico que cuantifique la bondad de cada uno de ellos. El grupo de parámetros que representan las características físicas suele presentar una alta coherencia entre los valores obtenidos. Por ejemplo el C_{10} tiene una desviación estándar del 0.1% respecto su valor medio, de 550.39; o el parámetro V_{bodc} , con una desviación estándar del 1.1% sobre un valor medio de 2.156. El grupo que describe las pérdidas presenta una menor coherencia, ya que los parámetros que lo forman son altamente sensibles a las condiciones de trabajo, nivel de electrolito, perfil de carga, evolución del nivel de energía, etc. Por ejemplo el parámetro $P_{1\text{dc}}$ muestra una desviación estándar del 23% respecto su valor medio, de 7.623. Finalmente, el tercer grupo, formado por SOC y LOE, no pueden tener ninguna coherencia ya que se trata simplemente del punto de partida.

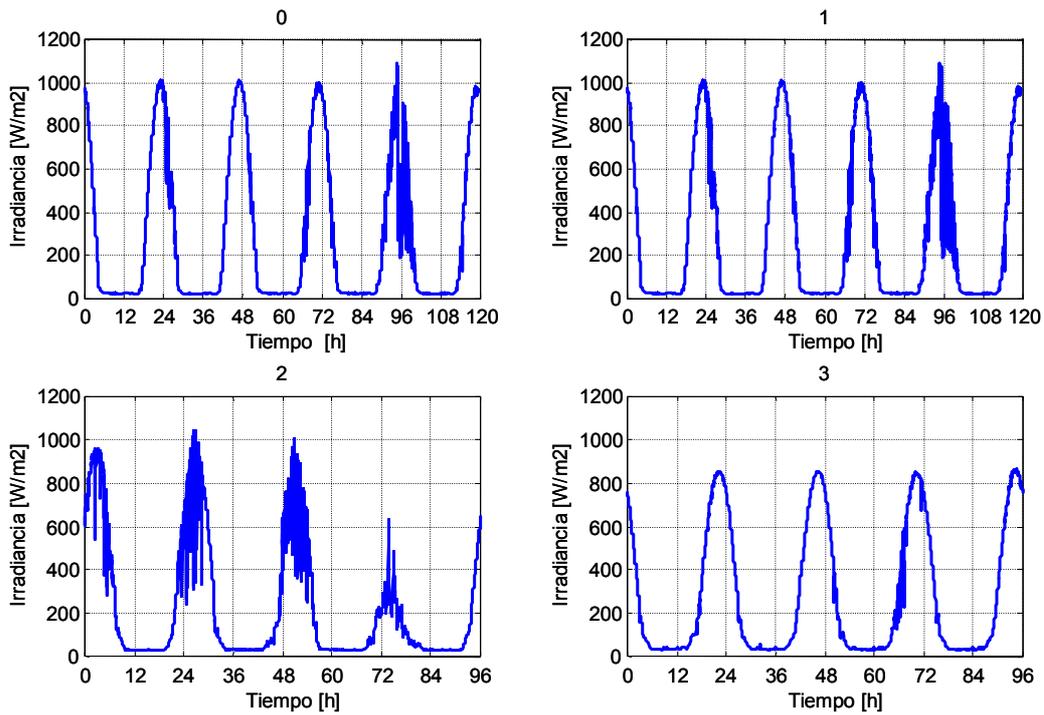


Figura 4.4-1. Medidas de irradiancia en los cuatro ensayos

A partir del banco de medidas empíricas y los parámetros ajustados se llevan a cabo cuatro simulaciones para contrastar la precisión obtenida. La figura 4.4-1 muestra la irradiancia recibida por los paneles solares del laboratorio en cada ensayo.

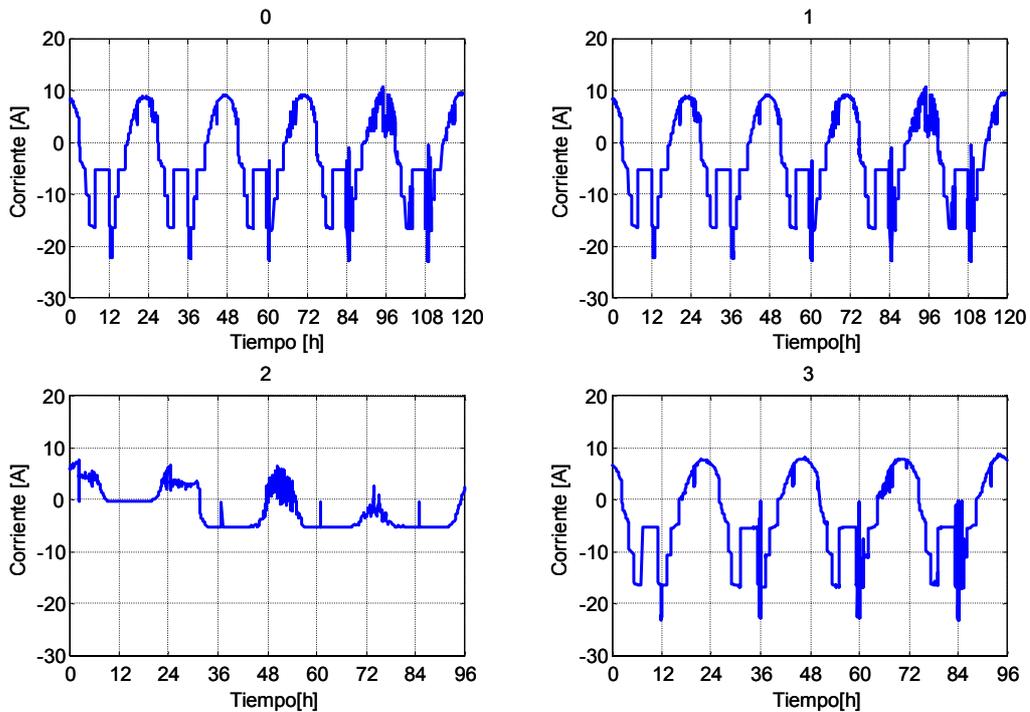


Figura 4.4-2. Corriente que circula por la batería

La corriente eléctrica que circula por la batería es el resultado de la corriente generada por los paneles menos la consumida por las cargas, y se plasma en la figura 4.4-2. En las gráficas de cada experimento se observa como la batería puede almacenar corriente en las horas centrales del día mientras que se va descargando durante el resto del día.

Número de experimento	0	1	2	3
% Error medio (valores nominales)	1.92%	1.82%	2.05%	1.86%
% Error medio (valores ajustados)	0.67%	0.66%	1.16%	0.87%

Tabla 4.4-3. Error medio entre medidas empíricas y simulaciones

La mejora obtenida con los parámetros ajustados puede observarse visualmente en las gráficas de la figura 4.4-3. En ellas se observa como la curva verde, simulación con parámetros ajustados, se acerca más a la curva en negro, datos empíricos sensados, que la curva azul, simulación con valores nominales. El valor cuantificado de la mejora se expone en la tabla 4.4-3. Donde se observa como el error medio, ecuación 2.2.1-24, se reduce aproximadamente a la mitad en todos los experimentos.

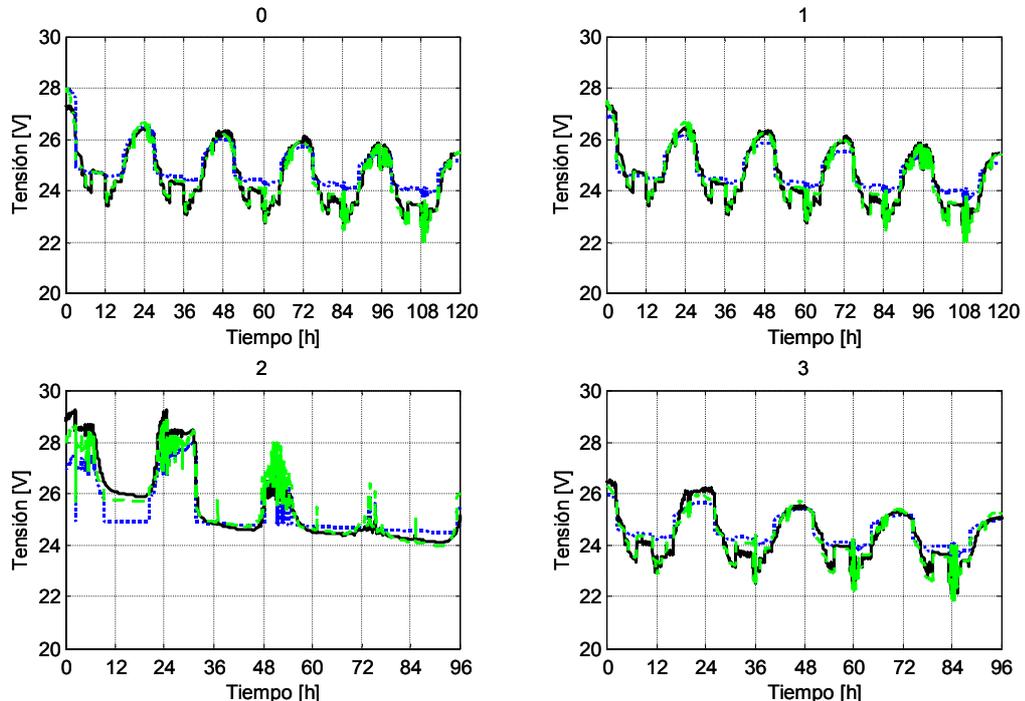


Figura 4.4-3. Comparativa entre datos empíricos (negro), simulación con valores nominales (azul) y simulación con parámetros ajustados (verde)

En conclusión, se observa como el algoritmo es capaz de ajustar un conjunto de parámetros de un modelo no lineal, en un entorno de trabajo dinámico. Resta solo

comentar la carga de cálculo numérico que ha sido necesario. El tiempo de cálculo requerido es del orden de minutos para cada extracción de parámetros y segundos para simular cada experimento, en ambos casos utilizando un ordenador PC a 1.4MHz y con 512Mbytes de RAM.

Segundo ejemplo de aplicación. Si bien el ejemplo anterior demuestra la eficacia del método, también pone de manifiesto la problemática de la existencia de varias soluciones posibles. Además, no se ha justificado debidamente la necesidad del cuarto paso. El hecho de calcular previamente la capacidad y el nivel de energía de la batería se basa en que se ha demostrado que existe una solución única en la extracción automática [7]. Lo cual proporciona una mayor fiabilidad al método.

Esta demostración ofrece una perspectiva interesante tanto del funcionamiento del método como de sus limitaciones, por lo que se considera apropiado describirla a continuación. Para analizar la convergencia del método de extracción de parámetros hacia una solución única se ha utilizado una nueva función. Las entradas de la misma son: tensión, corriente y temperatura medidas en la batería, así como los valores iniciales de LOE y C_{10} . Esta función evalúa el error cuadrático medio, según se define en la ecuación 2.3.2-5, entre la tensión medida, v_i , y la tensión v_i' , calculada por esta misma función, teniendo en cuenta distintos pares de valores de LOE y C_{10} , así como las ecuaciones del modelo de la batería en las distintas zonas de trabajo dependiendo de la evolución de la corriente.

Valores del LOE entre 0,015 y 0,985 con un incremento de 0,01, y valores del C_{10} de entre 100Ah y 1000 Ah, con un incremento de 20 Ah, han sido utilizados para mallar una superficie que muestre la evolución del error. Calculando el error cuadrático medio entre los distintos vectores de tensión, v_i' , estimados para cada combinación de valores de C_{10} y LOE, y el vector de tensión medida en la batería v_i , se ha obtenido la evolución del error cuadrático medio que muestra la figura 4.4-4.

Claramente se observa como en este caso, existe una solución única. Además, la forma que presenta el error demuestra que no existen mínimos locales, con lo cual se garantiza la convergencia del algoritmo hacia la solución correcta.

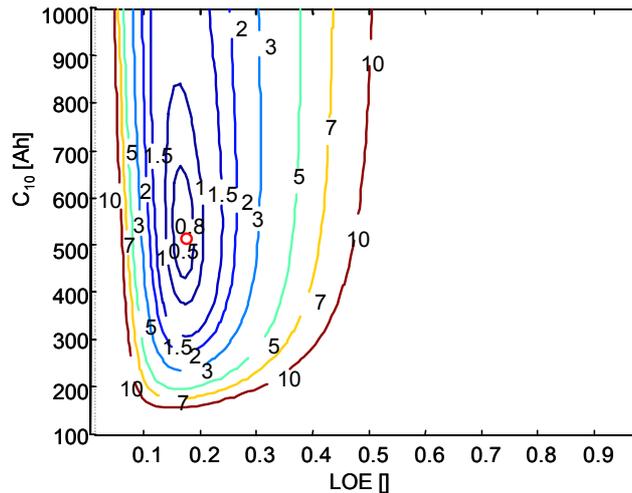


Figura 4.4-4. Evolución del error RMSE en tensión en función del par C_{10} -LOE

Tercer ejemplo de aplicación. Llegado a este punto, se pretende poner de manifiesto como se puede resolver el problema de que los resultados obtenidos concuerden con el sentido físico de los parámetros [8,9]. Para ello se expone uno de los resultados del proyecto del Ápside en el que se participa. El objetivo del ejemplo consiste en obtener automáticamente los parámetros eléctricos característicos de una célula solar fabricada en la sala blanca del Departamento de Ingeniería Electrónica de la UPC. El modelo utilizado para describir la célula se muestra en la figura 4.4-5. A partir del modelo se pretende obtener la densidad de corriente fotogenerada, J_{ph} , la resistencia serie, R_s , la resistencia Shunt, R_{sh} , la corriente de saturación del diodo “ideal”, I_o , y el factor de idealidad del diodo “ideal”, n . Además, para modelar las pérdidas de recombinación se dispone de un segundo diodo, del que se obtendrá la corriente de saturación, I_{orec} , y el factor de no idealidad, n_{rec} . Las ecuaciones 4.4-2, 4.4-3 y 4.4-4 rigen el comportamiento del modelo utilizado. En ellas V_T es la tensión térmica (KT/q).

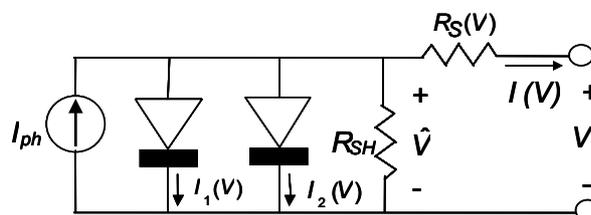


Figura 4.4-5. Modelo eléctrico de la unión p-n de una célula solar

El experimento aprovecha para introducir una ampliación, absolutamente predecible, en el planteamiento del método de extracción.. Si bien los parámetros I_{ph} , I_o , η , I_{orec} , η_{rec} , y R_{sh} son constantes del modelo, el parámetro R_s se amplía, recursivamente, como el

conjunto de coeficientes del polinomio que modela la dependencia de R_s con la tensión V , $R_s=p(x)$.

$$I(V) = I_{ph} - I_1(V) - I_2(V) - \frac{V + R_S(V) \cdot I(V)}{R_{sh}} \quad (\text{Ecuación 3.8.4-1})$$

$$I_1(V) = I_o \cdot \left(e^{\left(\frac{V + R_S(V) \cdot I(V)}{\eta \cdot V_T} \right)} - 1 \right) \quad (\text{Ecuación 3.8.4-2})$$

$$I_2(V) = I_{orec} \cdot \left(e^{\left(\frac{V + R_S(V) \cdot I(V)}{\eta_{rec} \cdot V_T} \right)} - 1 \right) \quad (\text{Ecuación 3.8.4-3})$$

Para conseguir la coherencia entre el resultado matemático de la extracción con el sentido físico de cada parámetro se ha recurrido a la siguiente metodología: las curvas I-V de la célula solar, medidas en oscuridad e iluminación, se introducen en el método de Levenberg-Marquardt, evaluando algunos parámetros y fijando el resto a un valor teórico. Los pasos detallados son:

1. Cálculo de R_s . El primer paso consiste en calcular $R_s' = dV/dI$. A continuación se definen dos zonas de funcionamiento. En el rango de tensión $[-1.2, 0.6]$ V se toma R_s como constante, con el valor medio de R_s' en el intervalo de tensión $[0.55, 0.66]$ V. La segunda zona, rango de tensiones $(0.6, 1.2]$ V, se toma como la aproximación polinómica de tercer orden a R_s' , evaluada en el rango $[0.5, 1.2]$ V.
2. El parámetro I_{ph} se calcula tomando el valor medio de la corriente I en el rango de tensiones $[0, 0.01]$ V de la curva I-V en iluminación.
3. R_{sh} es calculado como la pendiente de la curva I-V en oscuridad en el rango de tensiones $[-1.2, 0.6]$ V.
4. Se calculan I_o y η simultáneamente en el rango de tensiones $[0.6, 0.7]$ V.
5. Se ajustan I_{orec} y η_{rec} simultáneamente en el rango de tensiones $[-1.2, 0.6]$ V.
6. Se recalcula I_o , para un ajuste fino, en el rango de tensión $[0.5, 0.8]$ V.
7. Se reajusta el término constante del polinomio que describe R_s para mejorar la precisión.

Basándose en la metodología expuesta, el ejemplo plantea dos escenarios. En primer lugar se demuestra la viabilidad del algoritmo tomando como referencia datos teóricos generados mediante un programa de simulación. En segundo lugar se contrastan los resultados con medidas empíricas de laboratorio.

En el primer escenario se ha simulado la respuesta de una célula solar en oscuridad mediante el programa PC-1D. Los datos de partida se muestran en la tabla 4.4-4. A partir de ellos, el programa calcula la curva tensión-corriente mostrada en la gráfica 4.4-6(a).

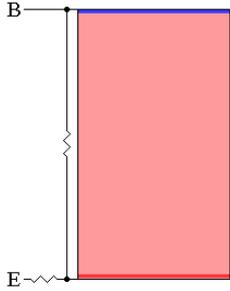
	<p>Región P+:</p> <p>Dopado: $5 \cdot 10^{19} \text{ cm}^{-3}$ (gausiano)</p> <p>Profundidad: $0.848 \mu\text{m}$</p> <p>Velocidad recombinación portadores n: 10^4 cm/s</p> <p>Velocidad recombinación portadores p: 10^4 cm/s</p> <p>Región N:</p> <p>Dopado: $5.037 \cdot 10^{14} \text{ cm}^{-3}$</p> <p>Resistividad: $9 \Omega/\text{cm}$</p> <p>Región N+:</p> <p>Dopado: $2 \cdot 10^{20} \text{ cm}^{-3}$</p> <p>Velocidad recombinación portadores n: 10^7 cm/s</p> <p>Velocidad recombinación portadores p: 10^7 cm/s</p>
<p>Temperatura: 300 K</p> <p>Área: 3.7 cm^2</p> <p>Grosor de base: $300 \mu\text{m}$</p> <p>Rsh: $10 \text{ M}\Omega$</p> <p>Rs: 0.4Ω</p>	

Tabla 4.4-4 Datos de entrada del programa PC-1D

Se introduce entonces esta curva tensión-corriente en el algoritmo de extracción automática de parámetros. El sistema realiza el ajuste en unos pocos segundos, alrededor de 10s utilizando un PC a 1.4GHz con 512MB de RAM, obteniendo los valores proporcionados en la tabla 4.4-5.

Parámetro	Curvas en oscuridad
I_o	$2,971\text{e-}011 \text{ (A)}$
I_{orec}	$5,5796\text{e-}010 \text{ (A)}$
I_{ph}	0 (A)
η	$1,00715$
η_{rec}	$2,24605$
R_{sh}	$9.77087\text{e+}06 \text{ (}\Omega\text{)}$

Tabla 4.4-5 Resultado de la extracción de parámetros

Para poder contrastar la precisión conseguida, se ha simulado la respuesta de la célula solar mediante Matlab a partir de los parámetros proporcionados por el algoritmo de extracción. La gráfica 4.4-6(b) muestra el resultado de la simulación. Si bien aparentemente es muy parecida a la obtenida mediante PC-1D, se ha calculado el error medio entre ambas, ecuación 2.1.4-1, situándose en el 0.87%

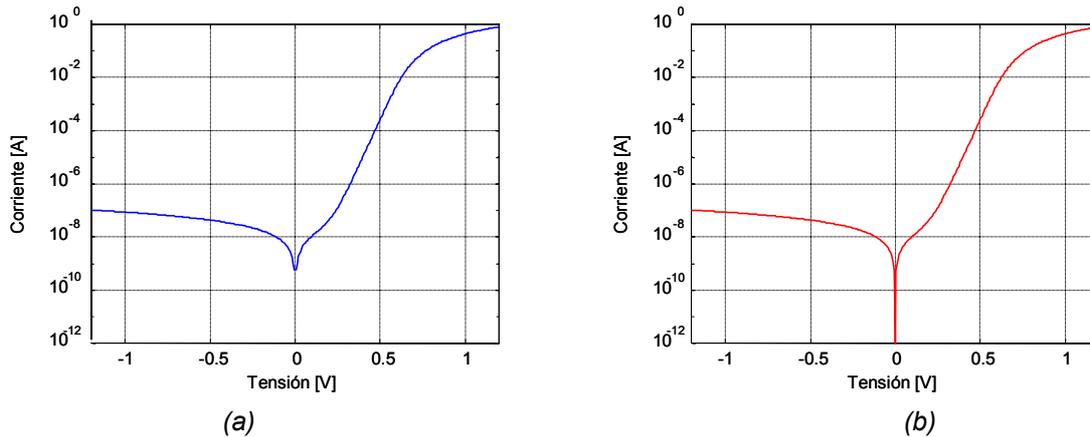


Figura 4.4-6. Curvas V-I en oscuridad obtenidas mediante PC-1D (a) y Matlab (b).

En el segundo escenario, aplica el método de extracción a una célula solar real. Aplicando los pasos descritos se obtienen los resultados mostrados en las figuras 4.4-7, 4.4-8 y 4.4-9. La gráfica 4.4-7 muestra las curvas corriente-tensión, medidas en la sala blanca, de una célula solar. En azul se dibujan las curvas en oscuridad y en rojo las curvas en iluminación estándar AMI1.5.

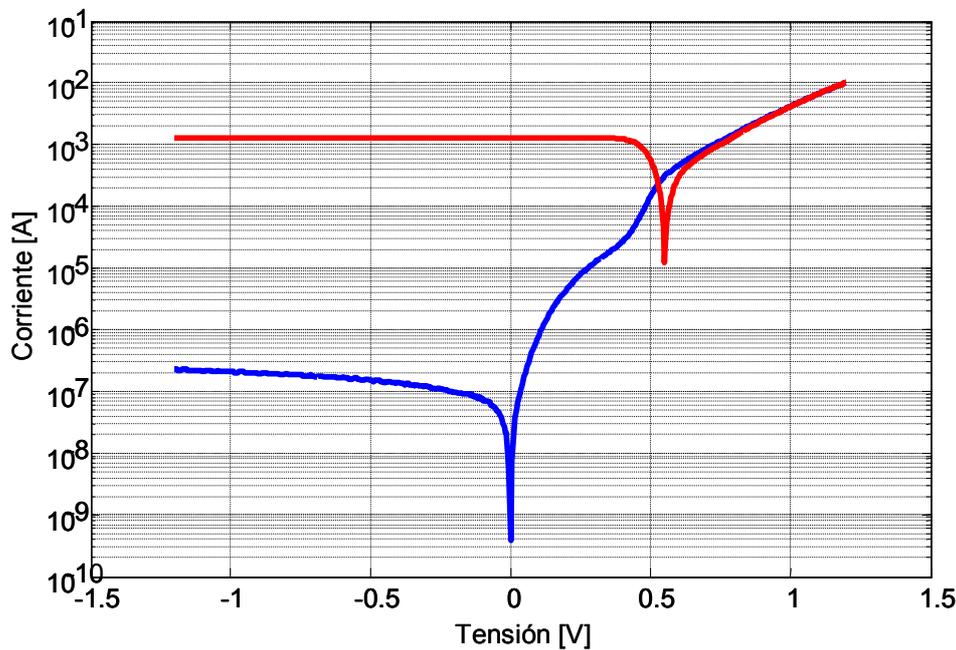


Figura 4.4-7. Curvas I-V de una célula solar medidas en oscuridad, azul y en iluminación AMI1.5, rojo, a temperatura estándar.

A partir de estos vectores de entrada se obtienen las curvas de R_s mostradas en la gráfica 4.4-8(a). Donde se aprecia que la resistencia en iluminación es algo superior que en oscuridad, y en ambos casos existe una marcada dependencia con la tensión de

polarización. Esta característica se puede contrastar con medidas realizadas a otra célula solar en desarrollo con contactos de polisilicio en el emisor, gráfica 4.4-8(b).

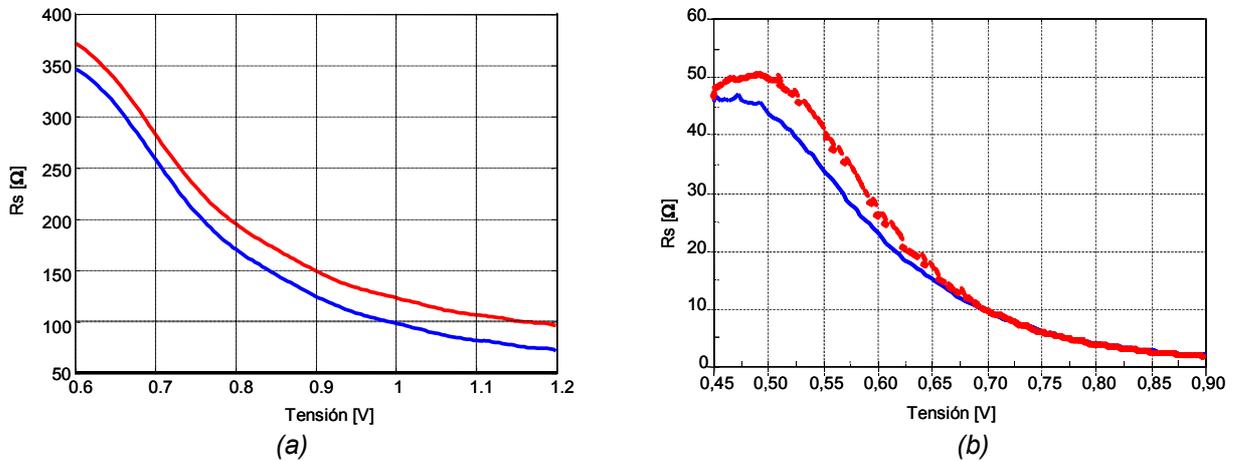


Figura 4.4-8. (a) Medidas en laboratorio de la R_s de una célula solar, en azul curva en oscuridad y en rojo curva en iluminación AM1.5. (b) Aproximación polinómica a R_s , en azul aproximación en oscuridad y en rojo aproximación en iluminación AM1.5.

Los resultados obtenidos después de la extracción de parámetros se muestran en la tabla 4.4-6 y en la figura 4.4-9. En ellos se detecta la problemática descrita en el modelo teórico. Por una parte, se observa como los parámetros en oscuridad permiten caracterizar con bastante precisión la respuesta I-V de la célula, gráfica 4.4-9(a), obteniéndose un error cuadrático medio de 0.0003. En cambio, en las medidas de iluminación se aprecia como algunos valores quedan enmascarados por la corriente iluminada y no se consigue la misma precisión en el resultado, figura 4.4-8(b), obteniéndose un error cuadrático medio de 0.002.

Parámetro	Curvas en oscuridad	Curvas en iluminación
I_o	2,20926e-11 (A)	1e-10 (A)
I_{orec}	1,0481e-007 (A)	8,174e-9 (A)
I_{ph}	-4,22012e-10 (A)	0,00129 (A)
η	1,04396	1,05074
η_{rec}	2.4132	2.56596
R_s	305,429 (Ω)	305,429 (Ω)
R_{sh}	1,0073e+7 (Ω)	492913 (Ω)

Tabla 4.4-6. Resultado de la extracción de parámetros

Una apreciación más refinada permite detectar como en el rango de tensiones [0.3,0.5]V el modelo no termina de ajustar perfectamente, véase la gráfica 4.4-9(a). Esto es debido a la existencia de diodos parásitos no esperados. Para poder caracterizar perfectamente el dispositivo sería

necesario un modelo con cuatro diodos. Pero a pesar de ello el método calcula la mejor aproximación posible.

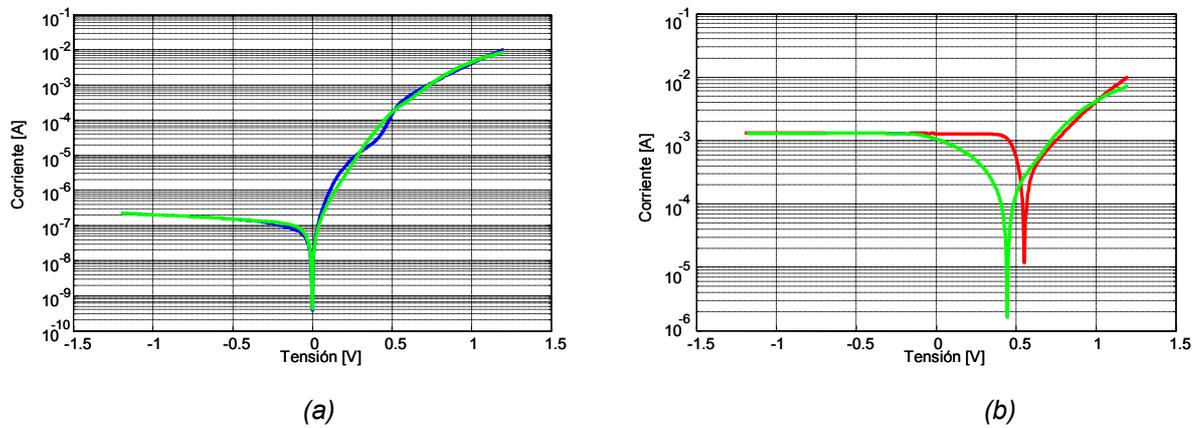


Figura 4.4-9. Comparativa entre las curvas I-V de una célula solar medidas en laboratorio y la simulación una vez realizada la extracción de parámetros. En verde resultado de la simulación. En (a) respuesta en oscuridad y en (b) respuesta en iluminación.

4.5 Bibliografía

A continuación se detalla la bibliografía de referencia respecto la extracción automática de parámetros. Esta se ha ordenado siguiendo una estructuración análoga al capítulo.

4.5.1 Extracción de parámetros

- [1] K. Levenberg, "A method for the solution of certain problems in least squares", Quarterly of Applied Mathematics, 5, , pp. 164-168, 1944
- [2] D. Marquardt, "An algorithm for least squares estimation of nonlinear parameters", SIAM Journal on Applied Mathematics, 11, , pp. 431-441, 1963
- [3] N. Ampazis and S.J. Perantonis, "Levenberg-Marquardt Algorithm with Adaptive Momentum for the Efficient Training of Feedforward Methods", IEEE 0-7695-0619-4/00, , pp. 126-191, 2000
- [4] Lester S. H. Ngia and Jonas Sjöberg, "Efficient training of neural nets for nonlinear adaptive filtering using a recursive Levenberg-Marquardt algorithm", IEEE Transactions on signal procesin, Vol 48, Nº 7, , pp. 1915-1927, July 2000
- [5] William T. Vetterling, William H. Press, Saul A. Teukolsky, Brian P. Flannery, "Numerical recipes in C. The Art of Scientific Computing", Cambrige University Press, , pp. , 1988
- [6] William T. Vetterling, William H. Press, Saul A. Teukolsky, Brian P. Flannery, "Numerical recipes. Example Book (C)", Cambrige University Press, 1988

4.5.2 Publicaciones generadas

- [7] S.Silvestre, A.Fontquerni, D.Guasch, A.Moreno, J.Julve, y L.Castañer, "Modelado, Simulación y extracción de parámetros de baterías en sistemas fotovoltaicos", Seminario Anual de Automática, Electrónica Industrial e Instrumentación (SAAEI ' 00), Terrassa, pp. 561-563, September 2000
- [8] S. Silvestre ,D. Guasch, P.Ortega and N.Navarro, "Adjust of Solar Cell Model Parameters based in MATLAB", Conferencia de Dispositivos Electrónicos (CDE ' 03), Calella de la Costa, Spain, February 2003.
- [9] S. Silvestre, D. Guasch, D. Navarro and P.Ortega, "Characterization of Solar Cells using a Model Parameter Extractor in MATLAB environment", Conferencia de Dispositivos Electrónicos (CDE ' 03), Calella de la Costa, Spain, February 2003.
- [10]D. Guasch, S. Silvestre, "Dynamic Battery Model for Photovoltaic Applications", Progress in Photovoltaics: Research and Applications, (in press), (DOI:10.1002/pip.480),2003

5 Aplicaciones

5.1 Introducción

Si bien en los capítulos anteriores se han presentado las bases sobre las que se cimienta esta tesis (modelos de dispositivos, sistemas y algoritmo de extracción automática de parámetros), a continuación se detallan las aplicaciones desarrolladas. Estas centran su ámbito de aplicación en el diagnóstico y optimización de sistemas fotovoltaicos. Para ello se han desarrollado seis aplicaciones relacionadas tanto por el entorno de trabajo escogido como por las técnicas utilizadas. La figura 5.1-1 muestra el mapa con la organización de las aplicaciones.

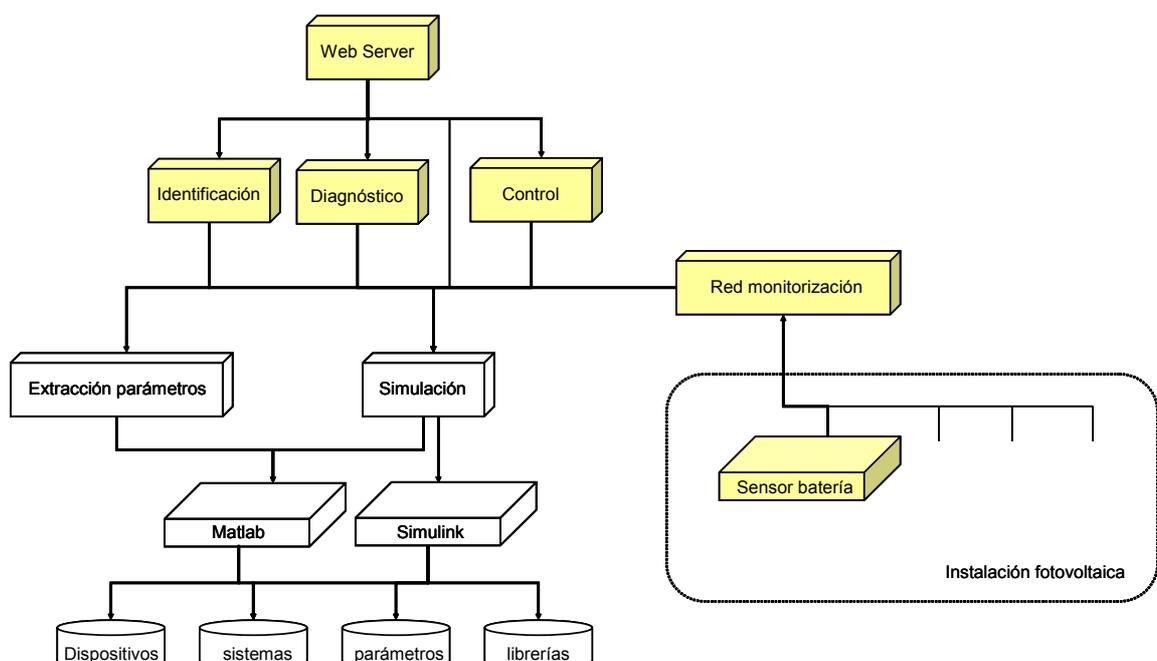


Figura 5.1-1. Mapa general de las aplicaciones desarrolladas

Existen cuatro aplicaciones con un mismo denominador común: el entorno Matlab/Simulink. La *identificación de sistemas* obtiene los parámetros característicos, que permiten simular fielmente el comportamiento de una instalación fotovoltaica real, a partir de medidas empíricas. El *diagnóstico* ofrece la posibilidad de determinar la causa más probable de fallo mediante la utilización de técnicas estadísticas. Tanto la identificación como el diagnóstico de sistemas utilizan como base el algoritmo de Levenberg-Marquardt para resolver las tareas encomendadas. El algoritmo de *control* ofrece un enfoque complementario a la gestión energética de los sistemas fotovoltaicos. Plantea una gestión global de la energía generada, consumida y almacenada en el sistema, tomando como referencia las baterías. La utilización del *servidor Web* extiende las posibilidades de identificación, diagnóstico, control y simulación de los sistemas aportando independencia tanto de la ubicación de las aplicaciones como del conocimiento del entorno de trabajo. Además de permitir un acceso remoto mediante un navegador Web estándar, añade confidencialidad y seguridad en la utilización de modelos y algoritmos, ya que los usuarios no tienen acceso directo a ellos, solo a los resultados.

Las cuatro aplicaciones anteriores precisan de medidas reales de las instalaciones fotovoltaicas bajo estudio. Para solventar esta necesidad se propone la utilización de una *red de monitorización inalámbrica* que recoja estas muestras de los sensores; optándose por una red inalámbrica debido a la gran dispersión de los dispositivos que constituyen una instalación solar típica. Además, se ha planteado un *sensor de batería* que permita calcular el nivel de energía y el estado de salud de forma directa.

Así pues, se consigue un entorno compacto para el estudio y análisis de instalaciones fotovoltaicas. En los apartados siguientes se plantean, justifican y contrastan estas aplicaciones.

5.2 Identificación de sistemas fotovoltaicos

5.2.1 Introducción

Una vez planteados los distintos modelos de dispositivos y sistemas, se procede a la obtención de los valores numéricos de los parámetros que los caracterizan. Corriente de cortocircuito o tensión de circuito abierto en el caso de paneles solares, capacidad nominal o nivel de energía en el caso de la batería son algunos de los parámetros que es necesario conocer para poder simular fielmente la instalación solar. Parea ello se plantea el algoritmo mediante el cual se realizará la identificación de sistemas fotovoltaicos y se complementa, además, con un ejemplo práctico de su utilización.

5.2.2 Método teórico

Si bien obtener un modelo genérico que permita describir el comportamiento de un sistema fotovoltaico puede considerarse el primer paso, el objetivo final es conseguir que el modelo de trabajo describa fielmente la instalación fotovoltaica real bajo análisis [1-10]. Para ello será preciso ajustar los parámetros de cada dispositivo del modelo teórico a los valores adecuados que representen la respuesta del dispositivo real. Deberá procurarse, obviamente, ajustar el mínimo número posible de parámetros posible con el fin de no realizar excesivos cálculos. Se tendrá que tener en cuenta, además, la automatización de estos ajustes, pues los parámetros de cada dispositivo están interrelacionados y deben ajustarse simultáneamente [70-72].

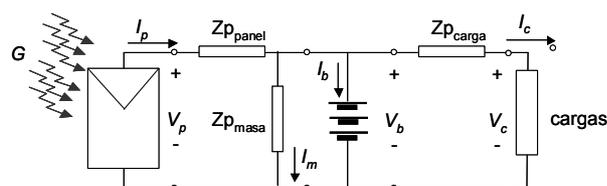


Figura 5.2.2-1 Sistema de referencia para el algoritmo de identificación de la instalación fotovoltaica

Por todo ello, se propone utilizar el algoritmo Levenberg-Marquardt para el ajuste automático de los principales parámetros característicos de una instalación fotovoltaica. Si se toma como referencia el sistema autónomo con pérdidas, figura 5.2.2-1, una posible elección de los parámetros principales podría ser la detallada en la tabla 5.2.2-1. Los parámetros de dicha tabla ya han sido comentados en los apartados dedicados a cada dispositivo, con la salvedad de Nc_p . Este valor intenta corregir la desviación entre el consumo real de las cargas y el consumo teórico nominal. En el apartado de diagnóstico, este valor es utilizado para determinar, estadísticamente, la eficiencia y/o la caída de alguna de las cargas.

	Paneles solares	Baterías	Cargas	Pérdidas
parámetros	n	$C10$	Nc_p	Rp_{panel}
	J_{sc}	LOE_o		Rp_{cargas}
	V_{oc}	$V_{boc/dc}$		Rp_{masa}
		$K_{boc/dc}$		
		$P1_{c/dc}$		
		$P2_{c/dc}$		
		$P5_{c/dc}$		

Tabla 5.2.2-1 Parámetros a ajustar automáticamente

El algoritmo utiliza como base el modelo teórico para ir ajustando, iteración tras iteración, el valor de los parámetros que se le indican hasta que se consigue un error mínimo predefinido entre las simulaciones que realiza y las medidas sensadas, figura 5.2.2-2. Las medidas corresponden a las corrientes, tensiones, temperaturas e irradiancia ya descritas ampliamente. Se observa, pues, que se trata de la combinación de las técnicas descritas en los capítulos anteriores. Cabe señalar además que esta técnica puede aplicarse tanto a sistemas completos como a dispositivos individuales. Como resultado se obtiene un método que permite representar fielmente una instalación real a partir de su monitorización y simular su comportamiento.

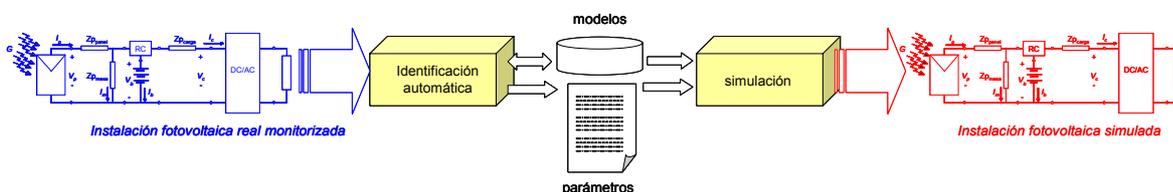


Figura 5.2.2-2 Esquema básico de la identificación automática de sistemas

5.2.3 Programación del método de identificación

Debido a que la programación del algoritmo Levenberg-Marquardt se ha realizado en Matlab, los modelos de dispositivos involucrados deben estar programados también mediante *scripts* de Matlab. Este detalle afecta básicamente al tiempo de cálculo necesario, ya que los métodos de cálculo numérico en Matlab no están tan optimizados como en Simulink. El esquema de funcionamiento ya ha sido analizado en el capítulo dedicado al método de extracción automática de parámetros. Así pues, puede considerarse la identificación de sistemas como una aplicación directa del método de Levenberg-Marquardt.

5.2.4 Resultados experimentales

Para contrastar la validez del método se presenta un ejemplo de su aplicación basado en el escenario descrito en el *capítulo 3*. A partir de los 6 días monitorizados se han introducido los datos sensados a la función de identificación para conseguir caracterizar el laboratorio de sistemas fotovoltaicos con la máxima precisión posible. La instalación consta de paneles solares Atersa A-85 (con 36 células en serie, $I_{sc}=5.2A$, V_{oc} 21.2V, en una agrupación de 2 paneles en serie y 4 en paralelo), una batería Tudor 7TSE70 (formada por 12 elementos de 2V en serie y con $C_{10}=550Ah$), un regulador LEO 1 (24V y 50A) de Atersa y un inversor modelo Taurus 1024 (1KVA) de Atersa, el cual alimenta a un conjunto de cargas resistivas de 120W controladas por un ordenador a través de relés.

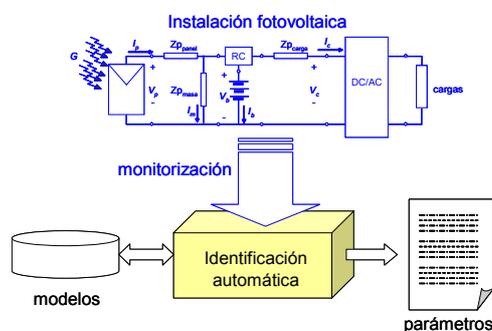


Figura 5.2.4-1 Proceso de identificación de una instalación fotovoltaica

La figura 5.2.4-1 muestra esquemáticamente el proceso seguido. Como resultado, se ha obtenido el banco de parámetros detallado en la tabla 5.2.4-1. Estos resultados han sido los utilizados en las simulaciones de los sistemas a lo largo del capítulo 3. El tiempo de cálculo requerido ha sido del orden de unos 10 minutos, en un ordenador PC a 1.4MHz, con 512Mbytes de RAM.

```

-----
Identificación automática de sistemas fotovoltaicos                versión 1.0
-----

Tiempo de cálculo: 599.678s
-----

Paneles solares
·n:      1.18872                ·Jsco: 0.0224439                ·Voco: 0.6062
-----

Baterías
·C10: 550                    ·Vbodc: 2.129                    ·Vboc: 1.952
·LOEo: 0.8381                ·Kbodc: -0.235                    ·Kboc: 0.167
                                ·P1dc: 4.475                    ·P1c: 5.469
                                ·P2dc: -10.656                    ·P2c: -0.018
                                ·P5dc: 0.02                    ·P5c: 0.036
-----

Cargas
·Ncp: 1
-----

Pérdidas
·Rppanel: 0.108                ·Rpcargas: 0.011                ·Rpmasa: Inf

```

Tabla 5.2.4-1 Parámetros característicos del laboratorio de sistemas fotovoltaicos obtenidos mediante el método de identificación automática de sistemas

En cuanto a la calidad de los parámetros obtenidos, la tabla resumen 5.2.4-2 muestra la precisión alcanzada en la simulación posterior del sistema, errores calculados mediante ecuaciones 3.2.4-1 a 3.2.4-4. Considerando una tensión nominal de 24V y una corriente nominal de 8A, la precisión media en tensión y corriente se sitúa alrededor del 3%.

	Vp [V]	Ip [A]	Vb [V]	Ib [A]	Vc [V]	Ic [A]
ME	0.8062	0.1856	0.3170	0.3653	0.4459	0.1671
MBE	0.7229	0.1129	0.2299	0.2155	0.3757	-0.0507
MSE	1.2507	0.0984	0.1803	1.2736	1.7121	1.1265
RMSE	1.1184	0.3137	0.4247	1.1285	1.3085	1.0614

Tabla 5.2.4-2. Resumen de errores medios entre medidas y simulaciones

5.3 Diagnóstico de sistemas fotovoltaicos

5.3.1 Introducción

Este punto aborda la problemática de la detección automática de fallos en un sistema fotovoltaico. Para ello se parte del concepto de “parametrizar” las posibles causas de fallos y pérdidas en el sistema. Seguidamente se aplican métodos de extracción automática de parámetros para determinar estadísticamente la causa más probable. El planteamiento teórico del diagnóstico se acompaña con detalles de su programación y un ejemplo de su aplicación.

5.3.2 Modelo teórico

La madurez de la tecnología utilizada en los sistemas fotovoltaicos actuales lleva consigo el aumento de la complejidad en la integración de todos los componentes dentro del sistema. Esto implica un incremento enorme en la probabilidad que se produzcan fallos y diversifica, paralelamente, las posibles causas que los ocasionan [75]. De estas consideraciones puede desprenderse que hoy por hoy conlleva una mayor dificultad determinar la causa que provocó un fallo o pérdida que la propia detección de éste [11-27].

En el proceso de diagnóstico en un sistema complejo debe tenerse en cuenta un primer punto clave: el conjunto de síntomas que se producen ha menudo enmascaran la verdadera causa del problema. Una de las soluciones por la que tradicionalmente se ha adoptado consiste en sensar la mayor cantidad posible de variables (tensiones, corrientes, temperaturas, irradiancia, etc) para poder acotar la causa real. En este apartado se pretende profundizar en otra posible solución al problema de diagnóstico: minimizar el sistema de sensores y utilizar herramientas matemáticas para calcular, estadísticamente, el fallo más probable [73-74].

Para ello se propone la utilización de la siguiente técnica:

1. Parametrizar las posibles causas de fallos que deberán diagnosticarse.
2. Sensor el conjunto mínimo de variables del sistema.
3. Obtener un modelo teórico del sistema, que incluya los parámetros de fallo.
4. Utilizar el método de extracción automática de parámetros Levenberg-Marquardt para determinar el fallo más probable.

Partiendo del modelo de sistema autónomo con pérdidas, es necesario subdividir y organizar adecuadamente los dispositivos que forman el sistema fotovoltaico. La figura 5.3.2-1 muestra dicha estructura. En primer lugar, el conjunto de paneles solares se ha agrupado en una matriz de $p_s \times p_p$ paneles individuales: p_s paneles se encuentran unidos eléctricamente en serie (formando agrupaciones de $1 \times p_s$ elementos), conectándose posteriormente estas agrupaciones en paralelo hasta formar la matriz completa. Nótese que el estudio utiliza como unidad mínima de análisis un panel solar; una aplicación más sofisticada podría considerar cada una de las células solares individualmente. De forma análoga, las baterías se han definido como una agrupación de $b_s \times b_p$ vasos, con una tensión nominal de 2V por vaso. Las cargas se han agrupado en paralelo formando un conjunto de $1 \times c_p$ elementos. Y, en último lugar, las pérdidas se han mantenido mediante R_{pgb} , R_{pbc} y R_{pm} .

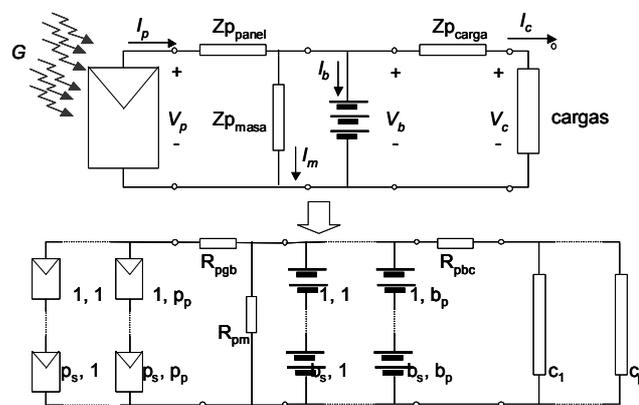


Figura 5.3.2-1 Esquema eléctrico del sistema de referencia para diagnóstico

Las ecuaciones generales que describen el sistema ya se han comentado en el apartado que describe al sistema autónomo con pérdidas. Tan solo es necesario profundizar en las agrupaciones serie y paralelo para obtener la formulación completa del sistema. En un primer análisis de las ecuaciones que describen el sistema ya pueden obtenerse las siguientes conclusiones:

- Las tensiones y corrientes dependen tanto de factores climáticos (no controlados, G y T), como por las necesidades del sistema (controlados, perfiles de carga) y por la evolución histórica del sistema (no controlados pero acotados, LOE).
- Un total de 10 variables de alto nivel gobiernan la dinámica del sistema: la irradiancia, G, la temperatura de los paneles, T_p , la temperatura de las baterías y cargas, $T_{b/c}$, la tensión y corriente total de los paneles solares, V_p e I_p , la tensión y corriente total en las baterías, V_b e I_b , la tensión y corriente total en las cargas, V_c e I_c , y finalmente la corriente de fugas a masa, I_m . Debe además tenerse en cuenta que este valor se incrementa geométricamente si se consideran las agrupaciones de elementos individuales.
- Una simple inspección individual de las variables de alto nivel no permite determinar directamente si el sistema funciona correctamente. Por ejemplo, si la corriente en los paneles solares se decreta tanto puede deberse a una reducción de la irradiancia (al anochecer), un incremento del perfil de carga (la batería puede cambiar su zona de trabajo y reducir su tensión en bornes), la desconexión de un panel, etc.

Por todo ello, se propone diferenciar entre variables del sistema y parámetros de diagnóstico. Estos parámetros caracterizan las posibles causas de los fallos en el sistema, no la evolución de las variables ante ellos. Los principales parámetros definidos en los estudios realizados describen situaciones de cortocircuitos, circuitos abiertos, pérdidas resistivas, fugas de corriente a masa y estado de salud de la batería.

Conceptualmente, en la determinación de cortocircuitos y circuitos abiertos, estos parámetros cuantifican la cantidad de dispositivos “teóricos” que corresponderían a las variables sensadas. Este valor “teórico” no es un número entero y permite obtener dos figuras de mérito:

- Número de dispositivos: redondeando hacia infinito se determina el número de dispositivos que forman el sistema.
- Eficiencia del sistema: es la relación entre dispositivos “teóricos” y reales, ecuación 5.3.2-1.

$$Ef = \frac{n^{\circ} \text{ dispositivos teóricos}}{n^{\circ} \text{ dispositivos reales}} \quad (\text{Ecuación 5.3.2-1})$$

En el caso de las pérdidas, los parámetros indican directamente el valor resistivo que se da lugar en los cableados. Y en el estado de salud el parámetro ofrece una relación entre la capacidad real y la teórica.

Tomando como referencia la figura 5.3.2-1, los parámetros de fallos definidos en el presente estudio son:

N_{ps} : número de paneles solares en serie.

N_{pp} : número de agrupaciones de 1 x p_s paneles solares en paralelo.

N_{bs} : número de baterías (vasos de 2V) en serie.

N_{bp} : número de agrupaciones de 1 x b_s baterías en paralelo

N_{cp} : número de cargas en paralelo.

R_{pgb} : valor de la resistencia de pérdidas en el cableado entre paneles y baterías.

P_{bbc} : valor de la resistencia de pérdidas en el cableado entre baterías y cargas.

R_{pm} : valor de la resistencia de fugas de corriente a masa.

$C_{10 \text{ calculado}}$: valor de la capacidad real de la batería.

Así pues, el algoritmo de diagnóstico propuesto intentará determinar los parámetros de fallos descritos correlando las medidas de corriente, tensión, temperatura e irradiancia sensadas en el sistema con los resultados de simulaciones paralelas. El método Levenberg-Marquardt será el responsable de correlar y ejecutar todos los datos. Nótese que el algoritmo es válido tanto para diagnosticar todo un sistema simultáneamente o tan solo uno de los dispositivos. La elección de una vía u otra dependerá tanto de la topología utilizada como de la potencia de cálculo disponible o la precisión que se desee obtener.

5.3.3 Programación del método de diagnóstico

La obtención de una aplicación de diagnóstico implica combinar los modelos de los dispositivos a diagnosticar con los parámetros de fallos y el método de Levenberg-Marquardt. Con el fin de optimizar la programación y reducir el tiempo de cálculo, se ha optado por no realizar un diagnóstico ni de todo el sistema simultáneamente, ni de cada parámetro de fallo individualmente. La solución elegida consiste en agrupar los diagnósticos que afectan a cada dispositivo y programar una secuencia determinada: por ejemplo: paneles, baterías, cargas y pérdidas.

Nótese que el problema de las condiciones iniciales de trabajo en el método de extracción se relativiza en el diagnóstico. En caso de no detectarse ningún fallo el algoritmo converge inmediatamente. Si se producen pequeños fallos, que se reflejan en ligeras variaciones del punto de trabajo de los dispositivos el algoritmo también converge sin demasiadas iteraciones. En cambio, ante grandes fallos el algoritmo necesita bastantes iteraciones para converger a la solución. Curiosamente, tarda más en converger ante fallos evidentes que ante los realmente complejos de detectar.

5.3.4 Resultados experimentales

Con el fin de contrastar los resultados obtenidos, a continuación se describe un ejemplo de aplicación del diagnóstico [73]. El sistema modelado está formado por 8 paneles solares Atersa A-85 (36 células en serie, $I_{sc}= 5.2A$, $V_{oc}=21.2V$, formando una agrupación de 2 paneles en serie por rama y 4 ramas en paralelo), una batería de plomo-ácido Tudor 7TSE70 (12 vasos de 2V en serie y $C_{10}=550Ah$), un controlador de carga Atersa Leo 1 12/24 , un inversor Atersa Taurus1024 (1KVA) y un conjunto de cargas resistivas. La figura 5.3.4-1 muestra esquemáticamente el sistema descrito.

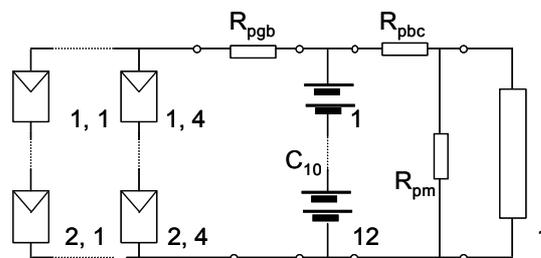


Figura 5.3.4-1 Sistema fotovoltaico utilizado para contrastar resultados

El ejemplo parte de generar un banco de datos climáticos sintéticos. Se ha optado por utilizar datos climáticos “ideales” para no enmascarar los resultados obtenidos y facilitar su interpretación. A partir de ellos se ha simulado la respuesta del sistema descrito en el párrafo anterior: inicialmente el sistema funcionando correctamente y a partir de las 36h desde el inicio de las “medidas” se han simulado cinco problemas, que se dan lugar simultáneamente. En primer lugar, se simula la pérdida de la parte de los paneles solares correspondientes a una de las ramas en paralelo debido a un circuito abierto. En segundo lugar, se simula la pérdida de uno de los vasos de la batería, debido a un cortocircuito. Se

contemplan además pérdidas resistivas en ambos cableados, debidos a resistencias equivalentes de 0.1Ω y 0.2Ω , así como fugas de corriente a masa por una resistencia de 500Ω .

Evidentemente, al tratarse de un sistema basado en cálculos estadísticos debe existir un compromiso entre la cantidad de muestras utilizadas y la eficiencia del sistema. Para el diagnóstico del sistema se ha elegido una memoria de 5 muestras.

Las ilustraciones 5.3.4-2 y 5.3.4-3 muestran la evolución de las variables del sistema. La figura 5.3.4-2 contiene las variables climáticas de irradiancia y temperatura. La temperatura externa se refiere a la temperatura de trabajo de los paneles solares, mientras que la temperatura interna hace referencia a la temperatura de trabajo de la batería y cargas.

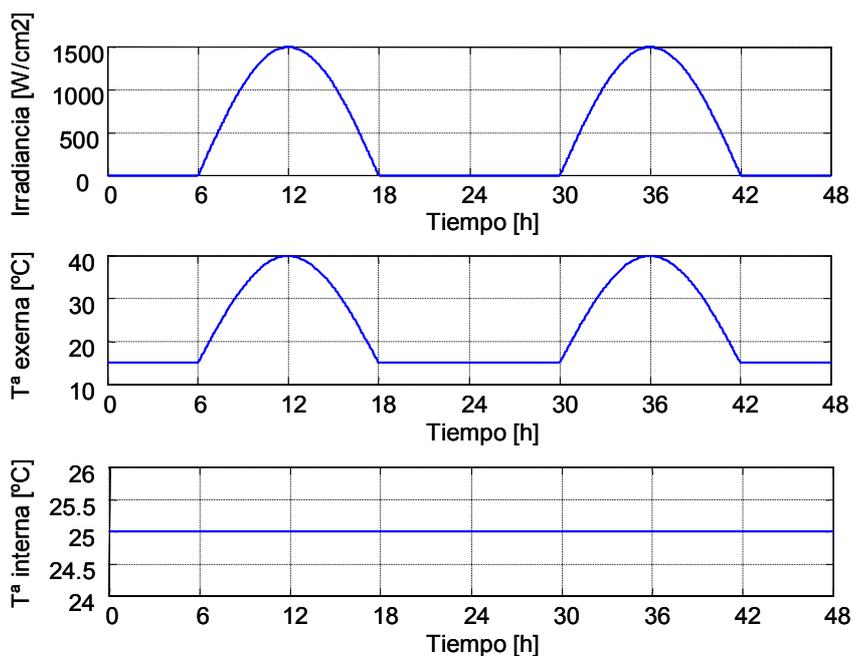


Figura 5.3.4-2. Variables climáticas: irradiancia, T° externa (paneles) e interna (batería y cargas)

La figura 5.3.4-3 contiene la evolución del punto de trabajo de los paneles solares, baterías y cargas. Se muestran en ellas los valores del sistema funcionando correctamente en azul, y los valores simulando los fallos en rojo. En las primeras 36h ambos trazos, rojo y azul, coinciden, mientras que a partir de entonces la aparición de los problemas provoca su divergencia.

Llevando a cabo el diagnóstico de la respuesta simulada del sistema, el algoritmo es capaz de detectar que en las primeras horas todo funciona correctamente, tabla 5.3.4-1, y

posteriormente que aparecen fallos, así como la causa más probable que los produce, tabla 5.3.4-2. En ambas tablas aparecen dos tipos de resultados finales del diagnóstico: el número de dispositivos detectados y la eficiencia de estos. Ambos valores se obtienen de los resultados estadísticos.

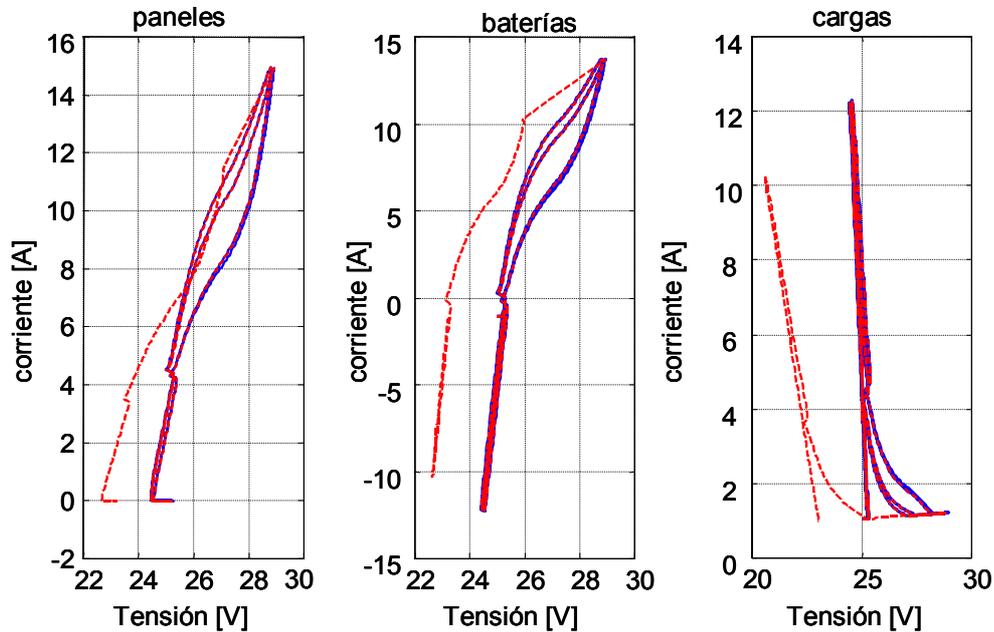


Figura 5.3.4-3 Curvas características I-V de los dispositivos (azul - comportamiento correcto, rojo - comportamiento incluyendo los problemas simulados)

La figura 5.3.4-4 muestra la evolución de los parámetros de los paneles y baterías cuando la memoria contiene las muestras 250 a 254, cuando empiezan a simularse los problemas. Puede observarse que rápidamente evolucionan hacia la solución y como tienden a los valores enteros mostrados en la tabla 5.3.4-2. Si bien no tiene sentido concebir que se dispone de 2,99 agrupaciones de paneles solares “equivalentes” en paralelo, si se deduce que se dispondrá de 3 agrupaciones “reales” y que éstas no están rindiendo al 100% de su capacidad nominal. Por lo tanto, la figura de mérito de la eficiencia se calculará como la relación entre los dispositivos “equivalentes” que se detectan con los “reales” que consta el sistema.

Resultados obtenidos

```

-----
• Tiempo de cálculo: 4.491s
-----
• Panel solar -> Ef [1.004]   Ns [72]       Np [ 4]
• Batería     -> Ef [1.003]   Ns [12]      Np [ 1]      C10 [ 550]
• Carga       -> Ef [1.012]   Ns [ ]       Np [ 1]
• Cableado    -> Ef [ 1]      Rpb [ 0]     Rm [ Inf]    Rbl [ 0]
    
```

Tabla 5.3.4-1 Resultados del algoritmo en las 36 primeras horas

Los fallos detectados pueden deducirse observando el valor de los parámetros N_{p_s} , N_{p_b} , N_{b_s} , N_{b_p} y N_{c_p} . Se observa como en el caso de los paneles solares el parámetro N_{p_s} contiene el valor previsto, $36 \times 2 = 72$ células solares en serie. En cambio N_{p_b} muestra solo 3 ramas en paralelo, en vez de las 4 teóricas. Así pues, se deduce que una rama de paneles se encuentra en circuito abierto. En el caso de la batería puede aplicarse el mismo proceso. El parámetro N_{b_p} contiene el número de vasos en paralelo previsto, 1. Mientras que N_{b_s} indica que existen solo 11 vasos en serie de los 12 teóricos. Un vaso ha caído y, por lo tanto, debe estar cortocircuitado. Obsérvese que si hubiera quedado en circuito abierto este parámetro indicaría 0 vasos en serie ya que la batería habría desaparecido del circuito. Finalmente, en el caso de la carga se observa como N_{c_p} se mantiene a 1, ya que no se ha simulado ningún error en la carga.

Resultados obtenidos

• Tiempo de cálculo: 3.455s

• Panel solar -> Ef [0.719] Ns [72] Np [3]
 • Batería -> Ef [0.675] Ns [11] Np [1] C10 [550]
 • Carga -> Ef [0.814] Ns [] Np [1]
 • Cableado -> Ef [0.951] Rpb [0.1] Rm [500] Rbl [0.2]

Tabla 5.3.4-2. Resultados del algoritmo a partir de las 36 horas

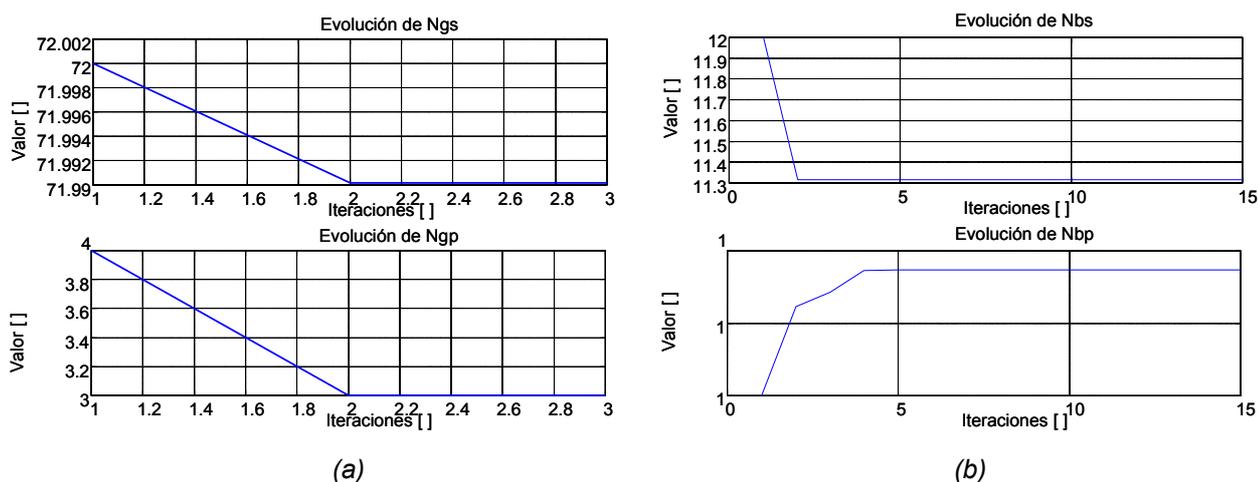


Figura 5.3.4-4 Evolución de los valores de los parámetros de diagnóstico de los paneles, (a), y baterías, (b), a lo largo de las iteraciones.

La eficiencia del sistema indica el estado general de cada subcircuito evaluado. En los paneles solares se obtiene un valor de 71,9%. Este valor puede interpretarse como el

100% de eficiencia teórica menos un 25% de la eficiencia, (1 / 4) debido a la rama que se encuentra en circuito abierto, y menos el 3.1% de pérdidas -sin identificar- en el resto de ramas activas. En la batería se puede aplicar, análogamente, la misma metodología: respecto el 100% teórico, se resta el 9,1%, (1/11) debido al vaso cortocircuitado, y el 23,4% de pérdidas sin identificar. Parte de este 23,4% es debido a las pérdidas en el cableado (hasta un máximo del 4,9%) y el resto viene inducido por la variación del punto de trabajo del sistema. Además, la pérdida de eficiencia se propaga hacia las cargas a pesar de no sufrir ningún problema, como era de esperar, reduciendo en un 18,6% la eficiencia de éstas. Nótese también que la eficiencia no presenta una relación lineal.

El algoritmo ofrece, además, el tiempo de cálculo requerido para el análisis de la memoria de 5 muestras: 4.49 y 3,45 segundos. Este tiempo se ha obtenido utilizando un ordenador personal con una velocidad de CPU de 1.4 GHz. Evidentemente debe entenderse como una referencia puramente orientativa. Este tiempo sería uno de los factores a tener en cuenta en el caso de utilizarse en un sistema real, ya que acotaría la frecuencia de muestreo máxima. En este caso, como máximo se podría utilizar una frecuencia de muestreo alrededor de 0,2 muestras por segundo.

5.4 Sensor de batería

5.4.1 Introducción

Uno de los puntos críticos en el análisis de sistemas fotovoltaicos radica en conocer la cantidad de energía disponible. A lo largo de los ejemplos de aplicación de los modelos de sistemas se puso de relieve la dificultad en la medición del LOE y no se contrastó con medidas reales. En este apartado se aborda la problemática de la medida del estado de las baterías, tomando como punto de partida el modelo teórico presentado anteriormente.

5.4.2 Base teórica del sensor

El desarrollo de la propuesta de sensor de batería planteado a continuación se basa en el modelo de batería formulado en el punto 2.1.2. El sensor determinará el estado energético y de salud de la batería mediante un conjunto de medias de tensión, corriente y temperatura medidas en bornes de la misma [28-33]. Los parámetros que el sensor proporcionará sobre el estado de la batería serán el nivel de energía, LOE, la eficiencia de carga, η_c , y el estado de salud, SOH.

Un método válido para la determinación de estos parámetros ya se ha descrito en el apartado de identificación de sistemas. En él se combinaban medidas de tensión, corriente y temperatura, en continua, con el algoritmo Levenberg-Marquardt para calcular estadísticamente los valores del LOE, C_{10} , etc. Este método tiene la desventaja de precisar un elevado coste computacional. Por ello, en el caso de querer introducir el algoritmo en un microcontrolador y realizar los cálculos en tiempo real serían necesarios dispositivos de altas prestaciones.

Una alternativa al método anterior puede deducirse del análisis de las ecuaciones del modelo teórico de batería. En primer lugar se aplicará como premisa que el dispositivo trabajará, normalmente, en las zonas de carga y descarga. Por lo tanto, las ecuaciones

2.1.2-7 y 2.1.2-8 serán las responsables de describir el comportamiento de la batería. Tomando como referencia la ecuación de descarga, 2.1.2-7, se observa como existe un término que modela la respuesta de la fuente de tensión y otra que representa la impedancia interna de la batería, figura y sistema de ecuaciones 2.1.2-1. Si se aplica la hipótesis que la corriente que circula por la batería es nula se deducen dos expresiones importantes, ecuaciones 5.4.2-1 y 5.4.2-2.

$$V_{dc}(t)|_{I=0} \Rightarrow SOC(t) = I - \frac{V_{bodc} - V_{dc}(t)}{K_{bodc}} \quad (\text{Ecuación 5.4.2-1})$$

$$V_{dc}(t)|_{I=0} \Rightarrow C'_{10}(t) = \frac{I}{R_{dc}(t)} \left(P_{1dc} + \frac{P_{3dc}}{SOC(t)^{P_{4dc}}} P_{5dc} \right) (I - \alpha_{rdc} \Delta T(t)) \quad (\text{Ecuación 5.4.2-2})$$

La primera de ellas, 5.4.2-1, plantea que a partir de medidas de la tensión en bornes de la batería se puede obtener directamente el valor del estado de carga. Nótese que $V_{dc}(t) \leq V_{bodc}$ y, además, el estado de carga no valdrá cero cuando $V_{dc}(t)=0$, sino cuando se cumpla que $V_{dc}(t) = V_{bodc} - K_{bodc}$.

La segunda, 5.4.2-2, indica que es posible conocer la capacidad “nominal” de la batería a partir de medidas de su impedancia interna. De hecho, el sistema identifica a una batería de C'_{10} en vez de, teóricamente, C_{10} debido a su envejecimiento. Aplicando entonces las ecuaciones 2.1.2-18 y 2.1.2-19 se puede determinar el estado de salud, tal como resume la ecuación 5.4.2-3.

$$V_{dc}(t)|_{I=0} \Rightarrow SOH(t) = \frac{\frac{C'_{10}(t)}{C_{10}} - 0.25}{0.75} \quad (\text{Ecuación 5.4.2-3})$$

Una vez conocido el estado de carga, el nivel de energía de la batería se obtiene combinando las ecuaciones 2.1.2-2 y 2.1.2-5, tal como formula la ecuación 5.4.2-4. Y el factor de eficiencia de carga es directamente la ecuación 2.1.2-9.

$$LOE(t) = \frac{C(t)}{C_n} SOC(t) \quad (\text{Ecuación 5.4.2-4})$$

En el caso de trabajar en la zona de carga, las ecuaciones para calcular el SOC(t) y $C'_{10}(t)$ son análogas a las anteriores, formulándose mediante las ecuaciones 5.4.2-5 y 5.4.2-6. Obsérvese que en este caso $V_c(t) \geq V_{boc}$ y el estado de carga valdrá la unidad cuando $V_c(t) = V_{boc} + K_{boc}$.

$$V_c(t)|_{I=0} \Rightarrow SOC(t) = \frac{V_c(t) - V_{boc}}{K_{boc}} \quad (\text{Ecuación 5.4.2-5})$$

$$V_c(t)|_{I=0} \Rightarrow C'_{10}(t) = \frac{I}{R_c(t)} \left(P_{1c} + \frac{P_{3c}}{(1 - SOC(t))^{P_{1c}}} + P_{5c} \right) (1 - \alpha_{rc} \Delta T(t)) \quad (\text{Ecuación 5.4.2-6})$$

En condiciones normales de funcionamiento, al no poder aplicarse la condición de corriente nula, las expresiones de cálculo del SOC anteriores ya no son vigentes. Pero si se consideran los términos de corriente en las expresiones de resistencia interna se obtiene otra relación interesante: una expresión del SOC en función de la resistencia interna, $R_{c/dc}$, la capacidad, C'_{10} , la corriente, I , y la temperatura, ΔT . Las ecuaciones 5.4.2-7 y 5.4.2-8 muestran esta relación en descarga y carga respectivamente.

$$SOC(t)|_{descarga} = \left(\frac{\frac{P_{3dc}}{C'_{10} \cdot R_{ac}(t)} - \frac{P_{1dc}}{I + |I(t)|^{P_{2dc}}} - P_{5dc}}{I - \alpha_{rdc} \Delta T(t)}} \right)^{\frac{1}{P_{4dc}}} \quad (\text{Ecuación 5.4.2-7})$$

$$SOC(t)|_{carga} = I - \left(\frac{\frac{P_{3c}}{C'_{10} \cdot R_c(t)} - \frac{P_{1c}}{I + I(t)^{P_{2c}}} - P_{5c}}{I - \alpha_{rc} \Delta T(t)}} \right)^{\frac{1}{P_{4c}}} \quad (\text{Ecuación 5.4.2-8})$$

La figura 5.4.2-1 refleja el comportamiento de la resistencia interna de la batería en función del estado de carga y la corriente que circula a través de ella a temperatura constante (25°C). En la zona de descarga, gráfica (a), se observa con claridad como para estados de carga elevados la resistencia se mantiene en el orden de mΩ, manteniendo además una relación casi lineal respecto al SOC. En cambio, a medida que el SOC se sitúa en valores bajos, se observa un aumento exponencial de la resistencia (la gráfica muestra solo valores hasta 100mΩ por comodidad) [32]. En el caso de la zona de carga, el comportamiento es simétrico. Es decir, para valores altos de carga, aparece una

resistencia interna importante. Y, en cambio, para valores bajos de carga la resistencia es reducida [33]. Este efecto se entiende al considerar la resistencia interna como la “oposición” que ejerce la batería al flujo de corriente. Para valores bajos de SOC se resiste a ceder más carga, mientras que no ofrece prácticamente resistencia a asimilar más energía, y viceversa.

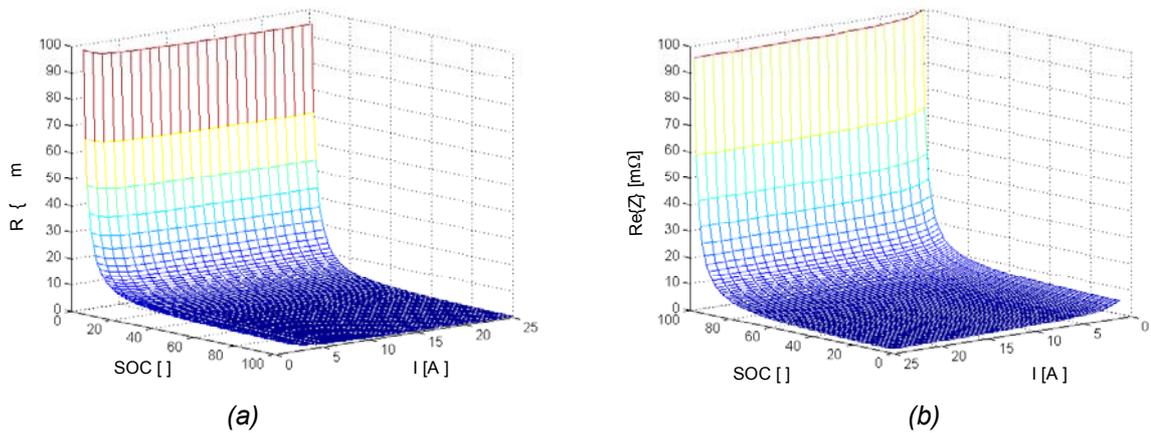


Figura 5.4.2-1 Resistencia interna de la batería en función del estado de carga y la corriente en las zonas de descarga (a) y carga (b).

Así pues, tomando como premisa que el estado de salud no variará significativamente a corto plazo, se define un protocolo de medida basado en tres etapas:

1. Se mide la tensión de batería en circuito abierto y se calculan SOC, LOE y η_c .
2. Se mide la resistencia interna en circuito abierto y se calculan C'_{10} y SOH.
3. Se conecta la batería al sistema y se va monitorizando la resistencia interna para determinar en tiempo real el SOC y actualizar los valores de LOE y η_c .

Este algoritmo presenta un problema en su aplicación práctica: calcular la resistencia interna cuando la batería se encuentra conectada al sistema. La solución, ampliamente referenciada en la bibliografía, [34-39], consiste en realizar la medida en alterna. Como tanto la batería como los dispositivos conectados a ella trabajan en continua, realizar una medida en alterna permite independizar, hasta cierto punto, la medida de la impedancia del funcionamiento normal del sistema. Esto conlleva tener que considerar la medida de la impedancia interna de la batería, a pesar de solo utilizar la parte real.

Realizar la medida en alterna supone, además, reconsiderar algunos puntos del algoritmo propuesto. En primer lugar, la respuesta en alterna de la impedancia dependerá de la frecuencia a la que se realice la medida. La figura 5.4.2-2(a) muestra el circuito equivalente de la impedancia interna de la batería en alterna. El esquema contempla la

impedancia debida a los terminales, ánodo y cátodo, así como la resistencia debida al estado de carga, R_{Ω} . La figura 5.4.2-2(b) muestra el diagrama de Nyquist correspondiente a este esquema eléctrico. No se va a entrar en el análisis de este diagrama, tan solo se va a tomar como base para formular una hipótesis de trabajo: a partir de aproximadamente 1KHz la parte real de la batería se mantiene constante y proporcional a la resistencia interna de la batería en continua.

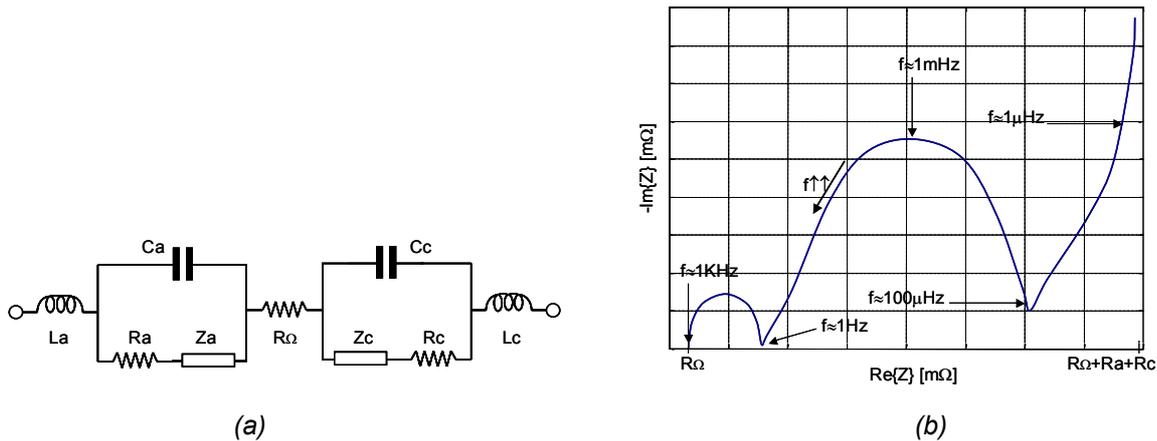


Figura 5.4.2-2 Esquema eléctrico (a) y diagrama de Nyquist (b) de la impedancia interna de la batería

Por lo tanto, las expresiones formuladas pueden considerarse válidas. Tan solo es preciso calcular los nuevos parámetros característicos a la frecuencia de trabajo. Por ejemplo, los valores ofrecidos en la tabla 5.4.2-1 permiten describir el comportamiento de la resistencia interna de la batería para la frecuencia de trabajo de 1KHz.

$P1_{dc} = 0.489 \text{ VAh}$	$P2_{dc} = 1.75$	$P3_{dc} = 0.253 \text{ Vh}$
$P4_{dc} = 0.528$	$P5_{dc} = 0.038 \text{ Vh}$	$\alpha_{rdc} = 5.5E-3^{\circ}\text{C}^{-1}$

Tabla 5.4.2-1 Parámetros de la impedancia interna en la zona de de descarga

La figura 5.4.2-3 muestra un ejemplo de la aplicación de estos coeficientes. En ella se contrastan medidas de resistencia interna reales a 1KHz (en azul), en función del SOC, con las curvas simuladas aplicando los coeficientes de la tabla 5.4.2-1 (en rojo), a las temperaturas de 20°C y 0°C. El error medio obtenido, para valores de SOC comprendidos entre 0.1 y 1, se sitúa alrededor del 4% en ambas curvas, demostrándose que el modelo sigue siendo válido para las medidas en alterna. Y, consecuentemente, el algoritmo propuesto para la determinación del nivel de energía, eficiencia de carga y estado de salud en continua puede considerarse aplicable también en alterna.

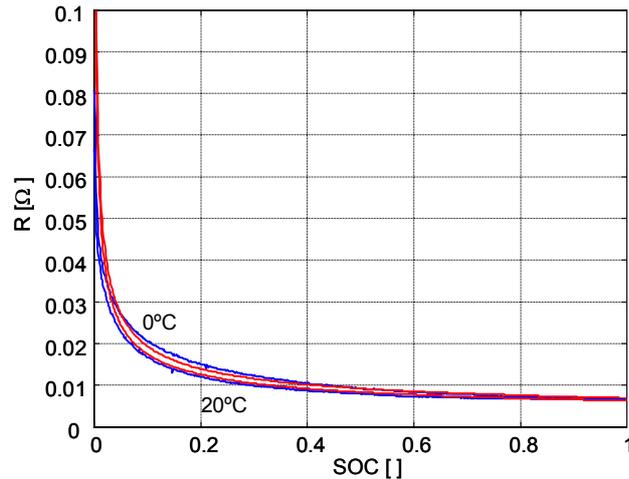


Figura 5.4.2-3 Curvas de medias reales (azul) y simuladas (rojo) de resistencia interna en alterna a 20°C y 0°C.

5.4.3 Implementación del sensor

Por todo lo expuesto hasta el momento, se deduce que el sensor deberá medir las siguientes variables de la batería: temperatura, tensión y corriente en continua, y resistencia en alterna. Las medidas a llevar a cabo en la batería en circuito abierto no ofrecen mayores dificultades. El problema aparece en la medida de la resistencia interna en alterna cuando la batería está conectada al sistema.

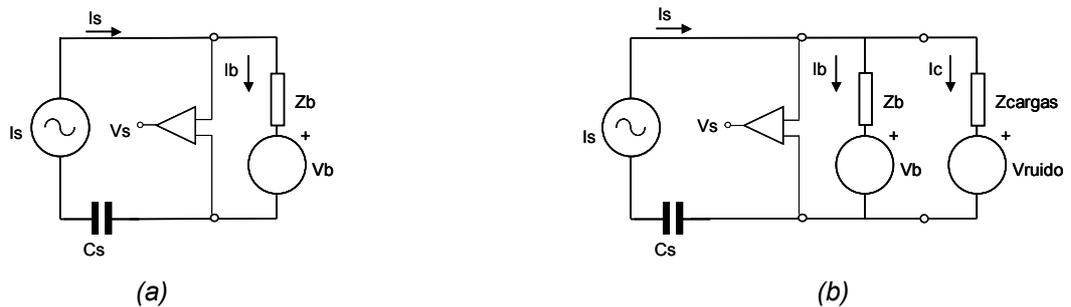


Figura 5.4.3-1 Esquema eléctrico ideal (a) y no ideal (b) de una medida a 4 hilos

Si se aborda la medida de una impedancia, del orden de $m\Omega$, mediante una técnica clásica, el esquema que probablemente se tenga en mente sea realizar una medida de impedancia a 4 hilos [76-77]. La figura 5.4.3-1(a) muestra el esquema eléctrico básico de este método de medida. La técnica consiste en inyectar una corriente alterna, I_s , a la

batería. El condensador C_s tan solo cumple la función de desacoplo de continua y alterna. La medida de tensión V_s se realiza mediante un circuito con muy alta impedancia de entrada, y por el que no circula corriente. Aplicando el teorema de superposición de fuentes, y utilizando las componentes en alterna, la impedancia interna se obtiene directamente aplicando la Ley de Ohm, ecuación 5.4.3-1.

$$Z_b = \frac{V_s}{I_s} \quad (\text{Ecuación 5.4.3-1})$$

Este circuito de medida, muy válido y fiable en ensayos de laboratorio, tiene dos grandes problemas en entornos donde la batería se encuentra integrada en un sistema, figura 5.4.3-1(b). En el caso de que los dispositivos conectados a la batería introduzcan interferencias, éstas son captadas íntegramente por el sensor. Además, cuando las cargas se encuentran activas, la resistencia equivalente que presentan fácilmente es del mismo orden de magnitud que la resistencia interna de la batería. Por lo tanto, parte de la corriente inyectada, I_s , circulará por las cargas, I_c , en vez de por la batería, I_b .

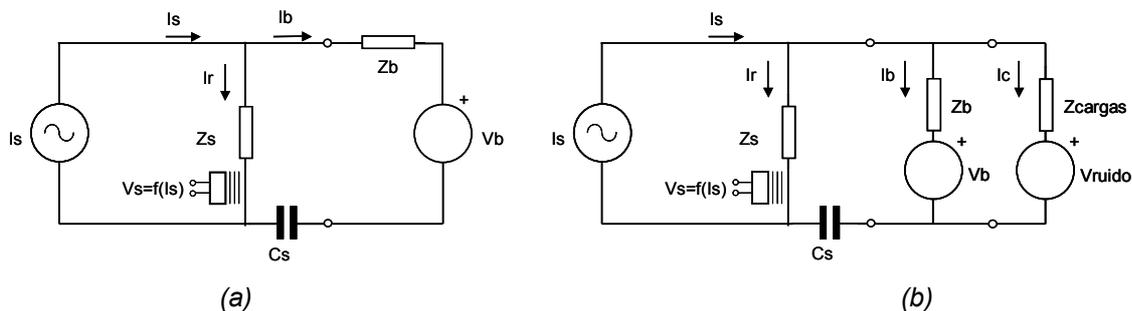


Figura 5.4.3-2 Esquema eléctrico ideal (a) y no ideal (b) de una medida con divisor de corriente

Una técnica alternativa de medida consiste en utilizar un divisor de corriente para el sensado. La figura 5.4.3-2(a) presenta la topología básica del sistema de medida. La corriente en alterna I_s generada por la fuente se distribuye entre las ramas que contienen una impedancia de referencia, Z_s , y la impedancia de la batería, Z_b . Igual que en sistema a 4 hilos, el condensador C_s solo cumple la función de desacoplo entre continua y alterna. Un sensor de corriente, de efecto Hall por ejemplo, mide la corriente que circula por la impedancia de referencia, Z_s . De esta forma, la impedancia de la batería se calcula aplicando la ecuación 5.4.3-2.

$$Z_b = \frac{I_r}{I_s - I_r} Z_s \quad (\text{Ecuación 5.4.3-2})$$

Aparentemente no se aprecia las ventajas del método. Pero cuando se tienen en cuenta los problemas descritos en el sistema de medida a 4 hilos, interferencias y efectos de carga, éstas destacan claramente. La figura 5.4.3-2(b) muestra este escenario no ideal. En el caso de que los dispositivos conectados a la batería generasen interferencias nótese que tan solo una fracción de éstas sería recogida por el sensor de corriente, pues parte de ellas circularían por la rama de la batería. En el caso del efecto de carga por parte de los dispositivos conectados, se aprovecha el mismo efecto. Si bien a 4 hilos la corriente inyectada se podía distribuir entre dos líneas, en el caso actual pasaría de distribuirse de entre 2 a 3 ramas, por lo que el efecto también se reduce.

En contrapartida, esta técnica es sensible a la impedancia introducida por el cableado y conectores. Este efecto, si bien no puede evitarse, puede minimizarse mediante una calibración inicial y la aplicación de la ecuación 5.4.3-3. En ella se han añadido las impedancias correspondiente al cableado de la impedancia de referencia, Z_{cs} , y de la batería, Z_{cb} .

$$Z_b = \frac{I_r}{I_s - I_r} (Z_s + Z_{cs}) + Z_{cb} \quad (\text{Ecuación 5.4.3-3})$$

Aplicando esta técnica en baterías de plomo-ácido se ha demostrado que la relación señal-ruido obtenida se sitúa alrededor de los 43dB, mientras que con la técnica a 4 hilos tan solo se logran alcanzar los 11dB [34].

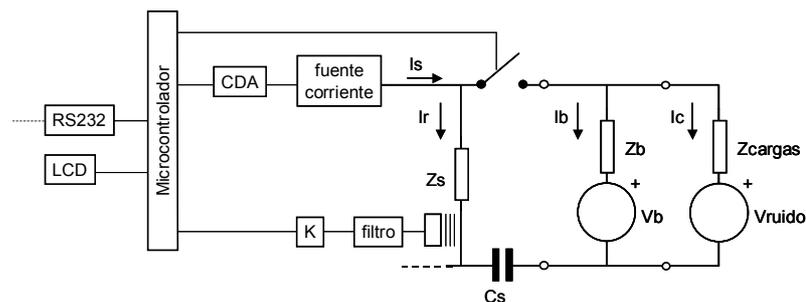


Figura 5.4.3-3 Esquema de la implementación del sensor

Una realización del sensor de medida por divisor de corriente consiste en utilizar un microcontrolador como base del diseño. La figura 5.4.3-3 refleja una topología que incluye los elementos básicos del sistema. La fuente de corriente I_s se ha diseñado a partir de una fuente de corriente controlada por el microcontrolador. El microcontrolador utiliza n líneas de salida para ir generando una señal sinusoidal a la frecuencia de trabajo establecida. Esta señal digital se convierte en una tensión analógica mediante un

convertidor digital-analógico y un filtro paso bajo a su salida. Finalmente, esta señal de tensión es tomada por una fuente controlada de corriente, obteniéndose I_s . Esta implementación tiene varias ventajas: por un lado, al controlar perfectamente la corriente I_s no es necesario sensarla. La frecuencia de trabajo la fija el propio microcontrolador, pudiendo ejercer un control total sobre ella y abriendo las puertas a aplicar técnicas de espectroscopia de impedancias. Además, existe la posibilidad de utilizar una de las líneas digitales como referencia para un muestreo síncrono de la señal de corriente I_r .

El sensor de corriente se implementa a partir de un sensor de efecto Hall. El sensor Hall proporciona la señal de tensión V_s proporcional a la corriente que circula por la resistencia de referencia, I_r . Un filtro pasa banda y un amplificador, de ganancia K , adecuan la tensión al margen dinámico del convertidor analógico-digital que incorpora el microcontrolador; obteniéndose las muestras correspondientes a la corriente I_r con una precisión de m bits. Nótese que el filtro puede diseñarse tan selectivo como sea preciso aplicando estructuras convencionales o por detección síncrona, aprovechando la línea de entrada al convertidor D/A de mayor peso.

El relé permite aplicar algoritmos de autocalibración del sensor: en el caso de que el microcontrolador abra el relé, la corriente I_s circulará por la resistencia de referencia y será medida por el sensor de corriente. Por lo tanto, es posible realizar una calibración de I_s en las condiciones de trabajo reales.

El microcontrolador no aporta tan solo potencia de cálculo. Nótese que, deshabilitando la fuente de corriente, el sistema de medida captará las interferencias procedentes del sistema, pudiéndose realizar un análisis de éstas y aplicar técnicas correctoras. Entre estas técnicas destacan, por ejemplo:

- Cálculo de la frecuencia óptima de sensado, alrededor de la frecuencia nominal.
- Ajuste de los niveles óptimos de corriente I_s y de ganancia del amplificador, K .
- Validación de las muestras de corriente, alternando medidas de I_r con la fuente controlada habilitada y deshabilitada.

Además, la capacidad de comunicaciones del microcontrolador se explota permitiendo visualizar los resultados en una pantalla de cristal líquido o enviándolos a un ordenador personal vía RS232.

5.5 Red de monitorización inalámbrica

5.5.1 Introducción

El diagnóstico y control de una instalación fotovoltaica implica la monitorización de los dispositivos que la forman [40-45]. Las particularidades de la topología de una instalación fotovoltaica típica perfilan un escenario muy concreto reflejada en la figura 5.5.1-1(a). Como principal característica se observa que los dispositivos se encuentran muy dispersos; por ejemplo, los paneles solares estarían situados en el tejado, las baterías en el sótano, las cargas en los pisos intermedios, etc.

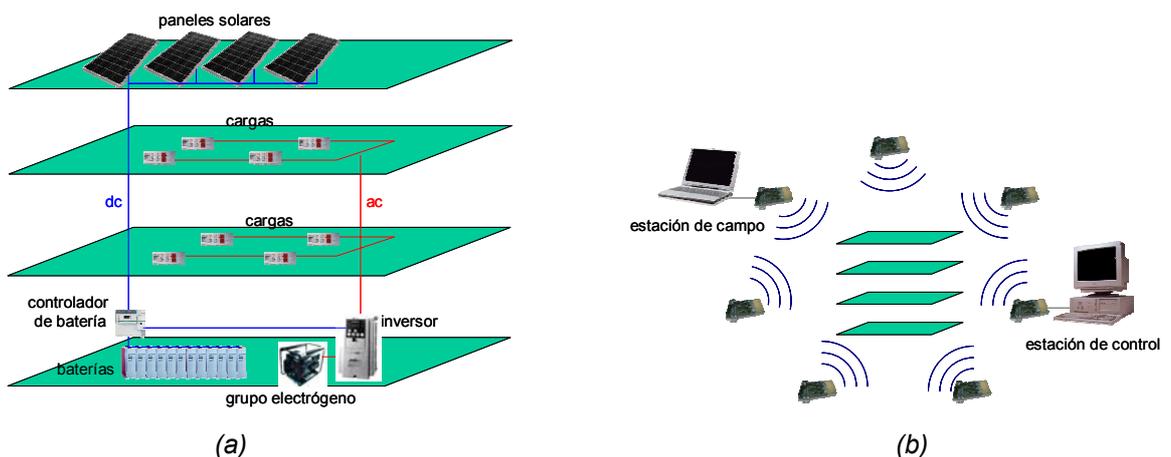


Figura 5.5.1-1 Topología de una instalación fotovoltaica típica (a). Red inalámbrica de monitorización (b)

Otra característica importante radica en la frecuencia de muestreo de las variables a monitorizar. Las medidas de irradiancia y temperatura evolucionan muy lentamente a lo largo del día, mientras que el consumo de potencia de las cargas es mucho más rápido. Si se ajusta el periodo de muestreo a las necesidades más exigentes, se puede considerar un valor práctico alrededor de 1 muestra por segundo. Tomándose como ejemplo el escenario de la figura 5.5.1-1(a), con 16 “dispositivos”, 4 sensores por dispositivo y definiéndose una precisión de 16bits, ello supondría una tasa de 1024bits/s. Teniendo en cuenta que las redes Ethernet comerciales actuales se mueven alrededor de los 10/100Mbits/s, se obtiene que ni tan solo se aprovecha un 1% de sus prestaciones, incluyendo la carga adicional de datos introducida por los protocolos de comunicaciones

que transportan las medidas, como por ejemplo TCP/IP. Si ha este hecho se le añade el coste de cablear todo un edificio, toma interés la utilización de una red inalámbrica para la monitorización de la instalación, como ilustra la figura 5.5.1-1(b).

5.5.2 Características del hardware

El diseño de los dispositivos inalámbricos, nodos, que forman la red de monitorización ilustrada en la figura 5.5.1-1(b), se ha basado en las siguientes premisas de partida:

- Todos los nodos serán iguales.
- Cada nodo transmitirá las medidas procedentes de un máximo de 4 sensores (I, V, T, G) por radiofrecuencia a la red.
- Los nodos serán capaces, además, de comunicarse con un equipo local mediante una interfaz RS-232.
- Deben permitir técnicas de encaminamiento para establecer rutas alternativas entre nodos que no capten sus señales directamente.
- Será un sistema completamente distribuido, sin un servidor o controlador principal, siguiendo los planteamientos de tecnologías AD-HOC.

Así pues, la figura 5.5.2-1 muestra el diagrama de bloques básico de los nodos inalámbricos desarrollados. El núcleo del sistema es un microcontrolador responsable de obtener las medidas de los sensores propios, transmitir las a la red inalámbrica, recibir las medidas recogidas por el resto de dispositivos y, si procede, comunicarse vía RS232 con un equipo local de control.

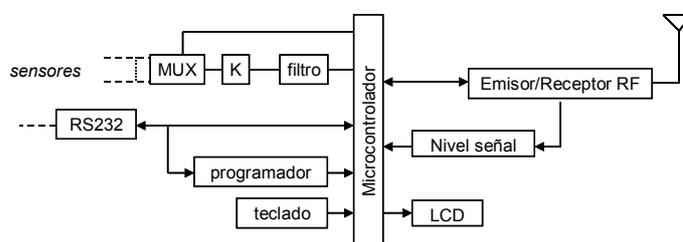


Figura 5.5.2-1 Diagrama de bloques de los dispositivos inalámbricos

Existen numerosos emisores y receptores comerciales de bajas prestaciones candidatos a formar parte del sistema. Se ha optado por una estructura que incorpora emisor, receptor y conmutador de antena en un solo integrado por su versatilidad y bajo coste.

Una de las características críticas de estos módulos Tx/Rx es el elevado tiempo de conmutación de transmisión a recepción, o viceversa, del orden de 100ms. Otra es la baja velocidad de transmisión, típicamente del orden de 4800bits/s, mediante una modulación OOK. Siendo ambas características suficientes para cubrir las necesidades de diseño del sistema, se proponen las siguientes técnicas para obtener el máximo el rendimiento. En primer lugar, aprovechar los tiempos de conmutación del transmisor para realizar la comunicación con el equipo de control vía RS232. En segundo lugar, codificar mediante un código Manchester las medidas sensadas, como paso previo a su transmisión, para mejorar el sincronismo de los dispositivos. En tercer lugar, como habitualmente estos módulos cuentan con una salida de los datos recibidos sin procesar, se propone adaptar esta señal como referencia de nivel RF.

Las medidas de hasta 4 sensores son multiplexadas y acondicionadas, por un filtro paso-bajo y un amplificador, para su adquisición mediante el convertidor A/D que incorpora el microcontrolador. Estas medidas, las procedentes del receptor RF y los niveles de señal RF correspondientes a cada nodo, son almacenadas en tablas de memoria interna.

La interfaz RS232 cumple dos funciones: establecer la comunicación entre el nodo inalámbrico y un equipo de control, típicamente un ordenador personal, y permitir la programación del microcontrolador mediante un circuito programador incorporado, sin tener que desmontar el dispositivo. Así pues, un técnico puede operar el nodo inalámbrico mediante la utilización del teclado y la pantalla de cristal líquido o vía mensajes a través de la interfaz RS232. Nótese que se ha minimizado la complejidad del diseño del hardware no definiendo los sensores y trasladando la mayor parte de las funciones al software del microcontrolador.

5.5.3 Características del protocolo de comunicaciones

En este apartado se describen los mecanismos utilizados para establecer, mantener y finalizar la comunicación entre los dispositivos inalámbricos. Para facilitar la comprensión del protocolo se utilizará como referencia el modelo estándar OSI de la ISO. Así pues, el protocolo desarrollado comprende las capas de enlace y red del modelo OSI. El protocolo de comunicaciones consiste básicamente en una multiplexación temporal (TDM) de los accesos al medio. Se han resuelto los problemas de sincronismo utilizando un sistema

de ranuras temporales en las que cada estación juega un papel predeterminado. Para el análisis detallado del protocolo, se detallan las subcapas de acceso al medio (capa MAC) y de control lógico del enlace (LLC).

Acceso al medio. Uno de los puntos críticos de todo protocolo radica en la sincronización de los dispositivos para mantener una comunicación eficiente. En el caso la red de monitorización planteada, la no existencia de un dispositivo principal que controle al resto ha supuesto diseñar un protocolo más orientado hacia comunicaciones *AD-HOC* que no hacia los clásicos buses de instrumentación [44-45]. Así pues, todos los nodos se conciben idénticos, adaptándose dinámicamente a las necesidades del sistema.

En primer lugar, se definen los siguientes intervalos de tiempo de referencia: tiempo de conmutación de recepción a transmisión (T_{rt}), tiempo de transmisión (T_t), tiempo de conmutación de transmisión a recepción (T_{tr}) y tiempo de recepción (T_r). Operando normalmente el sistema RF realizará la siguiente secuencia: recepción, conmutación a transmisión, transmisión, conmutación a recepción, recepción... Si se considera que $T_{rt} \geq T_{tr}$, entonces se define la ranura como la suma de los tiempos de conmutación recepción-transmisión y de transmisión: $T_{ranura} = T_{rt} + T_t$. De este modo se definen un conjunto de ranuras numeradas. El acceso al medio se resuelve mediante un identificador que le indica al dispositivo el número de ranura donde debe transmitir su información. Debe observarse que la condición $T_{rt} \geq T_{tr}$ es necesaria para asegurar no perder datos al inicio de la comunicación. En la figura 5.5.3-1 puede apreciarse la multiplexación temporal utilizando el método descrito con 3 dispositivos. No debe entenderse que los tiempos de conmutación son "tiempo perdido" ya que se utilizan para la comunicación con un equipo de control conectado al puerto serie RS-232C.

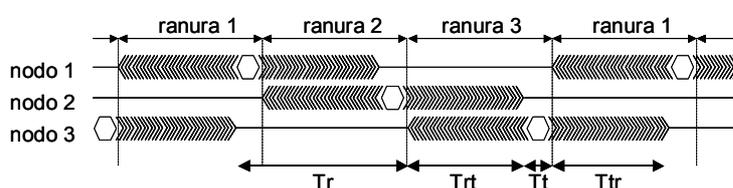


Figura 5.5.3-1 Mecanismo de acceso al medio de un conjunto de 3 dispositivos

Las características de las ranuras vienen condicionadas por el número de nodos, la frecuencia de muestreo, la velocidad de transmisión de las medidas, la cantidad de estas y la carga de información adicional para la gestión del protocolo. Si se toman como premisas de diseño una velocidad efectiva de transmisión de 2400bits/s, un tiempo de

conmutación de 100ms, 4 sensores por dispositivo, un periodo de muestreo de 1s y una estructuración de los datos una trama de 30 bytes, véase tabla 5.5.3-1, el número de dispositivos queda limitado a 5.

(1)	(2)						(3)						(4)						(5)			(6)	(7)	(8)
-----	-----	--	--	--	--	--	-----	--	--	--	--	--	-----	--	--	--	--	--	-----	--	--	-----	-----	-----

- | | |
|--|---|
| (1) 2 bytes de identificación y control de trama | (2) 8 bytes de medidas locales |
| (3) 4 bytes de niveles de los nodos RF | (4) 8 bytes de medidas remotas |
| (5) 4 bytes de niveles RF de los nodos remotos | (6) 1 byte para codificación de alarmas |
| (7) 1 byte para autodiagnóstico | (8) 2 bytes para detección de errores |

Tabla 5.5.3-1 Estructuración de la información en tramas

Para el establecimiento y mantenimiento de la comunicación se ha diseñado un protocolo básico que permite la sincronización automática de los dispositivos. Los puntos esquemáticos del protocolo pueden observarse en la tabla y figura 5.5.3-2.

Paso	Acción
1	Prepara la próxima trama a transmitir
	Activa el receptor
	Inicializa el temporizador de recepción
2	Espera hasta recibir una emisión correcta o finalizar el temporizador
3	¿Llegó una trama correcta? No, salto a 4. Si, salto a 7
4	Inicializa el sincronismo de la transmisión
	Conmuta a transmisión
	Transmite su trama
	Conmuta a recepción
5	Espera hasta recibir una emisión correcta o volver a situarse en su ranura de transmisión RF
6	¿Llegó una trama correcta? No, salto a 4. Si, salto a 7
7	Actualiza el sincronismo respecto la estación recibida
	Actualiza tabla de señales
	Analiza la trama recibida
	Ejecuta la orden recibida
	Prepara la próxima trama a transmitir
	Salto a 5

Tabla 5.5.3-2 Establecimiento y mantenimiento de la comunicación entre nodos por RF

La secuencia de sincronismo se inicia cuando un nodo es conectado o se le ordena inicializar. En primer lugar intenta recibir un mensaje válido de otro nodo. Si recibe el mensaje toma este punto como referencia de sincronismo, comenzando a transmitir en la ranura que le corresponda. En caso de no recibir ningún mensaje a lo largo de 2 tiempos de barrido, inicializa el sincronismo y comienza a transmitir (considerando que se encuentra en su ranura de transmisión).

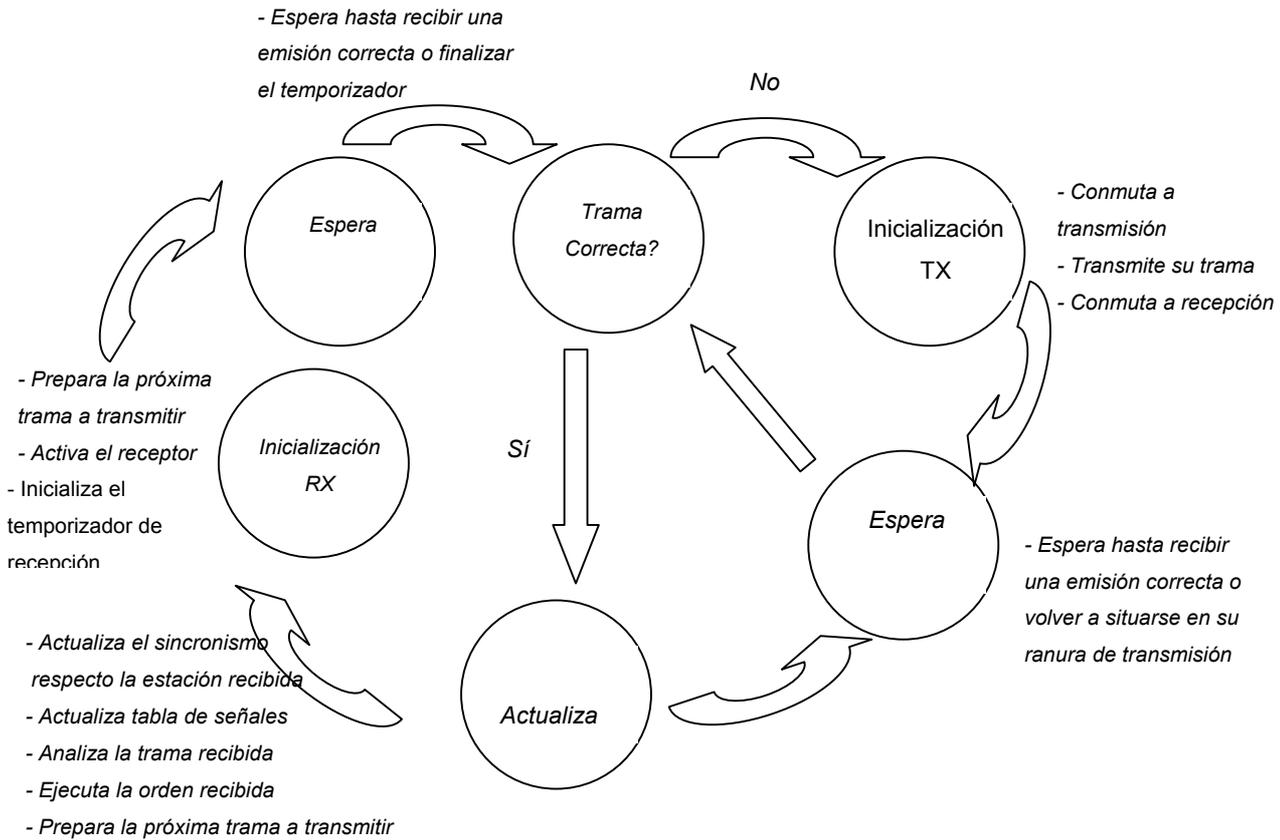


Figura 5.5.3-2 Diagrama de estados correspondientes al establecimiento y mantenimiento de la comunicación entre nodos por RF.

Control lógico del enlace. En este apartado se detallan las estructuras de datos que conforman los mensajes necesarios para la correcta comunicación y gestión de los nodos inalámbricos. Para la completa gestión de la comunicación se han definido un conjunto de mensajes. Estos mensajes siguen la estructura de una trama convencional de longitud fija. La tabla 5.5.3-3 muestra el conjunto de mensajes definidos ordenados por funciones.

Funciones	Mensajes	Funciones	Mensajes
Monitorización	Activar sensores	Control	Reset del nodo
	Desactivar sensores		Reset del nodo remoto
	Activar sensores remotos		Desactivación del transmisor
	Desactivar sensores remotos		Activación del transmisor
Alarmas	Activar alarma		Desactivación del transmisor remoto
	Desactivar alarma		Activación del transmisor remoto
	Activar alarma remota		Apagar el nodo
	Desactivar alarma remota		Apagar el nodo remoto
Diagnóstico	Petición autodiagnóstico	Medidas	Enviar medidas
	Petición autodiagnóstico remoto		Enviar medidas remotas
	Enviar autodiagnóstico		

Tabla 5.5.3-3 Mensajes utilizados en el protocolo

La función de monitorización gestiona el control de los sensores. Así pues, son necesarios los mensajes *activar sensor*, *desactivar sensor*, *activar sensor remoto* y *desactivar sensor remoto*. Mediante dichos mensajes se puede activar o desactivar el sensor de un nodo o bien ordenarle a uno de ellos que active o desactive el sensor de un tercer nodo.

En la gestión de las alarmas se han definido un conjunto de mensajes análogos a la función de monitorización, con un campo complementario que permite la diferenciación de varios tipos de situaciones de alarma. Los mensajes son: *activar alarma*, *desactivar alarma*, *activar alarma remota* y *desactivar alarma remota*.

Como funciones de diagnóstico se consideran todas aquellas que puedan aportar información sobre el estado del nodo. Estas informaciones son codificadas y enviadas utilizando los tres mensajes siguientes: *petición autodiagnóstico*, *petición autodiagnóstico remoto* y *enviar autodiagnóstico*.

Poder controlar la comunicación es uno de los puntos clave de este protocolo. Para ello se han habilitado mensajes para reinicializar los nodos (reset del nodo y reset del nodo remoto), activar y desactivar los transmisores (desactivación del transmisor, activación del transmisor, desactivación del transmisor remoto y activación del transmisor remoto) o incluso apagar otro nodo (apagar el nodo y apagar el nodo remoto).

Finalmente, se han definido dos mensajes para enviar las medidas de la memoria del nodo: *enviar medidas* y *enviar medidas remotas*. Con ellos un nodo puede comunicarle sus medidas a otro o utilizar a un nodo intermedio como repetidor hacia un tercero.

Protocolo de comunicación por RS-232. La comunicación con un equipo de control por el puerto serie se realiza en los tiempos de conmutación de las ranuras. Así pues, en realidad se establecen dos enlaces simultáneamente: uno por radiofrecuencia y otro por cable. No se considera necesario describir el estándar RS-232C, por lo que simplemente se expone el algoritmo de comunicación, véase la tabla 5.5.3-4.

Paso	Acción
1	Espera hasta la próxima ranura de conmutación RF
2	¿Esta el enlace RS-232 activo? No, salto a 3. Si, salto a 8
3	Activa el puerto RS-232 Inicializa temporizador RS-232 Espera hasta recibir una petición del enlace o finalizar el temporizador
4	¿Llegó una confirmación? No, salto a 5. Si, salto a 6
5	Desactiva el puerto RS-232 Salto a 1
6	¿Existe tiempo para confirmar el enlace? No, salto a 5. Si, salto a 7
7	Confirma el establecimiento del enlace Salto a 5
8	Envía el mensaje recibido o transmitido por RF al puerto RS-232 Recibe un mensaje del dispositivo conectado Salto a 1

Tabla 5.5.3-4 Establecimiento y mantenimiento de la comunicación vía RS-232C.

Conclusiones del diseño. Nótese que con 5 dispositivos ya es posible monitorizar todos los elementos clave de la instalación fotovoltaica. Además, continua manteniéndose la filosofía de diagnóstico de utilizar el mínimo número de sensores para el análisis del sistema. La figura 5.5.3-3 muestra la distribución de los nodos de comunicaciones en el escenario planteado en la introducción. Un nodo se sitúa junto a los paneles solares para sensar su punto de trabajo y las variables climáticas. Los nodos 2 y 3 monitorizan las cargas de la instalación fotovoltaica. El nodo 3, además, sirve de enlace para la estación central de monitorización de la instalación. El nodo 4 es el responsable de sensar las baterías y, finalmente, el nodo 5 monitoriza el inversor y el grupo electrógeno. Nótese además, que existen posibles simplificaciones: prescindir del nodo 2, considerando solo el nodo 3 para la monitorización de las cargas del sistema. O bien dedicar el nodo 2 para el sensado de cargas y el nodo 3 para establecer el enlace con la central de monitorización.

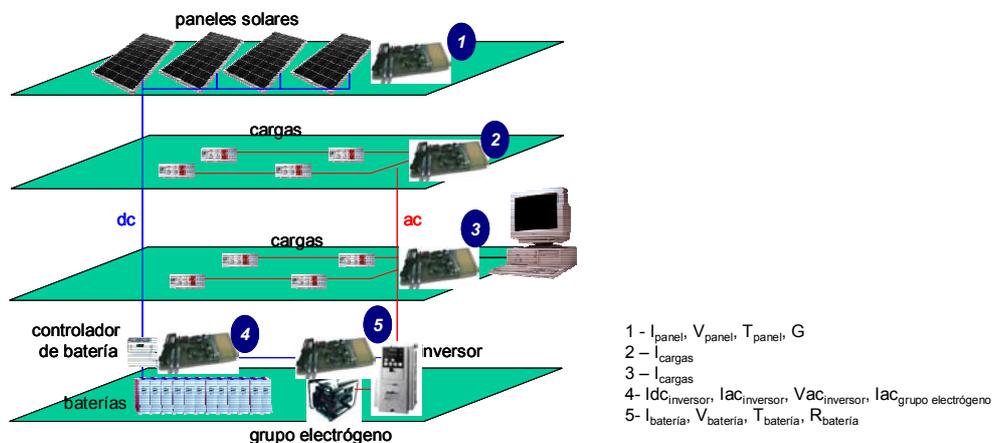


Figura 5.5.3-3 Implantación de la red inalámbrica

5.6 Políticas de control

5.6.1 Introducción

El sistema de control que se plantea a continuación tiene por objeto optimizar el balance energético global del sistema optimizando la carga de la batería. Se considera un método complementario a los ya existentes, ejecutándose paralelamente. Una vez expuesto el modelo teórico se justifica su utilización mediante la simulación de un conjunto de escenarios posibles.

5.6.2 Modelo teórico

El principal objetivo a alcanzar en una instalación fotovoltaica puede considerarse que es reducir a cero la probabilidad de pérdida de carga, LLP o *Load Loss Probability*. Es decir, asegurar energía suficiente, en todo instante de tiempo, para el correcto funcionamiento de los equipos de la instalación. La mayor parte de las técnicas se centran en dos premisas: producir la máxima energía posible y regular de forma óptima la activación de las cargas, según políticas de priorización de servicios [46-65]. La figura 5.6.2-1 muestra un posible esquema de una instalación fotovoltaica con políticas de control. En ella se muestran los dos controles aplicables. Por un lado, el control que actúa sobre los relés de las cargas permite inhibir la activación de un determinado sistema en previsión de consumir excesiva potencia. Por otro, el control que actúa sobre el convertidor de los paneles solares permite realizar un seguimiento del punto de trabajo de éstos, intentando fijar la potencia que generan.

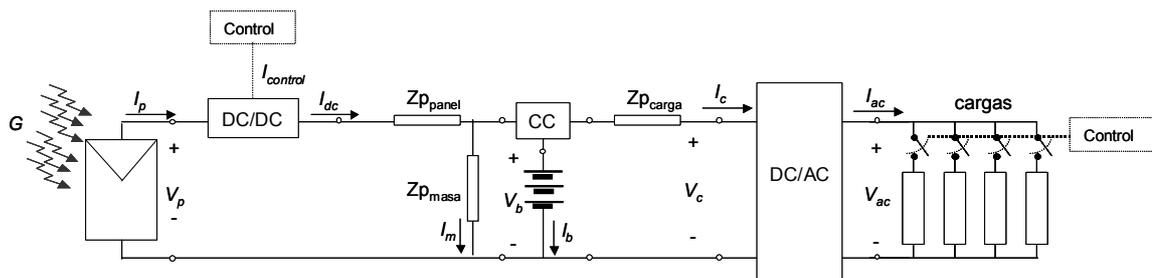


Figura 5.6.2-1 Esquema eléctrico de una instalación fotovoltaica

La política de control que se propone a continuación centra su atención en una premisa adicional a las ya mencionadas: conseguir optimizar el almacenamiento de energía en la batería. Como resultado de los trabajos llevados a cabo en la presente tesis doctoral, se ha caracterizado la capacidad de la batería de asimilar el flujo de corriente que la carga. La gráfica 5.6.2-2(a) muestra la capacidad de asimilar energía en función del nivel de energía de la batería y de la corriente de carga que la alimenta. Esta gráfica se ha elaborado calculando el incremento de LOE que se consigue al hacer circular por la batería un abanico de corrientes, a 25°C, en un intervalo de tiempo de 2 minutos, véase la ecuación 2.1.2-5. Los resultados finales se han normalizado respecto el valor máximo para permitir un mejor análisis. Se observa con claridad como para estados de baja energía la batería es capaz de absorber toda la carga procedente del flujo de corriente, obteniéndose una relación lineal entre energía almacenada y corriente de carga por unidad de tiempo. A medida que el nivel de energía de la batería aumenta esta relación se mantiene proporcional, pero pierde su linealidad. El parámetro que rige esta relación es el factor de eficiencia de carga de la batería, η_c , formulado en la ecuación 2.1.2-9. A partir del 50% de energía, por ejemplo, se observa como la batería es incapaz de asimilar carga eléctrica cuando la corriente que circula por ella supera, aproximadamente, los 70 Amperios. La incapacidad de asimilar carga se propaga a corrientes menores a medida que el nivel de energía aumenta: al 80% de LOE la batería no asimila carga cuando la corriente supera los 10 Amperios, y así progresivamente. Se define, pues, la corriente límite de carga como la mínima corriente que conlleva la incapacidad de absorber carga eléctrica, en función del LOE [2.58].

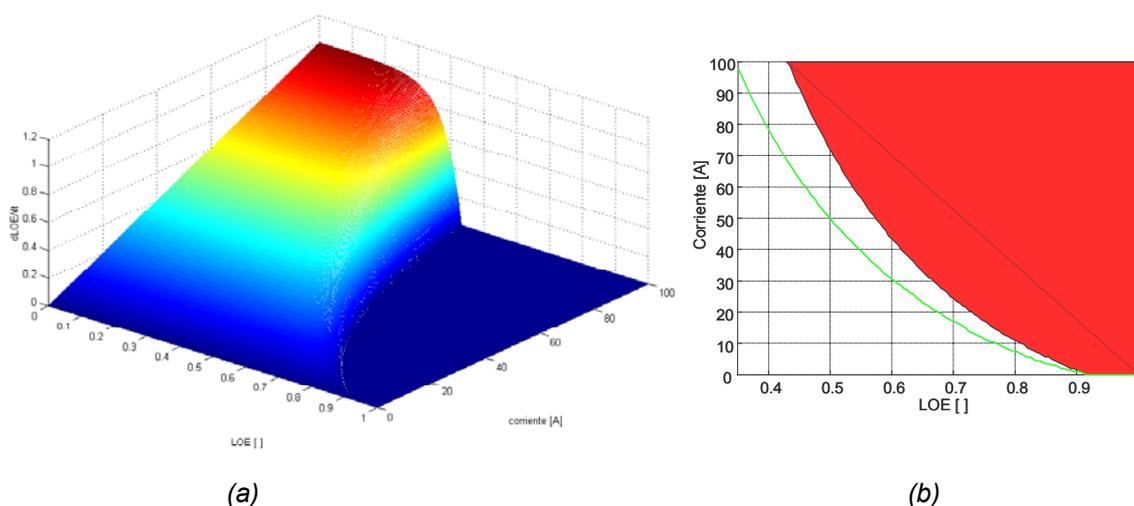


Figura 5.6.2-2 Capacidad de almacenar energía en función del LOE de una batería (a). Curvas de corriente óptima y límite de carga de una batería (b)

Nótese, por ejemplo, que un control sobre los paneles solares que los sitúe sobre su punto de máxima potencia puede incluso llegar a ser contraproducente, si el propósito es almacenar la energía en la batería.

Análogamente al análisis anterior, se puede estudiar en que condiciones se consigue la máxima asimilación de carga por parte de la batería. Es decir, determinar la corriente óptima de carga en función del LOE. La gráfica 5.6.2-2(b) presenta las curvas de corriente óptima, en verde, y máxima, en rojo, de carga de la batería. Se ha coloreado la zona superior a la corriente máxima también en rojo para poner de manifiesto que no se puede cargar la batería mediante esas corrientes. Ambas curvas pueden formularse fácilmente mediante ecuaciones de segundo grado: la ecuación 5.6.2-1 formula la corriente de carga óptima en función del LOE y, análogamente, la ecuación 5.6.2-2 formula la corriente de carga límite en función del LOE.

$$I_{\text{óptima}} = 227.2555LOE^2 - 440.9527LOE + 213.9937 \quad (\text{Ecuación 5.6.2-1})$$

$$I_{\text{límite}} = 335.2025LOE^2 - 646.5320LOE + 312.2108 \quad (\text{Ecuación 5.6.2-2})$$

A partir de los argumentos expuestos se propone una acción de control sobre los paneles solares que implique que por la batería circule la corriente de carga óptima. El control lo aplicará el convertidor DC/DC a partir de medidas de corriente. La expresión 5.6.2-3 formula que la corriente de control debe ser igual a la consumida por las cargas, I_c , más la perdida por fugas, I_m , más la calculada como óptima para la carga de la batería, I_b . La corriente de fugas puede despreciarse en condiciones normales, por lo que a la práctica las variables a monitorizar serán la corriente en las cargas y el nivel de energía de la batería. Nótese que la corriente real de salida del convertidor es I_{dc} y no $I_{control}$. Esto es debido a que los paneles no podrán proporcionar siempre la corriente necesaria. Por lo tanto tan solo se garantiza que la corriente I_{dc} será menor o igual a la de control, I_c . Es decir, que se aplicará el mejor control posible.

$$I_{\text{control}} = I_c + I_b + I_m \quad (\text{Ecuación 5.6.2-3})$$

Se comprueba, además, que el control descrito tan solo afecta a la generación de potencia y en ningún caso a la gestión de las cargas. Siendo completamente complementario con las políticas de gestión energética de cada instalación.

5.6.3 Resultados experimentales

Para contrastar la validez del control propuesto se han llevado a cabo un conjunto de simulaciones. Estas se basan en el mismo escenario que se planteó en el *capítulo 3*, referido al modelado de los sistemas. A continuación se comparan los resultados de aplicar al sistema tres controles diferentes. Se ha simulado el sistema formado por paneles solares Atersa A-85 (con 36 células en serie, $I_{sc}=5.2A$, $V_{oc} 21.2V$, en una agrupación de 2 paneles en serie y 22 en paralelo), una batería Tudor 7TSE70 (formada por 12 elementos de 2V en serie y con $C_{10}=550Ah$), un regulador LEO 1 (24V y 50A) de Atersa y un inversor modelo Taurus 1024 (1KVA) de Atersa, el cual alimenta a un conjunto de cargas resistivas de 120W controladas por un ordenador a través de relés. En primer lugar no se ha aplicado ningún tipo de control. En segundo lugar se ha simulado el sistema realizando un seguimiento del punto de máxima potencia en los paneles solares. Finalmente, en tercer lugar, se ha simulado el mismo sistema aplicando el control propuesto en este apartado. A diferencia de las simulaciones anteriores, se ha aumentado el número de paneles solares en paralelo, a 22, para poder simular mejor la respuesta en cada situación.

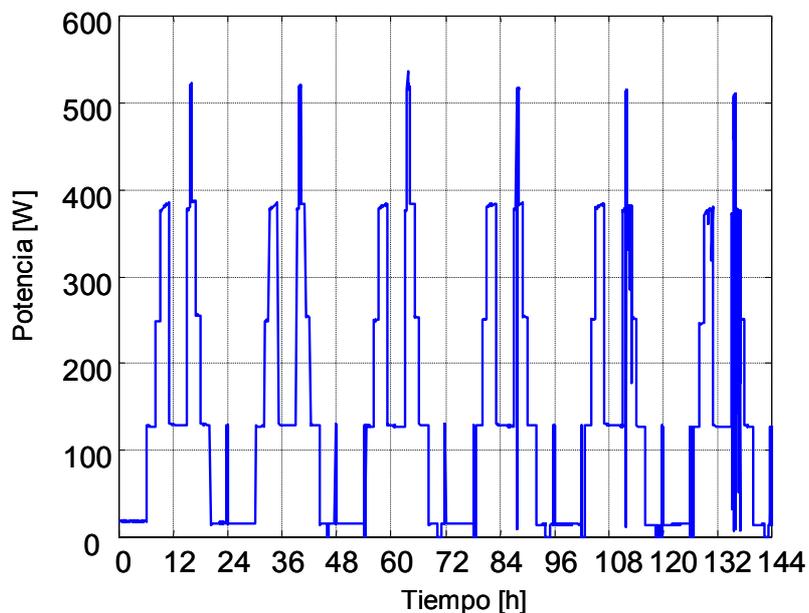


Figura 5.6.3-1 Evolución de la potencia consumida por las cargas

La figura 5.6.3-1 muestra el perfil de potencia consumida por las cargas. Se ha optado por presentar este perfil, y no la evolución de la corriente en cada caso, debido a que la corriente que consumen las cargas depende implícitamente de la tensión de batería.

Una vez realizadas las tres simulaciones, se muestran los datos de potencia generada por los paneles en las gráfica 5.6.3-2. La curva en azul representa la evolución de la potencia generada por los paneles en el caso de no aplicar ningún tipo de control. En rojo se muestra la potencia generada considerando que el convertidor realiza un seguimiento del punto de máxima potencia. Y en verde se plasma el resultado del control aplicado para corriente óptima, a partir del consumo de las cargas y del nivel de energía de la batería.

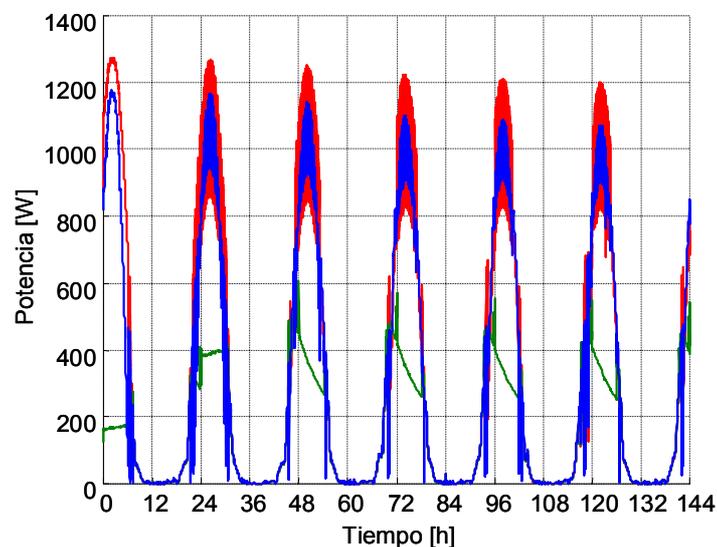


Figura 5.6.3-2 Evolución de la potencia generada por los paneles. En azul simulación sin control, en rojo simulación con control del punto de máxima potencia y en verde simulación con control para corriente de carga óptima.

Cabe señalar que las curvas hacen referencia a la potencia generada por los paneles, no a la potencia inyectada al sistema. Esto es debido a la actuación del controlador de batería. Pues tal como ya se observó en las simulaciones del apartado de sistemas, el controlador de batería desactiva los paneles en las horas iniciales. Este hecho se pone de manifiesto al analizar la figura 5.6.3-3. La figura muestra la evolución del nivel de energía de la batería. En las primeras horas las tres simulaciones tienen una respuesta prácticamente idéntica. Solo la curva con control de corriente óptimo muestra una mejora puntual del LOE alrededor de la novena hora. A partir de que el controlador vuelve a conectar los paneles, una vez la batería se ha descargado a lo largo de la noche, se observa una significativa mejora en la curva con control a corriente óptima. Curiosamente la polarización de los paneles solares en su punto de máxima potencia no

aporta una significativa mejora, curva roja, respecto la simulación sin control, curva azul. Esta situación es debida a que la batería es incapaz de absorber la energía por sufrir una carga con excesiva corriente. Nótese, además, como en los periodos que la batería se carga a corriente óptima se obtiene una carga casi lineal gracias a la acción del control.

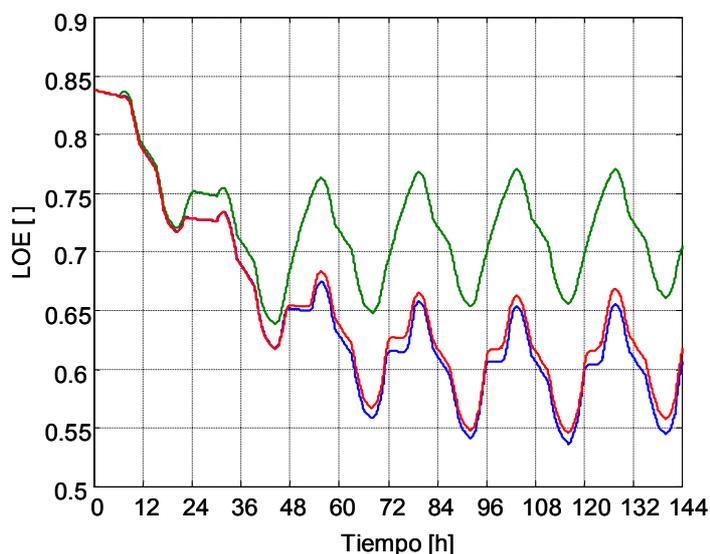


Figura 5.6.3-3 Evolución del nivel de energía de la batería. En azul simulación sin control, en rojo simulación con control del punto de máxima potencia y en verde simulación con control para corriente de carga óptima.

A modo de resumen se detalla la tabla 5.6.3-1. En el sistema con un control que permite generar la máxima potencia posible, se detecta como el aumento del 7% de la potencia generada solo ha supuesto un incremento, al final de la simulación, del 1.5% del LOE, respecto el sistema sin control. En cambio, utilizando el control a corriente óptima, una disminución al 50% de la potencia generada supone el aumento del 14% del LOE al final de la simulación.

	<i>Sin control</i>	<i>Control a potencia máxima</i>	<i>Control a potencia óptima</i>
<i>Potencia paneles [W]</i>	1.4212e+006	1.5231e+006	7.1116e+005
<i>Potencia en las cargas [W]</i>	5.7962e+005	5.8099e+005	5.8776e+005
<i>Diferencia de potencias [W]</i>	8.4163e+005	9.4215e+005	1.2341e+005
<i>Variación final del LOE [J]</i>	-0.2287	-0.2138	-0.0899

Tabla 5.6.3-1 Resumen de potencias generadas y consumidas, así como de la variación de la energía almacenada en la batería ($LOE_f - LOE_i$)

5.7 Acceso remoto

5.7.1 Introducción

Los modelos y aplicaciones presentados en la presente tesis tienen como base común la herramienta de simulación Matlab. Este entorno de trabajo ofrece una gran potencia y versatilidad en la formulación y análisis de modelos matemáticos de dispositivos y sistemas, tal como ya se ha demostrado. Estas ventajas pueden quedar desvirtuadas, en la utilización práctica de las herramientas desarrolladas, por la necesidad de conocer el lenguaje y funcionamiento de Matlab. Para solucionar esta situación se ha decidido diversificar el acceso a las herramientas por dos vías alternativas: mediante la interfaz estándar de Matlab y mediante un acceso Web. Así pues, se ha programado una Web, [66-69], que permite acceder a las principales aplicaciones: simulación, identificación y diagnóstico de dispositivos y sistemas fotovoltaicos

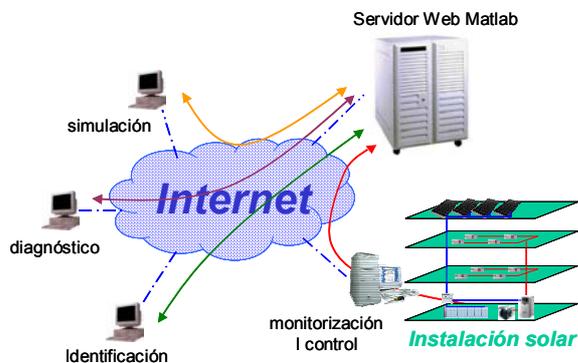


Figura 5.7.1-1 Escenario general del entorno de trabajo mediante acceso remoto

Esta interfaz tiene una característica adicional muy relevante: permite independizar la realización de los cálculos matemáticos de la ubicación tanto del usuario que los realiza, como de la instalación bajo análisis. Tan solo es necesario que exista una conexión ya sea por red de área local como vía Internet. La figura 5.7.1-1 refleja este escenario de trabajo. En ella se observa como, mediante la utilización de un servidor central, varias estaciones remotas de trabajo pueden utilizar las herramientas propuestas hasta ahora para el estudio de una instalación fotovoltaica.

Esta interfaz proporciona, además, numerosas ventajas adicionales: al utilizar un servidor central se pueden estudiar tantas instalaciones fotovoltaicas, por tantos usuarios como sea necesario, simultáneamente. Al ubicar todos los modelos en el servidor central, se independiza a los usuarios de su actualización, se proporciona privacidad en los modelos, se reducirá en el coste de los equipos, etc.

A continuación se detalla la interfaz Web de usuario, el protocolo de acceso remoto utilizado y los resultados obtenidos.

5.7.2 Protocolo de acceso remoto

Una vez planteado el escenario trabajo, se aborda el protocolo de comunicaciones utilizado entre los usuarios y el servidor central. Este se puede dividir en tres grandes etapas: en primer lugar se realiza un intercambio de mensajes entre cliente y servidor para establecer la aplicación a ejecutar y los datos de entrada. En segundo lugar, el servidor realiza los cálculos necesarios y obtiene un banco de resultados. Finalmente, estos resultados son enviados al cliente, vía Web y correo electrónico, pudiendo ser presentados por pantalla, almacenados en disco y analizados por el usuario.

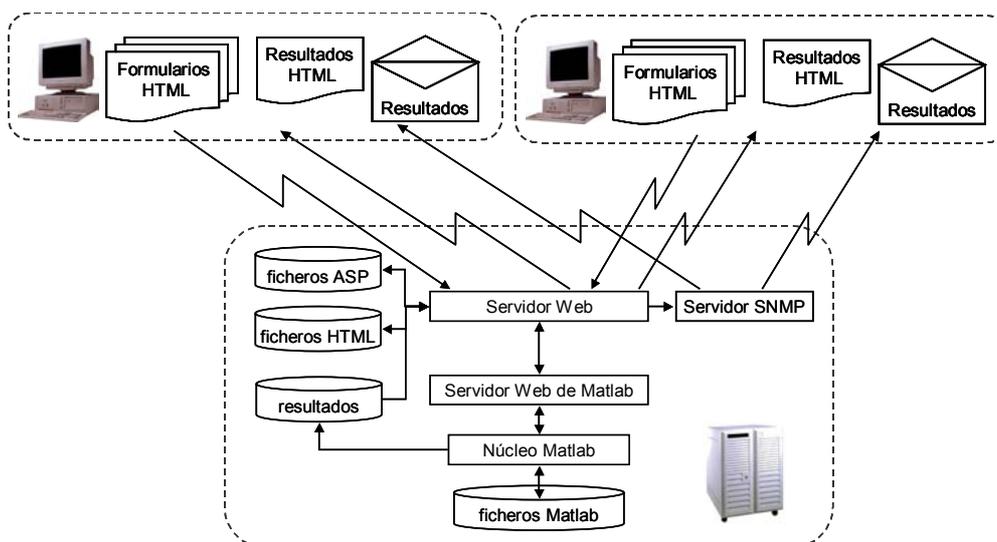


Figura 5.7.2-1 Protocolo de acceso remoto

El protocolo de acceso remoto se sintetiza en la figura 5.7.2-1. Inicialmente, se establece un enlace, mediante un navegador de Internet cualquiera, entre la *estación de trabajo* y el

servidor central del sistema. El navegador accede mediante HTTP a la Web de entrada, donde se llevará a cabo la autenticación de seguridad y la selección de la tarea a realizar. Para ello, el *servidor Web* ejecuta el código ASP de la base de datos, generando los formularios necesarios y enviándolos insertados en HTML a la *estación remota*. Si se autoriza el acceso y la tarea, como resultado de los datos devueltos, el *servidor Web* envía esta información al *servidor Web de Matlab*. Nótese que hasta este punto solo se han intercambiado mensajes entre la *estación de trabajo* y el *servidor central*, pero todavía no se ha realizado ningún cálculo.

Una vez el *servidor Web de Matlab* dispone de la información necesaria, ejecuta la función correspondiente, de las librerías desarrolladas, en el *núcleo de Matlab*. Este realiza los cálculos necesarios y genera los resultados. Estos resultados están formados por ficheros de texto (con los valores de tensión, corriente, parámetros, etc) e imágenes JPEG de las graficas. En este punto el *núcleo de Matlab* comunica al *servidor Web de Matlab* la finalización de los cálculos y los resultados. Acto seguido el *servidor Web de Matlab* redirecciona esta información al *servidor Web*. Obsérvese que el *servidor Web de Matlab* simplemente hace de enlace entre el *núcleo de Matlab* y el *servidor Web*. En esta fase del proceso, no se intercambia información entre el *sistema central* y la *estación remota*. Ahora bien, existe la posibilidad de que el *servidor Web* y *Matlab* estén ubicados en ordenadores distintos, con lo que se establecería una comunicación independiente entre ambos.

Cuando el *servidor Web* recibe la notificación de que la tarea se ha llevado a cabo, realiza dos acciones paralelamente. Por un lado, genera los ficheros HTML con los resultados, numéricos y/o gráficos, y los envía a la *estación remota*. En ella, el navegador Web mostrará por pantalla el resultado de la tarea y permitirá almacenar la información. Por otro, elabora un correo electrónico y lo envía a un *servidor SNMP*, con la dirección de correo especificada en el formulario inicial, con copia al administrador del sistema. De esta forma, los resultados pueden almacenarse fácilmente para un análisis detallado posterior, tanto por parte del usuario remoto como por el administrador del sistema. Nótese que al utilizar código ASP, que se ejecuta en el *servidor Web*, y enviar los datos por correo electrónico, se ofrece la posibilidad de que la estación remota solicite la tarea y se desconecte temporalmente de la red; pues los datos los recibirá por correo electrónico la próxima vez que se conecte.

5.7.3 Programación de la interfaz Web

La interfaz Web diseñada se ha realizado utilizando tres lenguajes de programación: HTML, ASP y Matlab. Mediante HTML se ha creado el entorno de navegación Web, el intercambio de formularios y la presentación de resultados. ASP ha aportado la creación y procesado de los formularios, el mantenimiento del registro de análisis, la gestión de la ocupación del disco duro y el envío del correo electrónico. Finalmente, Matlab ha aportado el enlace con HTML y ASP, la exportación de los resultados a ficheros de texto e imagen y la realización de los cálculos necesarios. Nótese que mientras el código HTML se procesa en el cliente, el código ASP y Matlab se ejecuta en el servidor. Esta distribución de la carga de trabajo permite equilibrar el rendimiento de los equipos y minimizar el tráfico por la red.

Como resultado, se ha creado una interfaz que permite el acceso a las principales aplicaciones desarrolladas. La figura 5.7.3-1 muestra la Web que visualizará el navegador. El área de trabajo se ha dividido en tres zonas: la zona lateral izquierda presenta el sistema de menús principal, la zona superior ofrece las opciones disponibles por el usuario y la zona central contiene la información principal de cada aplicación. La interfaz dispone de un tutorial y ayuda en línea, figura (b), que facilitan la utilización de las distintas aplicaciones desarrolladas.



Figura 5.7.3-1 Página principal (a) y tutorial en línea (b) de la interfaz Web.

Cuando un usuario solicita el acceso a una de las aplicaciones se inicia el intercambio de mensajes descrito en la figura 5.7.2-1, siendo el proceso completamente transparente al usuario. El usuario debe introducir sus datos personales, una dirección de correo electrónico de contacto y los datos de entrada necesarios para la tarea a realizar. La figura 5.7.3-2 muestra un ejemplo de las páginas de solicitud de datos y presentación de resultados programadas. La página de obtención de datos muestra la información general

sobre la tarea, el dispositivo o sistema, así como el formulario de entrada, figura 5.7.3-2(a). Una vez el servidor ha realizado los cálculos envía los resultados a la interfaz. Estos aparecen como iconos que hacen referencia a ficheros de texto e imágenes. El volumen de datos a enviar se ha procurado reducir al mínimo para no congestionar la red. Las imágenes, correspondientes a las gráficas resultantes, se codifican mediante el algoritmo JPEG, obteniéndose ficheros del orden de los 60Kbytes con alta calidad. Los ficheros de texto no se comprimen, pues su tamaño es muy reducido, del orden de 5Kbytes. Este volumen de datos ya permite proporcionar una referencia sobre el tiempo necesario para la transmisión de toda la información relacionada con cada tarea. En el caso de disponer de una red de área local el tiempo será despreciable. En cambio, si se accede mediante una conexión telefónica convencional, con un modem comercial a 56Kbits/s, la transmisión se puede prolongar hasta alrededor de un minuto.



Figura 5.7.3-2 Páginas de obtención del formulario y presentación de los resultados de la interfaz Web

Nótese que el hecho de enviar un correo, con todos los datos realizados por el servidor, a la dirección de correo especificada por el usuario permite que éste no tenga que esperar a que se completen los cálculos y se transmitan los resultados, vía HTTP. Puede simplemente solicitar la ejecución de una tarea y desconectarse de la red. Posteriormente, e incluso desde otra red, puede recoger los resultados de su servidor de correo.

5.8 Bibliografía

5.8.1 Identificación de sistemas

- [1] Weidong Cai; Dagan Feng; Fulton, R., "A fast algorithm for estimating FDG model parameters in dynamic PET with an optimised image sampling schedule and corrections for cerebral blood volume and partial volume", Engineering in Medicine and Biology Society, 1998. Proceedings of the 20th Annual International Conference of the IEEE , Volume: 2 , 1998, pp. 767 -770 vol.2
- [2] Hummel, S.F.; Kimelman, D.; Schonberg, E.; Tennenhouse, M.; Zernik, D., "Using program visualization for tuning parallel-loop scheduling", IEEE Concurrency [see also IEEE Parallel & Distributed Technology] , Volume: 5 Issue: 1 , Jan.-March 1997, pp. 26 -40
- [3] Begovic, M.; Ropp, M.; Rohatgi, A.; Durand, S.; Rosenthal, A., "Monitoring and data acquisition for a large roof-mounted photovoltaic array", Southeastcon '97. Engineering new New Century., Proceedings. IEEE , 1997, pp. 298 -300
- [4] Song, J.; Nassiri, A.; Daly, R., "A beamline design and data acquisition with the 20-MeV, 20-ps electron beam for the higher-order mode studies of the APS SR-RF cavities", Particle Accelerator Conference, 1993., Proceedings of the 1993 , 1993, pp. 2142 -2144 vol.3
- [5] Rannels, J.E., "Outlook for the US PV research program and implications for terrestrial systems and applications", Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE , 2000, pp. 1736 -1739
- [6] Atmaram, G.H.; Marion, B.; Herig, C., "First year performance of a 15 kWp amorphous silicon photovoltaic system", Energy Conversion, IEEE Transaction on , Volume: 5 Issue: 2 , June 1990, pp. 290 -298
- [7] Van der Linden, L.P.; Goos, W.; Swenne, C.A., "A computer system for the analysis of left ventricular pressure and volume", Computers in Cardiology, 1988. Proceedings. , 1989, pp. 501 -504
- [8] Nakanishi, F.; Ikegami, T.; Ebihara, K.; Kuriyama, S.; Shiota, Y., "Modeling and operation of a 10 kW photovoltaic power generator using equivalent electric circuit method", Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE , 2000, pp. 1703 -1706
- [9] Marwali, M.K.C.; Maricar, N.M.; Shrestha, S.K., "Battery capacity tests evaluation for stand-alone photovoltaic systems", Power Engineering Society Winter Meeting, 2000. IEEE , Volume: 1 , 2000, pp. 540 -545 vol.1
- [10] Power Engineering Society Winter Meeting, 2000. IEEE , Volume: 4 , 2000, "2000 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.00CH37077)".

5.8.2 Diagnóstico de sistemas fotovoltaicos

- [11] J.C. Hernández and G. Almonacid, *"Development of fault detection system in PV installation"*, 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna, pp. 2131-2134, July 1998
- [12] R. Kaiser, V. Schacht, H. Laukamp, S. Seitz, P. Schweizer-Ries, *"A systematic Approach to Supervision and Fault Diagnostics of Grid-Connected PV Systems"*, 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna, pp. 2040-2044, July 1998.
- [13] Bower, W.; Wiles, J., *"Investigation of ground-fault protection devices for photovoltaic power system applications"*, Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE, pp. 1378 -1383, 2000
- [14] Laukamp, H., *"The new German electric safety standard for residential PV systems"*, Photovoltaic Specialists Conference, 1996., Conference Record of the Twenty Fifth IEEE, pp. 1405 –1408, 1996
- [15] Bower, W.I.; Wiles, J.C., *"Analysis of grounded and ungrounded photovoltaic systems"*, Photovoltaic Energy Conversion, 1994., Conference Record of the Twenty Fourth. IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 1994 IEEE First World Conference on , Volume: 1 , 1994, pp. 809 -812 vol.1
- [16] Xiaofeng Zhang; Soudi, F.; Shirmohammadi, D.; Cheng, C.S., *"A distribution short circuit analysis approach using hybrid compensation method"*, Power Systems, IEEE Transactions on , Volume: 10 Issue: 4, pp. 2053 -2059, Nov. 1995
- [17] Stellbogen, D., *"Use of PV circuit simulation for fault detection in PV array fields"*, Photovoltaic Specialists Conference, 1993., Conference Record of the Twenty Third IEEE, pp. 1302 -1307, 1993
- [18] Gianuzzi, V.; Merani, F., *"Using PVM to implement a distributed dependable simulation system"*, Parallel and Distributed Processing, 1995. Proceedings. Euromicro Workshop on , 1995, pp. 529 -535
- [19] Boumans, J.H.; Schoen, A.J.N.; Verhoeven, S.A.M., *"Test facilities and safety regulations for rooftop mounted and grid-connected PV systems"*, Photovoltaic Energy Conversion, 1994., Conference Record of the Twenty Fourth. IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 1994, 1994 IEEE First World Conference on , Volume: 1 , 1994, pp. 1024 -1027 vol.1
- [20] Quintana, M.A.; King, D.L.; Hosking, F.M.; Kratochvil, J.A.; Johnson, R.W.; Hansen, B.R.; Dhere, N.G.; Pandit, M.B., *"Diagnostic analysis of silicon photovoltaic modules after 20-year field exposure"*, Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE , 2000, pp. 1420 -1423
- [21] Bower, W.; Wiles, J., *"Investigation of ground-fault protection devices for photovoltaic power system applications"*, Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE , 2000, pp. 1378 -1383

- [22] Ropp, M.E.; Begovic, M.; Rohatgi, A., "Analysis and performance assessment of the active frequency drift method of islanding prevention", Energy Conversion, IEEE Transaction on , Volume: 14 Issue: 3 , Sept. 1999, pp. 810 -816
- [23] Wiles, J.C.; King, D.L., "Blocking diodes and fuses in low-voltage PV systems", Photovoltaic Specialists Conference, 1997., Conference Record of the Twenty-Sixth IEEE , 1997, pp. 1105 -1108
- [24] Wills, R.H.; Hall, F.E.; Strong, S.J.; Wohlgemuth, J.H., "The AC photovoltaic module", Photovoltaic Specialists Conference, 1996., Conference Record of the Twenty Fifth IEEE , 1996, pp. 1231 –1234
- [25] H. Haeberlin and J.Graf, "Islanding of Grid-connected PV Inverters: Test Circuits and some Test Results", 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna, pp. 2020-2023, July 1998
- [26] A. R. Wilshaw, R. Oldach and B.Rouviere, "Guarantee of solar results: development of fault diagnostic software for stand-alone PV systems", 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna, pp. 3198-3201, July 1998
- [27] Ellison, T., "Non-contacting PV capacitive diagnostic (PVCD) system for real-time in-situ analysis, QA/QC, and optimization", Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE , 2000, pp. 732 -735

5.8.3 Sensor de batería

Determinación del SOC/LOE y SOH

- [28] Alvin J. Salkind, Craig Fennie, Pritpal Singh, Terril Atwater, David E. Reisner, "Determination of state-of-charge and state-of-health of batteries by fuzzy logic methodology", Journal of Power Sources 80, pp. 293-300, 1999
- [29] Shalini Rodrigues, N. Munichandraiah, A. K. Shukla, "A review of state-of-charge indication of batteries by means of a.c. Impedance measurements", Journal of Power Sources 87, pp. 12-20, 2000
- [30] Langan, P.E., "Battery cell analysis via changes in the slope of the "as-found" data to identify marginal capacity cells", Telecommunications Energy Conference, 2000. INTELEC. Twenty-second International , pp. 356 -360, 2000
- [31] Rosolem, M.; Beck, R.F.; Ribeiro, M.G., Jr., "Evaluation tools for batteries employed in outdoor cabinets. An experience of a Brazilian telecom company", Telecommunications Energy Conference, 2000. INTELEC. Twenty-second International, pp. 479 -483, 2000
- [32] J.B. Copetti, F. Chenlo and E. Lorenzo, "Comparison between charge and discharge batteries models and real data for PV applications", 11th E.C. Solar Energy Conference, Montreux, Switzerland, pp. 1131-1134, 12-16 October 1992

[33] J.B. Copetti, F. Chenlo, "Internal resistance characterization of lead-acid batteries for PV rates", 11th E.C. Solar Energy Conference, Montreux, Switzerland, pp. 1116-1119, 12-16 October 1992

Medidas de impedancia

[34] Kozlowski, J.D., "A novel online measurement technique for AC impedance of batteries and other electrochemical systems", The Sixteenth Annual Battery Conference, Applications and Advances, pp. 257 -262, 2001

[35] S. L. DeBardelaben, "A look at the impedance of a cell", 10th International Telecommunication Energy Conference INTELEC 88, pp. 394-397, 1988

[36] Champlin, K.S.; Bertness, K., "Discrete frequency immittance spectroscopy (DFIS/sup TM/) - A new technique for battery instrumentation", The Sixteenth Annual Battery Conference on Applications and Advances, pp. 111 -116, 2001

[37] Langan, P.E., "The art of impedance testing", Cement Industry Technical Conference, 1999. Conference Record. 1999 IEEE-IAS/PCA, pp. 121 -129, 1999

[38] Kniveton, M.; Harrison, A.I., "Impedance/conductance measurements as an aid to determining replacement strategies", Telecommunications Energy Conference, 1998. INTELEC. Twentieth International, pp. 297 -301, 1999

[39] Kurisawa, I.; Iwata, M., "Internal resistance and deterioration of VRLA battery-analysis of internal resistance obtained by direct current measurement and its application to VRLA battery monitoring technique", Telecommunications Energy Conference, 1997. INTELEC 97., 19th International, pp. 687 -694, 1997

5.8.4 Red de monitorización

[40] Benghanem, M.; Maafi, A., "Data acquisition system for photovoltaic systems performance monitoring", Instrumentation and Measurement, IEEE Transactions on, Volume: 47 Issue: 1, Feb. 1998, pp. 30 -33

[41] Vucetic J., Kline P., "Signal monitoring system for wireless network operation and management", Telecommunications Symposium, 1998. ITS '98 Proceedings. SBT/IEEE International, pp. 296 -300 vol.1, 9-13 Aug 1998

[42] Gao R.X., Hunerberg P., "Design of a CDMA-based wireless data transmitter for embedded sensing", Instrumentation and Measurement, IEEE Transactions on, Volume: 51 Issue: 6, pp. 1259 -1265, Dec 2002

[43] Vucetic J., Kline P., "Signal monitoring system for wireless network operation and management", Telecommunications Symposium, 1998. ITS '98 Proceedings. SBT/IEEE International, pp. 296 -300 vol.1, 9-13 Aug 1998

- [44] Xu S., Saadawi T, "Does the IEEE 802.11 MAC protocol work well in multihop wireless ad hoc networks? ", IEEE Communications Magazine , Volume: 39 Issue: 6 , pp. 130 -137, Jun 2001
- [45] Toh C.-K., Delwar M., Allen, D., "Evaluating the communication performance of an ad hoc wireless network ", Wireless Communications, IEEE Transactions on , Volume: 1 Issue: 3 , pp. 402 –414, Jul 2002

5.8.5 Políticas de control

- [46] A. Moreno, J. Julve, S. Silvestre and L. Casteñer, "A new load dispatch strategy for stand alone PV systems", 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Glasgow, UK, pp. 2606-2607, May 2001
- [47] Moreno, A.; Julve, J.; Silvestre, S.; Castañer, L., "A fuzzy logic controller for stand alone PV systems", Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE , 2000, pp. 1618 –1621
- [48] J. Monedero, P. Valera, D. Baussou, A. Lugo, A. Sánchez, M. P. Friend, M. Cendagorta, F. Dobón Giménez, "Stationary battery control for PV applications", 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Glasgow, UK, pp. 2546-2548, May 2001
- [49] E. Michel, V. Bayetti, B. Monvert, P. Lagarde, S. McCarthy, N. Vela, M. Alonso, P. Lenain and M. Marchand, "New battery charge control for PV Systems ", 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Glasgow, UK, pp. 2467-2469, May 2001. F. A. Himmeltoss, A. Laimer and A. Brock, "Microcontroller solar battery charger", 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna, pp. 3127-3130, July 1998
- [50] N. Vela, F. Fabero, J. Cuenca, F. Chenlo and M. Alonso-Abella, "PV battery tests to improve charge control strategies", 14th European Photovoltaic solar Energy Conference, Barcelona, pp. 1688-1691, July 1997
- [51] Hans-Georg Puls, Dirk Uwe Sauer, "Optimisation of Stand Alone PV System Design and Control Strategy", Eurosun'96, Freiburg, pp. 813-818, 1996
- [52] R. Kaiser, A. Armbruster, G. Bopp, M. Rehm, J. Zuckschwerdt, "Control Strategies for Photovoltaic Systems", Eurosun'96, Freiburg, pp. 732-738, 1996
- [53] Shimizu, T.; Hirakata, M.; Kamezawa, T.; Watanabe, H., "Generation control circuit for photovoltaic modules", Power Electronics, IEEE Transactions on , Volume: 16 Issue: 3 , May 2001, pp. 293 -300
- [54] Yeong-Chau Kuo; Tsorng-Juu Liang; Jiann-Fuh Chen, "Novel maximum-power-point-tracking controller for photovoltaic energy conversion system", Industrial Electronics, IEEE Transactions on , Volume: 48 Issue: 3 , June 2001, pp. 594 -601

- [55] Momoh, J.A.; Ofoli, A.R., "*Load management and control of the photovoltaic (PV) system using fuzzy logic*", Power Engineering, 2001. LESCOPE '01. 2001 Large Engineering Systems Conference on , 2001, pp. 184 -188
- [56] Chung, H.S.H.; Tse, K.K.; Hui, S.Y.R.; Mok, C.M., "*A novel maximum power point tracker for PV systems*", Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2001. APEC 2001. Sixteenth Annual IEEE , Volume: 1 , 2001, pp. 321 -327 vol.1
- [57] Al-Amoudi, A.; Zhang, L., "*Application of radial basis function networks for solar-array modelling and maximum power-point prediction*", Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings- , Volume: 147 Issue: 5 , Sept. 2000, pp. 310 -316
- [58] Irisawa, K.; Saito, T.; Takano, I.; Sawada, Y., "*Maximum power point tracking control of photovoltaic generation system under non-uniform insolation by means of monitoring cells*", Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE , 2000, pp. 1707 -1710
- [59] Zahran, M.; Hanafy, A.; Mahgoub, O.; Kamel, M., "FLC based photovoltaic battery diesel hybrid system management and control", Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE , 2000, pp. 1607 -1610
- [60] Mahmoud, A.M.A.; Mashaly, H.M.; Kandil, S.A.; El Khashab, H.; Nashed, M.N.F., "*Fuzzy logic implementation for photovoltaic maximum power tracking*", Robot and Human Interactive Communication, 2000. RO-MAN 2000. Proceedings. 9th IEEE International Workshop on , 2000, pp. 155 -160
- [61] Sanidad, L.; Parsons, R.; Baghzouz, Y.; Boehm, R., "*Effect of on/off charge controller on stand-alone PV system performance*", Energy Conversion Engineering Conference and Exhibit, 2000. (IECEC) 35th Intersociety , Volume: 2 , 2000, pp. 1497 -1501 vol.2
- [62] Yonezawa, H.; Shimato, T.; Tsukada, M.; Matsuno, K.; Iyoda, I.; Paserba, J.J.; Reed, G.F., "*Study of a STATCOM application for voltage stability evaluated by dynamic PV curves and time simulations*", Power Engineering Society Winter Meeting, 2000. IEEE , Volume: 2 , 2000, pp. 1471 -1476 vol.2
- [63] Li Wang; Ying-Hao Lin, "*Dynamic stability analyses of a photovoltaic array connected to a large utility grid*", Power Engineering Society Winter Meeting, 2000. IEEE , Volume: 1 , 2000, pp. 476 -480 vol.1
- [64] Li, S.; Tomsovic, K.; Hiyama, T., "*Load following functions using distributed energy resources*", Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE , Volume: 3 , 2000, pp. 1756 -1761 vol. 3
- [65] Dalbon W., Roscia M., Zaninelli D., "*Hybrid photovoltaic system control for enhancing sustainable energy* ", Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE, Volume: 1, pp. 134 -139 vol.1, 2002

5.8.6 Acceso remoto

- [66] Johannes Brugmann, Albrecht Dref, Frank Kohlmann, Gisbert Markert and Ingo Romey, "Energetic and economic design and simulation of autonomous photovoltaic plants via internet", 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna, pp. 1997-2000, July 1998
- [67] Hofmann, P.; Ruffler, D.; Rebensburg, M.; Simenonv, P., " @INGate: integrating telephony and Internet", Protocols for Multimedia Systems - Multimedia Networking, 1997. Proceedings., IEEE Conference on, pp. 261 -264, 1997
- [68] Wallace, W.L.; Tsuo, Y.S., "Photovoltaics for rural electrification in the People's Republic of China", Photovoltaic Specialists Conference, 1997., Conference Record of the Twenty-Sixth IEEE, pp. 1277 –1280 , 1997
- [69] Wallace, W.L.; Tsuo, Y.S., "Sino/American cooperation for PV development in the People's Republic of China", Photovoltaic Specialists Conference, 1996., Conference Record of the Twenty Fifth IEEE, pp. 1393 –1395, 1996

5.8.7 Publicaciones generadas

Identificación de parámetros

- [70] S. Silvestre ,D. Guasch, P.Ortega and N.Navarro, "Adjust of Solar Cell Model Parameters based in MATLAB", Conferencia de Dispositivos Electrónicos (CDE ' 03), Calella de la Costa, Spain, February 2003.
- [71] S.Silvestre, A.Fontquerni, D.Guasch, A.Moreno, J.Julve, y L.Castañer, "Modelado, Simulación y extracción de parámetros de baterías en sistemas fotovoltaicos", Seminario Anual de Automática, Electrónica Industrial e Instrumentación (SAAEI ' 00), Terrassa, pp. 561-563, September 2000
- [72] D. Guasch, S. Silvestre, "Dynamic Battery Model for Photovoltaic Applications", Progress in Photovoltaics: Research and Applications, (in press), (DOI:10.1002/pip.480),2003

Diagnóstico

- [73] D.Guasch, S. Silvestre, R. Calatayud, "Diagnóstico de sistemas fotovoltaicos mediante detección automática de las causas de fallo", XI Congreso Ibérico - VI Congreso IberoAmericano de Energia Solar, Vilamoura, Portugal, pp 169, October 2002.
- [74] D.Guasch, S.Silvestre and R.Calatayud, " Automatic Failure and loss detection in photovoltaic systems ", 3rd World conference on PV energy conversion, WCPEC-3, Osaka, Japan, May 2003

Patentes

- [75] D. Guasch, C. Borrego, J. Fontanilles, *"Sistema, implementado por ordenador, para simular situaciones de cortocircuito en arquitecturas eléctricas y electrónicas en automoción, con dos niveles de tensión diferenciados"*, PCT/ES00/00327, August 2000
- [76] D. Guasch, J. Giró, J. Bigorra, J. Samitier, M. Puig, *"Método para medida dinámica del estado de salud y de carga de la batería de un vehículo y dispositivo para su puesta en práctica"*, PCT/ES99/00414, December 1999
- [77] D. Guasch, J. Giró, J. Bigorra, J. Samitier, M. Puig, *"Conjunto modular conectable a una batería de un vehículo para supervisión de su estado y protección del sistema eléctrico de dicho vehículo"*, PCT/ES00/00393, October 2000

6 Conclusiones

Recapitulando hasta los objetivos planteados en la introducción, en la presente tesis doctoral se pretendía desarrollar un sistema integral de simulación, diagnóstico, monitorización y control de instalaciones fotovoltaicas. A lo largo de los capítulos se han ido planteando estructuradamente las motivaciones, problemas y soluciones a los retos iniciales. A modo de síntesis, a continuación se resumen los principales logros y conclusiones alcanzados.

Quizás una de las conclusiones más claras es la potencia y flexibilidad que aporta Matlab/Simulink al entorno de trabajo. La eficacia de los algoritmos de cálculo, la gran cantidad de librerías matemáticas disponibles y la facilidad en su utilización han permitido entrelazar un conjunto de funciones para formar modelos de dispositivos y sistemas junto con algoritmos estadísticos. La posibilidad de enlazar Matlab con un servidor web estándar ha facilitado tanto disponer de una interfaz estándar como habilitar el acceso remoto a las aplicaciones y proporcionar seguridad y confidencialidad.

Otro logro importante es la obtención del nuevo modelo de batería orientado hacia sistemas dinámicos. Este modelo se basa en el circuito eléctrico equivalente de la batería, resolviendo los problemas de discontinuidades. Introduce además el concepto de nivel de energía, complementario al de estado de carga tradicional.

Junto con el modelo de la batería, se han planteado los modelos de los paneles solares, reguladores de carga, inversores, convertidores continua-continua, controlador para conexión a red eléctrica y resistencias de pérdidas. Los cuales se han organizado en un conjunto de arquitecturas con el fin de caracterizar la mayor parte de sistemas fotovoltaicos tradicionales: sistemas flotantes, autónomos, conectados a red, etc.

Una vez obtenidos los modelos, se han Integrado en un banco de librerías de Matlab/Simulink, contrastando su comportamiento sistemáticamente respecto ensayos

empíricos realizados en laboratorio de sistemas fotovoltaicos. La precisión conseguida, con errores medios por debajo del 5% en todos los casos, se considera suficiente y adecuada para el entorno de trabajo.

La utilización combinada de los modelos de dispositivos y sistemas con el método de extracción automática de parámetros Levenberg-Marquardt ha demostrado ser una eficaz herramienta para el análisis de sistemas, permitiendo caracterizar y diagnosticar instalaciones fotovoltaicas. Se abren, pues nuevas vías en la gestión de sistemas, ya que utilizando el concepto de parametrizar el problema a solventar es posible afrontar con éxito aquellas situaciones en las que se ven involucradas varias variables dependientes entre si.

La aplicación de la identificación de sistemas permite adaptar un modelo genérico a la realidad de un dispositivo o sistema específico. Combinada con la monitorización de una instalación fotovoltaica forman la plataforma sobre la que se fundamenta el diagnóstico de sistemas. Se ha demostrado como a partir de las premisas de minimizar el número de variables a sensar y utilizar algoritmos de extracción automática de parámetros es posible determinar estadísticamente la causa más probable de fallo en una instalación. Esta aplicación precisa de un potente ordenador para llevar a cabo los cálculos, si se requiere un sistema en tiempo real, pero permite optimizar el coste de la gestión y aumentar la fiabilidad de una instalación.

La política de control propuesta optimiza el rendimiento de la instalación fotovoltaica, ya que reduce el flujo de corriente al estrictamente necesario, aumentando la seguridad y retrasando el envejecimiento de cableados y dispositivos, y maximiza la carga de las baterías, reduciendo la probabilidad de pérdida de carga en el sistema. Es una consecuencia lógica surgida del modelo de batería y se considera fácilmente integrable en equipos comerciales.

La importancia de disponer del modelo de batería se justifica de nuevo en el planteamiento del sensor de batería. Este sensor combina la técnica de sensado mediante un divisor de corriente, para minimizar interferencias, con el conocimiento sobre la correlación entre impedancia, tensión, corriente, temperatura, nivel de energía y estado de salud que aporta el nuevo modelo. Disponer de un sensor preciso para determinar el nivel de energía y estado de salud de las baterías aumenta la fiabilidad de las instalaciones y permite optimizar el diseño de nuevas instalaciones fotovoltaicas.