

Universidad de Huelva

Departamento de Ingeniería Electrónica, de Sistemas
Informáticos y Automática



Contribuciones al diseño y optimización de sistemas renovables de potencia basados en energía fotovoltaica y conversión energética de hidrógeno

Memoria para optar al grado de doctor
presentada por:

Manuel Jesús Vasallo Vázquez

Fecha de lectura: 24 de febrero de 2011

Bajo la dirección del doctor:

José Manuel Andújar Márquez

Huelva, 2011

ISBN: 978-84-15147-54-1

D.L.: H 62 - 2011



Departamento de Ingeniería Electrónica, de Sistemas
Informáticos y Automática

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Tesis Doctoral

**Contribuciones al Diseño y Optimización de
Sistemas Renovables de Potencia basados en
Energía Fotovoltaica y Conversión Energética de
Hidrógeno**

Autor : Manuel Jesús Vasallo Vázquez

Director : Dr. José Manuel Andújar Márquez

Huelva, Enero de 2011

D. José Manuel Andújar Márquez, Catedrático de Ingeniería de Sistemas y Automática de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de la Universidad de Huelva,

CERTIFICA:

Que D. Manuel Jesús Vasallo Vázquez, Ingeniero Industrial, ha realizado, bajo mi dirección, y dentro del programa de doctorado **Ingeniería de Control, Informática y Electrónica**, el trabajo de investigación correspondiente a su Tesis Doctoral titulado:

**Contribuciones al Diseño y Optimización de Sistemas Renovables
de Potencia basados en Energía Fotovoltaica y Conversión
Energética de Hidrógeno**

Revisado el presente trabajo, estimo que puede ser presentado al Tribunal que ha de juzgarlo.

Y para que conste a efectos de lo establecido por la Normativa Reguladora del título de Doctor de la Universidad de Huelva, autorizo la presentación de este trabajo en la Universidad de Huelva.

Huelva, a 11 de enero de 2011

Director:

Dr. José Manuel Andújar Márquez

Doctorando:

Manuel Jesús Vasallo Vázquez

Agradecimientos

A mis padres y hermanas por su apoyo y ánimo.

Al director de esta Tesis, José Manuel Andújar, por su asesoramiento y medios facilitados.

Al profesor Juan Manuel Tomé por sus recomendaciones en el diseño del Laboratorio de Hidrógeno.

A los técnicos de laboratorio, Ramón González y Manuel Roque González, por su esfuerzo en los trabajos de ejecución del Laboratorio de Hidrógeno.

Al profesor José Bravo por su ayuda en algunos aspectos matemáticos de la Tesis.

A los profesores Gonzalo Aranda, Antonio Javier Barragán y Manuel Maestre por su orientación en la elaboración del documento de Tesis.

A mis compañeros Arturo Aquino, José Carpio, Diego Marín, Tomás Mateo y Nieves Pavón por permitirme disfrutar de un ambiente agradable en el trabajo.

Finalmente, a mis amigos Antonio Baz y Rodrigo León por su ánimo e interés en el avance de este trabajo.



A mi tía Pilar

Índice general

1	Planteamiento general de la Tesis	1
1.1	Resumen de la Tesis	3
1.2	Rendimiento científico de la Tesis	13
2	Revisión del estado del arte	17
2.1	El problema energético	18
2.1.1	Energías nuclear y renovable como soluciones al problema energético .	20
2.1.2	El hidrógeno como alternativa al problema energético	25
2.2	Generación distribuida	27
2.3	Sistemas híbridos de generación eléctrica estacionaria	30
2.3.1	Sistemas híbridos aislados	33
2.3.2	Dimensionado de sistemas híbridos aislados	35
2.4	Sistemas fotovoltaicos	38
2.4.1	Introducción	38
2.4.2	Baterías	41
2.4.3	Baterías para instalaciones fotovoltaicas y sus reguladores de carga .	46
2.5	Paralelizado de convertidores CC/CC	50
2.5.1	Técnicas para el reparto equitativo de la carga en convertidores en paralelo	52
2.5.2	Paralelizado de convertidores en sistemas fotovoltaicos	58
2.6	Tecnologías de hidrógeno	61
2.6.1	Producción de hidrógeno	61

2.6.2	Almacenamiento de hidrógeno	66
2.6.3	Pilas de combustible	68
2.6.4	Sistemas híbridos basados en pilas de combustible	70
2.7	Sistemas de alimentación ininterrumpida	77
2.7.1	Tecnologías de las fuentes de potencia para el respaldo en los sistemas SAI	77
2.7.2	Comparación de la pila de combustible con las tecnologías convencionales	79
2.7.3	Distintas alternativas para sistemas SAI basados en pilas de combustible	81
3	Metodología para optimizar el dimensionado de sistemas fotovoltaicos aislados usando convertidores CC/CC en paralelo	83
3.1	Introducción	83
3.2	Descripción del sistema fotovoltaico bajo estudio	85
3.3	Análisis de ahorro energético	86
3.3.1	Localizaciones	86
3.3.2	Obtención de la potencia FV generada a partir de la radiación solar horaria	87
3.3.3	Algoritmo de simulación desarrollado	88
3.3.4	Simulaciones	89
3.4	Mejora del dimensionado de sistemas fotovoltaicos aislados mediante el paralelizado de convertidores CC/CC	92
3.4.1	Herramienta de dimensionado	92
3.4.2	Algoritmo para incluir convertidores CC/CC en el dimensionado . . .	97
3.5	Resultados	101
3.5.1	Mejora en el tamaño del banco de baterías	101
3.5.2	Mejora en el dimensionado completo del sistema fotovoltaico	103
3.6	Conclusiones	105
4	Metodología para el dimensionado de sistemas híbridos de potencia formados por pilas de combustible y baterías aplicados a sistemas de alimentación ininterrumpida	107
4.1	Introducción	107
4.2	Descripción del sistema de potencia bajo estudio	111

4.3	Metodología	114
4.3.1	Paso 1: selección del tamaño de la pila de combustible	114
4.3.2	Paso 2: definición de la estrategia de gestión de la energía	116
4.3.3	Paso 3: obtención del tamaño del tanque de hidrógeno	119
4.3.4	Paso 4: selección del tipo de batería y obtención del tamaño del banco	121
4.3.5	Paso 5: cálculo del coste del ciclo de vida del sistema de potencia . .	121
4.3.6	Método para obtener el tamaño del banco de baterías y el CAN total	123
4.4	Ejemplo de aplicación	127
4.4.1	Operación del sistema de potencia de respaldo	128
4.4.2	Datos de entrada	129
4.4.3	Resultados del dimensionado	132
4.5	Conclusiones	138
5	Diseño e implementación de un laboratorio flexible de producción, almacenamiento y conversión energética de hidrógeno. Adaptación a las normativas de seguridad	141
5.1	Introducción	141
5.2	Descripción del laboratorio	145
5.3	Medidas de prevención para la protección contra explosiones	146
5.4	Descripción de los equipos	154
5.5	Análisis de la compatibilidad entre los distintos equipos	159
5.5.1	Integración del electrolizador y los ocho cilindros de hidruros metálicos	159
5.5.2	Integración de las dos pilas y los ocho cilindros de hidruros metálicos	164
5.6	Diseño del cuadro de instrumentación	166
5.7	Conclusiones	170
6	Conclusiones y desarrollos futuros	173
A	Breve descripción de la herramienta HOMER	181
B	Tecnologías de almacenamiento de hidrógeno	197
C	Influencia de los procesos de dinámica rápida en el dimensionado llevado a cabo en el capítulo 3	201
D	Ejecución de algoritmos del capítulo 3	203

E	Sobre la estrategia de gestión de la energía desarrollada en el capítulo 4	205
F	Sistema electrónico de seguridad	213
	Índice de figuras	219
	Índice de tablas	223
	Bibliografía	225
	Índice alfabético	235

Planteamiento general de la Tesis

Esta Tesis forma parte del conjunto de Tesis que se han desarrollado con relación a los proyectos de investigación siguientes: proyecto I+D *Sistema generador de energía eléctrica autónomo, continuo y no contaminante* DPI 2007-62336¹, y proyecto de transferencia tecnológica *Diseño, desarrollo, construcción y pruebas de un sistema generador de energía eléctrica basado en pilas de combustible, integrado por un depósito de hidrógeno y un electrolizador para la producción del mismo*, financiado por la empresa Hynergreen Technologies S.A. El primer proyecto, recién finalizado, ha tenido por objeto la construcción de un sistema generador eléctrico autónomo cuya fuente primaria de energía es un sistema fotovoltaico y los elementos de almacenamiento energético son un sistema de hidrógeno y un banco de baterías. Los sistemas autónomos de generación eléctrica basados en energía renovable tienen su aplicación en lugares aislados en los que la instalación de una línea eléctrica es difícil y costosa. La utilización de energía fotovoltaica permite la independencia del suministro de combustible y la eliminación de emisiones contaminantes. Por otra parte, la utilización de un sistema de hidrógeno para el almacenamiento de energía (electrolizador + depósito de hidrógeno + pila de combustible) combinado con un banco de baterías, añade grados de libertad al diseño y dimensionado del sistema de generación eléctrica, permitiendo la búsqueda de mejores soluciones a partir de unos requisitos energéticos en la demanda y unas determinadas condiciones en el recurso solar. De esta manera, el banco de baterías se encarga del almacenamiento a corto plazo y el sistema de hidrógeno (de mayor densidad energética) del almacenamiento a largo plazo.

¹El proyecto antecesor que permitió iniciar al Grupo de Investigación en el sector de las fuentes de energía renovable en general y en el de las pilas de combustible en particular, fue el DPI 2005-01065 *Diseño de un sistema de propulsión controlado por lógica borrosa para un vehículo de emisión cero*.

Por otra parte, el objetivo del proyecto de transferencia tecnológica ha sido la construcción de un sistema de respaldo de potencia constituido por dos pilas de combustible, un banco de baterías y un sistema de generación y almacenamiento de hidrógeno. Este sistema de generación es una alternativa a los sistemas de respaldo tradicionales, a saber, baterías y/o generadores basados en motores térmicos. Las pilas de combustible presentan importantes ventajas respecto a las baterías y los generadores, ya que poseen una mayor vida útil y densidad energética que las baterías, son silenciosas y están exentas de emisiones contaminantes (si se emplean con hidrógeno producido de forma renovable) al contrario que los generadores. Por otro lado, la hibridación de pilas de combustible y baterías permite la búsqueda de modos de operación más eficientes, lo cual revierte en la optimización de tamaños y costes. Finalmente, la producción de hidrógeno *in situ* elimina la necesidad de suministro de hidrógeno, siendo una ventaja muy significativa en lugares de difícil acceso.

En el contexto de ambos proyectos, esta Tesis abarca las realizaciones siguientes:

1. Desarrollo de una metodología para optimizar el dimensionado de sistemas fotovoltaicos aislados usando convertidores CC/CC en paralelo. Los sistemas fotovoltaicos aislados suelen emplear un convertidor CC/CC entre el generador fotovoltaico y el banco de baterías con el fin de seguir el punto de máxima potencia, que es dependiente de las condiciones ambientales. Por otra parte, el paralelizado de convertidores permite reducir las pérdidas energéticas de esta etapa. En esta Tesis se desarrolla una metodología que permite trasladar este ahorro energético a una mejora en el dimensionado del sistema fotovoltaico aislado, y por tanto, al coste. En este sentido, la metodología permite seleccionar, bajo un criterio de coste mínimo, el tamaño del generador fotovoltaico, del banco de baterías y el número de convertidores CC/CC para satisfacer un determinado perfil de carga en unas determinadas condiciones de radiación solar.
2. Desarrollo de una metodología para el dimensionado de sistemas híbridos de potencia formados por pilas de combustible y baterías aplicados a sistemas de alimentación ininterrumpida. En este trabajo se propone, en primer lugar, el empleo de sistemas híbridos de potencia pila de combustible + baterías en los sistemas de respaldo de potencia. A diferencia de los sistemas de pila de combustible empleados generalmente en estos sistemas, en este trabajo el banco de baterías no sólo ejecuta funciones secundarias², sino que también contribuye a satisfacer la carga en estado estacionario. La

²Las pilas de combustible necesitan de forma obligada un relativamente pequeño sistema de almacenamiento

aplicación de esta estrategia híbrida en sistemas de alimentación ininterrumpida (SAI) permite disponer de más grados de libertad en busca de soluciones más económicas. En este sentido, en este trabajo también se plantea un nuevo problema de dimensionado de sistemas híbridos pilas de combustible + batería, donde el objetivo del sistema de potencia es la satisfacción de la demanda energética durante un tiempo de autonomía establecido a partir de estadísticas de las perturbaciones en la red eléctrica. Finalmente, se ha desarrollado una metodología para la resolución del problema anterior a partir de un perfil de carga conocido y un conocimiento estadístico de las perturbaciones eléctricas. Como resultado se obtiene, con un criterio de coste mínimo, el tamaño de la pila de combustible, del tanque de hidrógeno y del banco de baterías que son suficientes para alimentar la carga durante la presencia de perturbaciones eléctricas.

3. Diseño de un laboratorio flexible de producción, almacenamiento y conversión energética de hidrógeno. En este trabajo se diseña un sistema para la producción, almacenamiento y conversión energética de hidrógeno en base a equipos comerciales, y se describe la reforma llevada a cabo en el laboratorio que va a albergar³ dicho sistema para su adaptación a las normativas de seguridad. El sistema de hidrógeno está formado por un electrolizador alcalino, ocho cilindros de hidruros metálicos y dos pilas de combustible. Dicho sistema puede formar parte, entre otros, de un sistema de potencia aislado cuando se conecta el electrolizador a la fuente de energía renovable (ubicada en otro laboratorio) y la salida de las pilas de combustibles al bus CC, o puede formar parte de un sistema de potencia de respaldo cuando se conecta el electrolizador a la red eléctrica y la salida de las pilas de combustibles al bus CC. Por otra parte, el laboratorio objeto de diseño ha de cumplir todas las normativas de seguridad que les sean de aplicación puesto que va a ser dedicado a tareas de investigación en el ámbito del hidrógeno como vector energético.

1.1. Resumen de la Tesis

La memoria de esta Tesis está organizada en seis capítulos según la distribución que se describe a continuación.

energético (usualmente una batería) para su arranque, parada y gestión de los transitorios en la carga.

³A día de escritura de estas líneas, finales del año 2010, el laboratorio, como se demuestra en las fotos aportadas en el capítulo 5 de esta Tesis, está totalmente operativo.

El objetivo del **capítulo 1**, *Planteamiento general de la Tesis*, es realizar una descripción de la estructura de la misma, comentando con brevedad cada uno de los capítulos que la componen e incidiendo en sus principales aportaciones. Finalmente, se indica la producción científica generada hasta ahora por los trabajos realizados en el ámbito de la Tesis.

En el **capítulo 2** se expone el estado del arte de las tecnologías que están relacionadas con los desarrollos llevados a cabo. En primer lugar se describe el problema energético que sufre la sociedad en la actualidad y el que se prevé en años venideros, y se indican las tecnologías que están señaladas como posibles soluciones a dicho problema, a saber, la energía nuclear, las energías renovables y, quizás con mayor controversia, las tecnologías de hidrógeno. Los sistemas de potencia que van a ser estudiados en esta Tesis se pueden enmarcar dentro del nuevo paradigma de generación eléctrica denominado *Generación Distribuida*. Las ventajas e inconvenientes de esta forma de generación son descritos a continuación. Posteriormente se realiza una introducción a los sistemas híbridos de potencia empleados en la Generación Distribuida, se particulariza el estudio para el caso de los sistemas aislados y su dimensionado, y se presentan las herramientas informáticas para el dimensionado de dichos sistemas, concretamente la herramienta HOMER, que se usará para la ejecución de simulaciones en los capítulos 3 y 4. Las funcionalidades y modos de operación de dicha herramienta son ampliados en el apéndice A.

A continuación se tratan los sistemas fotovoltaicos aislados, donde se describen sus componentes. Uno de estos componentes es la batería o acumulador eléctrico, que también es empleada en esta Tesis para la formación de sistemas de respaldo (capítulo 4). Por tal motivo, la descripción llevada a cabo en esta sección será genérica, y no sólo enfocada a baterías para aplicaciones fotovoltaicas. Posteriormente se aborda el paralelizado de convertidores. En primer lugar se enumeran las ventajas que aporta este método, posteriormente se indica una clasificación de las distintas técnicas de reparto de corriente (que es una tarea necesaria para el funcionamiento correcto de convertidores en paralelo) y, por último, se efectúa una revisión bibliográfica del uso de paralelizado de convertidores en sistemas fotovoltaicos.

A continuación se analizan las tecnologías de hidrógeno. En primer lugar se lleva a cabo un análisis sobre las distintas tecnologías actualmente existentes y en vías de investigación y desarrollo en el ámbito de la producción de hidrógeno. Con posterioridad se tratan las tecnologías de almacenamiento y, finalmente, se analizan las pilas de combustible. A continuación se trata la hibridación de las pilas de combustible con un sistema de almacenamiento

de energía (baterías y/o ultracondensadores), indicándose sus beneficios y posibles configuraciones. La estrategia de gestión de la energía en el sistema híbrido basado en pila de combustible es un aspecto crucial para un desempeño adecuado, lo cual es analizado también. A las cuestiones específicas sobre las tecnologías de almacenamiento de hidrógeno se consagra el apéndice B.

Posteriormente se tratan los sistemas de alimentación ininterrumpida: se analizan las tecnologías empleadas en las fuentes de potencia de respaldo, se comentan las ventajas de las pilas de combustible frente a las fuentes de potencia de respaldo convencionales y, por último, se indican las distintas alternativas para sistemas de alimentación ininterrumpida basados en pilas de combustible.

El **capítulo 3**, *Metodología para optimizar el dimensionado de sistemas fotovoltaicos aislados usando convertidores CC/CC en paralelo*, está dedicado a la optimización del dimensionado de sistemas fotovoltaicos mediante el paralelizado de convertidores CC/CC. El paralelizado de convertidores es una técnica que permite, entre otros beneficios, el aumento de la eficiencia energética en la etapa de acondicionamiento de potencia. En los sistemas fotovoltaicos aislados es muy habitual la instalación de un convertidor CC/CC entre el generador fotovoltaico y el banco de baterías, con el fin de seguir el punto de máxima potencia del primero. El empleo de un módulo de convertidores CC/CC en paralelo en lugar de un único convertidor CC/CC ya ha sido analizado en la literatura científica. El reto que presenta este tipo de instalaciones es combinar la estrategia de control para el seguimiento del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico con la estrategia de control para el reparto equitativo de potencia entre los distintos convertidores en paralelo. El reparto equitativo de potencia en un módulo de convertidores en paralelo es un requisito necesario para su operación correcta. Una vez realizada de forma eficiente esta integración de objetivos en el sistema de control, la instalación del módulo de convertidores en paralelo permite reducir las pérdidas en esta etapa de acondicionamiento de potencia. El objetivo de este capítulo es analizar el ahorro energético anual generado gracias al incremento del rendimiento y sus implicaciones positivas en el dimensionado de un sistema fotovoltaico aislado. Este último aspecto es muy importante en los sistemas fotovoltaicos, pues se caracterizan por tener un coste de inversión bastante alto.

Una de las opciones más empleadas para el dimensionado de sistemas fotovoltaicos aislados, y en general para cualquier sistema híbrido aislado, es la realización de simulaciones del

comportamiento a largo plazo que permitan calcular el coste del ciclo de vida del sistema de potencia, y la probabilidad de carga no satisfecha para un determinado dimensionado. En este sentido, la herramienta HOMER es, probablemente, la más extendida para el dimensionado de sistemas híbridos. Los desarrollos llevados a cabo en este capítulo se han servido de esta herramienta para la ejecución de algunas simulaciones.

En primer lugar se ha desarrollado un algoritmo para el cálculo de la eficiencia energética anual del módulo de convertidores CC/CC en paralelo en cualquier ubicación geográfica. Para la ejecución del algoritmo se requiere, además de las potencias nominales de los equipos, el conocimiento de la potencia fotovoltaica generada, el número de convertidores en paralelo y la curva de rendimiento del convertidor que se paraleliza. La eficiencia energética anual se calcula mediante una simulación del balance energético a escala horaria a lo largo de un año. La serie horaria de potencia fotovoltaica generada es calculada por HOMER. Para dicho cálculo, la herramienta genera una serie horaria de radiación representativa de cualquier ubicación geográfica. Esta serie posee propiedades estadísticas similares a las de una distribución real de radiación, lo cual permite generalizar los resultados obtenidos. Los resultados de simulación muestran que la eficiencia energética anual aumenta cuando se incrementa el número de convertidores en paralelo.

El aumento de rendimiento en la etapa de acondicionamiento de potencia podría suponer una mejora en el dimensionado de los sistemas fotovoltaicos aislados y, por tanto, en su coste. En este sentido se ha desarrollado una metodología, bajo un criterio de coste mínimo, que permite seleccionar el tamaño del generador fotovoltaico, del banco de baterías y el número de convertidores CC/CC para satisfacer un determinado perfil de carga en unas determinadas condiciones de radiación solar. La metodología desarrollada está basada en la ejecución de simulaciones del comportamiento a largo plazo para calcular el coste del ciclo de vida del sistema fotovoltaico aislado y la probabilidad de carga no satisfecha. Estas simulaciones se han llevado a cabo con ayuda de la herramienta HOMER. No obstante, puesto que esta herramienta no permite incluir la mejora en el rendimiento de la etapa de acondicionamiento de potencia cuando se instalan convertidores en paralelo, se ha desarrollado un algoritmo para incluir dicha mejora, consiguiendo, por tanto, ampliar las funcionalidades iniciales de la herramienta de dimensionado. Dicho algoritmo se basa, principalmente, en la división del problema de dimensionado en varios subproblemas, cada uno de ellos resuelto mediante una simulación en HOMER.

Finalmente, la metodología desarrollada se aplica en tres localizaciones con distinta latitud, considerando como demanda energética un mismo perfil de carga. Los resultados obtenidos muestran para los ejemplos considerados que el paralizado de convertidores permite reducir el coste del sistema fotovoltaico aislado, y que esta mejora es más significativa cuando el recurso solar es muy pobre.

El capítulo se complementa con los apéndices C y D dedicados, respectivamente, a analizar la problemática que pudiera conllevar los procesos de dinámica rápida respecto del dimensionado llevado a cabo, y a explicar el modo de ejecución de los algoritmos desarrollados.

En el **capítulo 4**, *Metodología para el dimensionado de sistemas híbridos de potencia formados por pilas de combustible y baterías aplicados a sistemas de alimentación ininterrumpida*, se propone, en primer lugar, la utilización de sistemas híbridos de potencia pila de combustible + baterías como fuente de respaldo de potencia en los sistemas SAI. Las fuentes de potencia empleadas tradicionalmente en los sistemas SAI son las baterías y los generadores basados en motores térmicos. Frente a estas tecnologías surgen los sistemas basados en pila de combustible como una alternativa interesante. En comparación con las baterías, estos sistemas presentan mayores vida útil, fiabilidad y densidad energética, así como menores costes de mantenimiento. Frente a los generadores basados en motores térmicos, las pilas de combustible no presentan emisiones contaminantes (si se emplean con hidrógeno), tienen menores costes de mantenimiento y un funcionamiento más silencioso. No obstante, las pilas de combustible tienen actualmente un alto coste de inversión y presentan una respuesta dinámica relativamente lenta.

Aunque las tecnologías de hidrógeno requieren aún avances importantes en I+D para lograr una expansión comercial significativa, su aplicación en sistemas de respaldo de potencia consigue evitar sus limitaciones en cuanto a la inexistencia de infraestructuras para el suministro del gas; al bajo rendimiento de ciclo completo de generación, almacenamiento y uso del hidrógeno; y a la falta de fiabilidad y durabilidad de las pilas de combustible cuando operan en modo continuo. El funcionamiento como fuente de respaldo, es decir, operando sólo durante una fracción mínima de su tiempo de vida, permite solventar las limitaciones anteriores. Como resultado, la pila de combustible es hoy día una alternativa real a las tecnologías tradicionales, principalmente cuando se requieren altos tiempos de autonomía en lugares de difícil acceso con condiciones ambientales adversas. El crecimiento de la aplicación de las pilas de combustible en los sistemas SAI permitiría aumentar su producción y, por

tanto, la disminución de costes tan necesaria en las tecnologías de hidrógeno.

En los sistemas de pila de combustible empleados generalmente en los sistemas SAI, un banco de baterías realiza tareas de apoyo en el arranque y parada de las pila de combustible y en el suministro de picos de potencia y transitorios rápidos de la carga. A diferencia de estos sistemas, en este trabajo el banco de baterías no sólo ejecuta estas funciones secundarias, sino que también contribuye a satisfacer la carga en estado estacionario. La aplicación de esta estrategia híbrida en sistemas SAI permite disponer de más grados de libertad en busca de soluciones más económicas. Bajo determinados requerimientos de diseño, estos sistemas híbridos pueden representar una solución más económica que un sistema basado exclusivamente en pilas de combustible o en baterías, según se puede comprobar en el capítulo 4, lo que podría favorecer la extensión comercial de las pilas de combustible.

Junto con la propuesta de estos sistemas híbridos para su uso en sistemas de respaldo de potencia, en este capítulo se plantea el problema de su dimensionado. Se trata de establecer los tamaños de la pila de combustible, del depósito de hidrógeno y del banco de baterías, junto con la estrategia de control para la gestión de la energía, que minimicen el coste del ciclo de vida del sistema de potencia. Por otra parte, el dimensionado y la estrategia de control definidos deben ser suficientes para garantizar que la demanda energética establecida quede satisfecha durante el tiempo de autonomía especificado. Éste puede ser previsto a partir de estadísticas de las perturbaciones eléctricas existentes en la red en la localización en cuestión. El planteamiento de este problema de dimensionado es diferente al de los problemas de dimensionado de sistemas híbridos pila de combustible + baterías encontrados en la literatura científica, mayoritariamente dedicados a los sistemas de propulsión. En estos problemas de dimensionado, el objetivo de diseño es la minimización del consumo de hidrógeno cuando se simula el modelo del sistema frente a un conjunto de perfiles estandarizados de velocidad. Adicionalmente pueden aparecer otros objetivos como la minimización del coste de inversión, del tamaño o del peso del sistema de propulsión, o la maximización de las prestaciones del vehículo. La estrategia de control para la gestión de la energía, que establece en cada momento el reparto de potencias entre las distintas fuentes de potencia, es otra variable de diseño del problema de dimensionado. A diferencia de las estrategias de control encontradas en la literatura, en este problema no es obligatorio el mantenimiento del estado de carga de las baterías al finalizar el tiempo de autonomía, puesto que una vez la red eléctrica se ha restablecido se encargará de la recarga de las baterías.

En este capítulo se desarrolla una metodología para la resolución del problema de dimensionado planteado en un determinado caso, el cual consiste en que la demanda energética se conoce a través de un perfil de carga horaria. Este perfil representa los valores de las potencias medias horarias, aunque se admiten fluctuaciones respecto a los valores medios con una variabilidad conocida. Por tanto, la metodología permite seleccionar el tamaño de la pila de combustible, el tamaño del tanque de hidrógeno y el tamaño del banco de baterías, de acuerdo con un criterio de coste del ciclo de vida mínimo, a partir de un determinado perfil de carga horaria y una determinada información estadística sobre las perturbaciones de la red de suministro eléctrico. La metodología desarrollada emplea la herramienta de dimensionado HOMER en algunos pasos. Puesto que esta herramienta está enfocada al diseño de sistemas de operación continua, sus capacidades iniciales han sido extendidas para poder considerar el funcionamiento de respaldo.

La metodología desarrollada se basa, principalmente, en lo expuesto a continuación. En primer lugar se establece el tiempo de autonomía a partir de información estadística sobre las perturbaciones eléctricas. Seguidamente se busca el intervalo de tiempo con esa duración que represente la mayor demanda en potencia y energía en el perfil de carga; éste será el intervalo de tiempo a considerar en el análisis. A continuación se emplea una técnica enumerativa⁴ para la obtención del mejor dimensionado. En este sentido, para cada potencia nominal de la pila de combustible a probar, se calcula la generación horaria de potencia procedente de la pila de combustible. Esta generación de potencia se ha obtenido a partir de unas reglas, basadas en el conocimiento del perfil de carga, que establecen el reparto de potencias del sistema híbrido de manera que, en primer lugar, el tamaño del banco de baterías resulte mínimo y, en segundo lugar, se minimice también el consumo de hidrógeno. A continuación se selecciona el tamaño mínimo del banco de baterías que satisfaga el perfil de potencias (suministros y recargas) calculado previamente. Para ello se han realizado simulaciones del modelo dinámico del banco de baterías empleando la herramienta HOMER. Por otra parte, el tamaño del depósito de hidrógeno se establece a partir del perfil de carga y la información estadística sobre las perturbaciones eléctricas, y bajo la suposición de un suministro/recarga anual del depósito de hidrógeno. A ambos tamaños, banco de baterías y depósito de hidrógeno, se le aplican factores de seguridad para el dimensionado. Finalmente se selecciona la solución con menor

⁴Los métodos enumerativos son probablemente los métodos de búsqueda y optimización más simples pues evalúan cada solución posible de un espacio de búsqueda finito. En espacios de búsqueda de gran tamaño, esta técnica es ineficiente e incluso imposible de aplicar, por lo que se requiere limitar de alguna manera el espacio de exploración.

coste de ciclo de vida.

A continuación, la metodología desarrollada se ha aplicado en el dimensionado de un sistema de potencia de respaldo para una estación de telecomunicaciones. Se han considerado varios perfiles de carga (con potencia media máxima de 3 kW), varios valores para el tiempo de reemplazamiento de las baterías, un valor para el tiempo máximo de autonomía de 22 horas y costes actuales de los distintos elementos. En uno de los casos considerados el sistema híbrido pila de combustible + banco de baterías resultó más económico que las soluciones no híbridas, esto es, aquellas basadas exclusivamente en baterías o en pila de combustible. El resultado anterior invita a valorar los sistemas híbridos cuando se plantee el diseño de un sistema SAI.

Finalmente en el apéndice E se describen detalladamente las reglas que definen la estrategia de control desarrollada en este capítulo, así como el algoritmo que se debe ejecutar para calcular el reparto de potencias como resultado de la aplicación de las reglas, y se indican algunas consideraciones sobre la implantación en tiempo real de la estrategia de control.

El **capítulo 5**, *Diseño e implementación de un laboratorio flexible de producción, almacenamiento y conversión energética de hidrógeno. Adaptación a las normativas de seguridad*, tiene por objeto el diseño de un sistema de producción, almacenamiento y conversión energética de hidrógeno en base a varios equipos comerciales: un electrolizador alcalino (para la producción de hidrógeno), ocho cilindros de hidruros metálicos (para el almacenamiento de hidrógeno) y dos pilas de combustible tipo PEM. El sistema diseñado puede formar parte de un sistema de potencia aislado cuando se conecta el electrolizador a la fuente de energía renovable y la salida de las pilas de combustible al bus CC, o puede formar parte de un sistema de potencia de respaldo cuando se conecta el electrolizador a la red eléctrica y la salida de las pilas de combustible al bus CC. El objetivo del sistema diseñado es realizar tareas de investigación en estas dos prometedoras aplicaciones (y otras) de las tecnologías de hidrógeno. Por otra parte, también se describe en este capítulo la reforma llevada a cabo en el laboratorio que va a albergar el sistema diseñado para su adaptación a las normativas de seguridad.

A pesar de su alto coste de inversión y su bajo rendimiento, la tecnología de electrólisis de baja temperatura tiene su utilidad en sistemas de potencia aislados basados en energía renovable, pues se posibilita el almacenamiento de grandes cantidades de energía, complementando el almacenamiento del banco de baterías. De esta manera, se dota al sistema de

más grados de libertad para el dimensionado, pudiéndose encontrar soluciones más satisfactorias en algunas aplicaciones. Por otra parte, la producción *in situ* de hidrógeno para sistemas de respaldo de potencia basados en pila de combustible independiza al sistema del suministro de hidrógeno. En cuanto a la elección de cilindros de hidruros metálicos como medio de almacenamiento de hidrógeno, ésta se basa en: 1) la mejora en la seguridad y comodidad en el trasiego, pues estos equipos trabajan con presiones relativamente bajas (en torno a 17 bares); 2) su alta densidad energética por unidad de volumen; y 3) la posibilidad de recargar los cilindros directamente desde el electrolizador, sin necesidad de un compresor intermedio como ocurriría en el almacenamiento mediante botellas de alta presión. Su claro inconveniente es el peso en relación a la capacidad de almacenamiento, aunque esta desventaja es menos crítica en aplicaciones estacionarias.

Las dimensiones de los equipos han sido establecidas en base a un criterio de coste y a la escasa disponibilidad comercial, lo cual ha impedido trabajar a partir de unas determinadas especificaciones en la demanda energética. La capacidad del electrolizador seleccionado es de $0,5 \text{ Nm}^3/\text{h}$, la capacidad del almacenamiento de hidrógeno es de $8 \times 85 \text{ g} = 680 \text{ g}$, y las dos pilas de combustible son del modelo Nexa de Ballard de 1,2 kW. La compatibilidad entre el electrolizador, los cilindros de hidruros metálicos y las pilas de combustible en aspectos como las presiones de trabajo, los caudales, la temperatura y el nivel de pureza del hidrógeno ha sido comprobada. Por otra parte, se ha diseñado y construido un cuadro de instrumentación para la conexión del electrolizador, los ocho cilindros de hidruros metálicos, las dos pilas de combustible y una acometida procedente del almacenamiento alternativo externo por botellas de hidrógeno comprimido. El cuadro de instrumentación contiene los elementos necesarios para poder llevar a cabo las tareas siguientes: 1) Recarga de los cilindros con el hidrógeno producido en el electrolizador, 2) Suministro de hidrógeno desde los cilindros a las dos pilas de combustible, y 3) Suministro de hidrógeno a las pilas de combustible a partir de la alimentación externa mediante botellas de hidrógeno comprimido. En base a la información facilitada por los fabricantes, los elementos que conforman el cuadro son válvulas manuales de dos vías, válvulas manuales de tres vías, válvulas antirretorno, una válvula de seguridad, un filtro, un intercambiador de calor para el enfriamiento del hidrógeno procedente del electrolizador, manómetros, termómetros para la medición de la temperatura del hidrógeno y para la temperatura superficial de los cilindros, medidores de flujo másico para el caudal de hidrógeno y analizadores de pureza del hidrógeno.

El diseño desarrollado está basado en la escasa información que ponen a disposición los fabricantes, dada la falta de madurez comercial de las tecnologías involucradas. Por ello, una vez instalado todo el sistema se llevarán a cabo una serie de pruebas para verificar la integración de los equipos, corrigiéndose los posibles errores que, por falta de información técnica exhaustiva, se hayan podido cometer en el diseño. En un futuro trabajo, una vez realizado el diseño definitivo, se procederá a la automatización del cuadro, inicialmente orientado, hasta su optimización, a una operación manual.

Finalmente, también se describen en este capítulo las medidas tomadas para llevar a cabo la adaptación del laboratorio de hidrógeno a las normativas de seguridad relativas a la protección contra explosiones. El hidrógeno es un combustible de alto poder calorífico, extremadamente volátil y muy propenso a fugas, por lo que la seguridad es un aspecto esencial en cualquier sistema basado en hidrógeno. Estas medidas se distribuyen en los siguientes grupos:

1. Medidas organizativas. Se ha elaborado un conjunto de procedimientos de trabajo para lograr los propósitos siguientes: 1) disminuir los riesgos derivados de la actividad a desarrollar, 2) asegurar la correcta utilización de los equipos, 3) comprobar la adecuación de los equipos adquiridos así como su posterior instalación, y 4) revisar los equipos e instalaciones según los plazos de normativas y fabricantes.
2. Medidas de infraestructura. Se ha diseñado y ejecutado una obra de reforma del laboratorio con objeto de adaptarlo a las normativas de seguridad. Esta obra ha consistido básicamente en:
 - a) Construcción de un muro sólido y resistente para la separación de las dos salas.
 - b) Supresión del falso techo en la sala de procesado de hidrógeno con objeto de evitar acumulaciones de este gas.
 - c) Instalación de un sistema de ventilación artificial consistente en un extractor mural ATEX⁵ zona 2 colocado sobre la ventana y unas rejillas situadas en su parte inferior.

⁵Directiva de la Unión Europea que describe qué equipos y entornos de trabajo están permitidos para operar en atmósferas explosivas.

- d) Diseño y montaje de la instalación eléctrica en la sala de procesado de hidrógeno conforme a la Normativa vigente en relación con los locales con riesgo de incendio o explosión.
3. Medios de prevención y lucha contra incendios. Por último se han instalado en el laboratorio los medios de prevención y lucha contra incendios siguientes: señalización de seguridad, extintores contra el fuego, sirenas de alarma, pulsadores de paro de emergencia, pulsadores de alarma manual, detectores de hidrógeno y un autómatas programable para la implementación de la lógica de seguridad. El autómatas programable ha de detectar cualquier situación de riesgo, así como activar las sirenas y enviar órdenes para la parada de los equipos si el riesgo detectado es alto.

El capítulo se completa con el apéndice F donde se detallan todos los sistemas de seguridad instalados en el laboratorio así como la explicación de las diferentes secuencias de seguridad.

En el último capítulo, **Capítulo 6**, *Conclusiones y Desarrollos Futuros*, se presentan las conclusiones más relevantes de esta Tesis, se indican las líneas de investigación que han sido abiertas por la misma, y se proponen actuaciones en este sentido.

Finalmente, las **Referencias Bibliográficas** consultadas, así como un **Índice Alfabético**, cierran la memoria de esta Tesis.

1.2. Rendimiento científico de la Tesis

El objetivo de esta sección es indicar los proyectos de investigación en los que se enmarca esta Tesis y la producción científica asociada a la misma.

Proyectos de investigación que financian la Tesis

- **Título:** *Diseño de un Sistema de propulsión controlado por lógica borrosa para un vehículo de emisión cero* (DPI2005-01065).

Entidad financiadora: Ministerio de Educación y Ciencia.

Entidades participantes: Universidad de Huelva.

Duración: 15/10/2005 a 15/10/2006.

Subvención: 11.900 euros.

Investigador responsable: Dr. José Manuel Andújar Márquez.

- **Título:** *Sistema híbrido generador de energía eléctrica autónomo, continuo y no contaminante* (DPI2007-62336).
Entidad financiadora: Ministerio de Educación y Ciencia.
Entidades participantes: Universidad de Huelva.
Duración: 01/10/2007 a 30/09/2010.
Subvención: 121.000 euros.
Investigador responsable: Dr. José Manuel Andújar Márquez.

- **Título:** *Diseño, desarrollo, construcción y pruebas de un sistema generador de energía eléctrica basado en pilas de combustible, integrando un depósito de hidrógeno y un electrolizador para la producción del mismo.*
Empresa financiadora: Hynergreen Technologies, S.A.
Entidades participantes: Universidad de Huelva.
Duración: 01/07/2006 a 31/12/2008.
Cuantía del proyecto: 208.800 euros.
Investigador responsable: Dr. José Manuel Andújar Márquez.

Relación de publicaciones

Los desarrollos llevados a cabo en los capítulo 3 y 4 han dado lugar a las publicaciones siguientes:

- **Autores:** Vasallo, M.J., Andújar, J.M., Segura, F.
Título del artículo: A Methodology for Optimizing Stand-Alone Photovoltaic System Size Using Parallel-Connected DC/DC Converters.
Revista: *IEEE Transactions on Industrial Electronics*.
Detalles de la publicación: Volumen 55, Número 7, páginas 2664-2673, 2008.
Indicadores de calidad: Esta revista ocupó en 2008 la primera posición en la categoría *Automation & Control Systems* del JCR, con un índice de impacto de 5,468.

- **Autores:** Vasallo, M.J., Andújar, J.M., García, C., Brey, J.J.
Título del artículo: A Methodology for Sizing Back-Up Fuel Cell/Battery Hybrid Power Systems.
Revista: *IEEE Transactions on Industrial Electronics*.
Detalles de la publicación: Volumen 57, Número 6, páginas 1964-1975, 2009.

Indicadores de calidad: Esta revista ocupó en 2009 la primera posición en la categoría *Automation & Control Systems* del JCR, con un índice de impacto de 4,678.

- **Autores:** Vasallo, M. J., Segura, F., Durán, E., Andújar, J. M..

Título del artículo: Sizing of fuel cell based power backup systems using HOMER tool.

Título del congreso: *International Youth Conference on Energetics 2007 (IYCE'07)*.

Detalles de la publicación: Volumen 1, páginas 215-216, Budapest (Hungría), 2007. ISBN: 978-963-420-908-9.

Indicadores de calidad: Congreso internacional organizado para dar a conocer las mejores Tesis doctorales sobre sistemas de energía renovable.

El análisis llevado a cabo en esta Tesis sobre un sistema de pila de combustible es el estudio de su comportamiento a largo plazo. Sin embargo, con anterioridad a las implementaciones específicas de la Tesis y relacionados con ella, se realizaron unos trabajos sobre modelado y control de sistemas basados en pila de combustible que contribuyeron al conocimiento de esta fuente de potencia. Estos trabajos dieron lugar a las publicaciones siguientes:

- **Autores:** Andújar, J. M., Segura, F., Vasallo, M. J.

Título del artículo: A Suitable Model Plant for Control of the Set Fuel Cell-DC/DC Converter.

Revista: *Renewable Energy*.

Detalles de la publicación: Volumen 33, Número 4, páginas 813-826, 2008.

Indicadores de calidad: Esta revista es la revista oficial de la WREN (*World Renewable Energy Network*). En 2008 se posicionó en el primer tercio del JCR en la categoría *Energy & Fuels*, con un índice de impacto de 1,663.

- **Autores:** Andújar, J. M., Segura, F., Vasallo, M. J.

Título del artículo: Fuel Cell Control Systems: A Practical Case.

Título del congreso: *International Congress of Renewable Energy and Power Quality (ICREPQ'07)*.

Detalles de la publicación: Volumen 1, páginas 89-90, Sevilla (España), 2007. ISBN: 978-84-611-4706-9.

Indicadores de calidad: Congreso internacional de mayor prestigio en su ámbito,

organizado por la *European Association for the Development of Renewable Energies, Environment and Power Quality*. Revisión por pares.

- **Autores:** Andújar, J. M., Segura, F, Vasallo, M. J.

Título del artículo: A hybrid vehicle configuration with zero emisión.

Título del congreso: *International Congress of Renewable Energy and Power Quality* (ICREPQ'05).

Detalles de la publicación: Volumen I , páginas 147-148, Zaragoza (España), 2005. ISBN: 84-609-3236-2.

Indicadores de calidad: Congreso internacional de mayor prestigio en su ámbito, organizado por la *European Association for the Development of Renewable Energies, Environment and Power Quality*. Revisión por pares.

Finalmente se ha escrito un último artículo que recoge los desarrollos efectuados en el capítulo 5. Los detalles de dicho artículo, aún en revisión, son los siguientes:

- **Autores:** Vasallo, M.J., Andújar, J.M.

Título del artículo: Flexible Laboratory for Production, Storage and Energy Conversion of Hydrogen.

Revista: *International Journal of Hydrogen Energy*.

Detalles de la publicación: En revisión.

Indicadores de calidad: Esta revista ocupó en 2009 la posición 7/71 en la categoría *Energy & Fuels* del JCR, con un índice de impacto de 3,915.

Revisión del estado del arte

El objetivo de este capítulo es exponer el estado del arte de las tecnologías que están relacionadas con los desarrollos llevados a cabo en esta Tesis. En primer lugar se describe el problema energético que sufre la sociedad en la actualidad y en los años venideros, y se indican las tecnologías que están señaladas como posibles soluciones a dicho problema, a saber, la energía nuclear, las energías renovables y, quizás con mayor controversia, las tecnologías de hidrógeno. A continuación se indican las ventajas e inconvenientes del nuevo paradigma de generación eléctrica denominado *Generación Distribuida*. Los sistemas de potencia que van a ser estudiados en esta Tesis se pueden enmarcar dentro de este tipo de generación. Posteriormente se realiza una introducción a los sistemas híbridos de potencia empleados en la Generación Distribuida, se particulariza el estudio para el caso de los sistemas aislados y su dimensionado, y se presentan las herramientas informáticas para el dimensionado de dichos sistemas, concretamente la herramienta HOMER.

A continuación se tratan los sistemas fotovoltaicos aislados, donde se describen sus componentes. Posteriormente se aborda el paralelizado de convertidores. En primer lugar se enumeran las ventajas que aporta este método, posteriormente se indica una clasificación de las distintas técnicas de reparto de corriente (que es una tarea necesaria para el funcionamiento correcto de convertidores en paralelo) y, por último, se efectúa una revisión bibliográfica del uso de paralelizado de convertidores en sistemas fotovoltaicos.

A continuación se analizan las tecnologías de hidrógeno. En primer lugar se llevará a cabo un análisis sobre las distintas tecnologías actualmente existentes y en vías de investigación y desarrollo en el ámbito de la producción de hidrógeno. Con posterioridad se tratarán las tecnologías de almacenamiento y, finalmente, se analizarán las pilas de combustible. Pos-

teriormente se trata la hibridación de las pilas de combustible con un sistema de almacenamiento de energía (baterías y/o ultracondensadores), indicándose sus beneficios y posibles configuraciones. La estrategia de gestión de la energía en el sistema híbrido basado en pila de combustible es un aspecto crucial para un desempeño adecuado, y es analizado a continuación.

Posteriormente se tratan los sistemas de alimentación ininterrumpida: se analizan las tecnologías empleadas en las fuentes de potencia de respaldo, se comentan las ventajas de las pilas de combustible frente a las fuentes de potencia de respaldo convencionales y, por último, se indican las distintas alternativas para sistemas de alimentación ininterrumpida basados en pilas de combustible.

2.1. El problema energético

El siglo XX ha supuesto un desarrollo espectacular de las economías y de los niveles de vida en un ámbito global. Sin embargo, este desarrollo no ha sido uniforme en todos los países, presentándose grandes problemas de desigualdad. Por otra parte, el modelo energético en el que se ha apoyado este desarrollo, basado en los combustibles fósiles, presenta serios problemas:

1. **Emisiones contaminantes.** El uso de combustibles fósiles en cantidades tan importantes como se consumen en la actualidad supone un impacto negativo en el medio ambiente, tanto por el incremento de contaminaciones locales, como por el incremento de las emisiones de gases de efecto invernadero, que suponen un riesgo real de un calentamiento global que podría tener consecuencias muy graves sobre el planeta y sus habitantes.
2. **Agotamiento de los recursos.** La Tierra ha acumulado en el subsuelo combustibles fósiles a lo largo de su historia geológica. El enorme consumo actual de éstos tiene como consecuencia inevitable su agotamiento en un tiempo relativamente próximo. Algunas estimaciones indican que las reservas de petróleo tienen una duración de 40 años, las de gas natural 60 años y las de carbón 200 años [International Energy Agency, 2002].
3. **Seguridad en el abastecimiento de energía.** Los combustibles fósiles, especialmente el petróleo, se extraen sólo en determinadas zonas del mundo, por lo que la

continuidad del abastecimiento se ve afectada por factores políticos y económicos. Estos factores conspiran para que los precios del combustible resulten volátiles y a menudo elevados. En este sentido, España importó en 2008 aproximadamente el 80 % de la energía primaria consumida, porcentaje muy elevado en comparación con el 55 % de la UE. Si se sigue la tendencia actual, este porcentaje superará el 85 % en 2015 (mientras que la UE se esfuerza en tender al 50 %) y nos hará muy vulnerables a factores geopolíticos y económicos [COIIM, 2008].

Estos problemas se agravan con el incremento actual en la demanda energética mundial, necesaria para alcanzar cotas razonables de bienestar social y económico. La *Perspectiva mundial sobre política climática y tecnología energética* (WETO) europea estima para la energía primaria mundial un crecimiento medio del 1,8 % anual durante el período 2000-2030. A corto plazo se espera que esta mayor demanda se satisfará fundamentalmente utilizando las reservas de combustibles fósiles, que emiten gases de efecto invernadero y otros contaminantes. Por otra parte, los precios de los combustibles fósiles aumentarán a medida que vayan disminuyendo sus reservas. Actualmente, el nivel de emisiones de CO₂ per cápita en los países en desarrollo supone el 20 % del correspondiente a los países desarrollados. Esta proporción se incrementará significativamente al industrializarse los países en desarrollo (particularmente China e India, dos gigantes demográficos). Para 2030, las emisiones de CO₂ de los países en desarrollo podrían representar más de la mitad de las emisiones mundiales de CO₂ [Comisión Europea, 2003].

A la vista de lo expuesto en los párrafos anteriores, es evidente que la sociedad está obligada a buscar soluciones al grave problema energético que se presenta. Es por tanto necesaria una estrategia energética coherente que tenga en cuenta el ciclo completo de la energía. En este sentido, las soluciones se basan en dos pilares: 1) mejor utilización de los recursos existentes (ahorro y eficiencia energética), y 2) búsqueda de nuevas alternativas energéticas no contaminantes, duraderas y seguras.

Se denomina energía renovable a la energía que se obtiene a partir de fuentes naturales inagotables a escala humana (para fuentes como la biomasa, esto es así siempre que se respeten los ciclos naturales). La mayoría de fuentes de energía renovable tienen su origen directamente o indirectamente en el Sol (salvo la energía geotérmica cuyo origen es el calor de la Tierra, y la energía maremotriz que se debe a las fuerzas gravitatorias entre la Luna, la Tierra y el Sol, que originan las mareas).

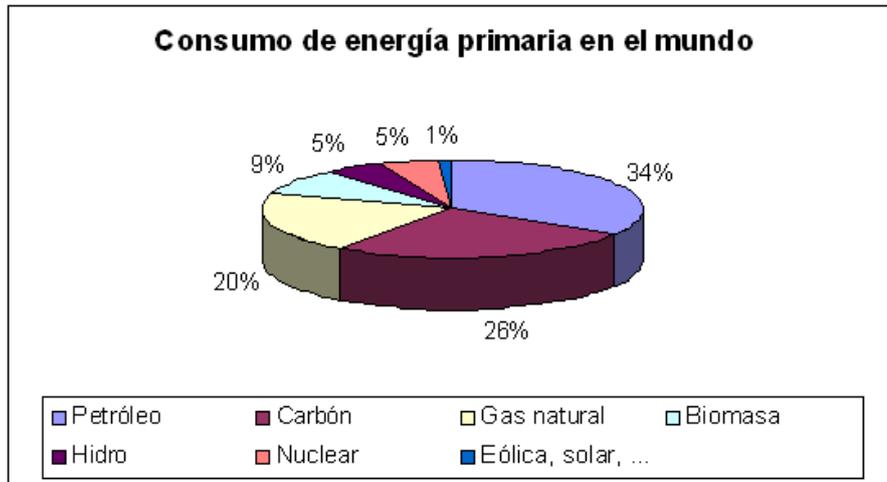


Figura 2.1: Consumo de energía primaria en el mundo. Fuente BP 2009

En la figura 2.1 se puede observar el *mix* energético mundial en 2009. La contribución hidroeléctrica, biomasa y nuclear son las únicas importantes frente a los combustibles fósiles. La contribución de otras energías renovables es aún insignificante. En cualquier caso, el 80 % de la energía que consumimos es de origen fósil, con lo cual la sustitución de estas fuentes energéticas supone un problema de gran complejidad.

En consecuencia, para poder sustituir la energía de carácter fósil, y a falta de nuevas tecnologías energéticas, habría que llevar a cabo un gran desarrollo en la energía nuclear y/o en las energías renovables. Sin embargo, estas fuentes de energía, además de sus ventajas, se caracterizan por tener bastantes inconvenientes. Surge por tanto en la sociedad el debate energía nuclear versus energías renovables, cuyo resultado establecerá el modelo energético a medio plazo.

2.1.1. Energías nuclear y renovable como soluciones al problema energético

La energía nuclear presenta las ventajas siguientes:

1. En el estado actual de la tecnología, el suministro de combustibles está asegurado para por lo menos 100 años, y con el posible desarrollo tecnológico, para centenares de años. Por otra parte, el combustible se encuentra en países lo suficientemente diversificados como para que no aparezcan los problemas geopolíticos que pueden darse con los combustibles fósiles.

2. Durante todo el ciclo de vida del combustible (producción del uranio, conversión, enriquecimiento, operación, construcción de la central, etc.) se emiten diez veces menos CO₂ que, por ejemplo, el gas natural, y en el orden de las emisiones que se producen en las energías renovables en todo su ciclo de vida.
3. Una vez que una central nuclear está amortizada, presenta costes muy competitivos del megawatio/hora, puesto que el coste de la materia prima es relativamente pequeño y es una energía basada fundamentalmente en conocimiento y tecnología.

Sin embargo, a pesar de los beneficios mencionados, la energía nuclear tiene serios inconvenientes que han lastrado una mayor expansión de esta tecnología:

1. El coste de construcción de una nueva central supone una inversión muy alta (en torno al 75 % del total del coste del kWh nuclear), sujeta a una incertidumbre importante. Un claro ejemplo es la central EPR (*European Pressurized Reactor*) de Finlandia, cuya construcción se inició en mayo de 2005, pero sufre sobrecostes multimillonarios y un enorme retraso en los tiempos de construcción. Por tanto, para afrontar este problema la industria nuclear necesita de apoyo político y seguridad financiera.
2. En 2009 el consumo de energía nuclear se contabiliza en un 5 % del consumo de energía primaria mundial. Puesto que el transporte por carretera es una importante fuente de emisiones (más del 20 %), y la energía nuclear no se aplica en dicho sector, para que incidiera favorablemente en el cambio climático se debería llevar a cabo una gran expansión de la energía nuclear.
3. Aunque actualmente la seguridad en una central nuclear está, en teoría, garantizada, si se apuesta por la nuclear a nivel global sería una incógnita cómo se gestionarían estas instalaciones en países con pocas garantías democráticas. Una prueba de ello es el accidente de Chernóbil en la URSS en 1986. Por otra parte, existe el riesgo de emplear la tecnología nuclear en aplicaciones militares. Actualmente Irán y Corea del Norte están siendo investigados por la comunidad internacional debido a su desarrollo en tecnología nuclear y su posible aplicación a fines militares.
4. Las centrales nucleares generan residuos radiactivos cuyo alto nivel de radiactividad se puede prolongar durante cientos de miles de años. Suponen un importante problema

económico, ambiental y de salud pública. Aún no existe una solución satisfactoria para este problema, que también es una herencia incómoda para las generaciones futuras.

Las ventajas de las fuentes de energía renovable son, básicamente, las siguientes:

1. Son virtualmente inagotables, unas porque son capaces de renovarse por medios naturales (por ejemplo la biomasa), y otras por su enorme magnitud, como por ejemplo la energía solar.
2. Una gran cantidad de fuentes de energía renovable no emiten gases de efecto invernadero ni otras sustancias contaminantes, salvo los necesarios para la construcción de las centrales que las utilizan. No es el caso de la biomasa, que emite CO_2 cuando se quema. Sin embargo esta emisión se compensa, teóricamente, con el CO_2 capturado en la formación de la biomasa. En la práctica, el balance de emisiones es negativo puesto que se emplea energía contaminante en la siembra, en la recolección y la transformación.
3. Están muy distribuidas en el mundo, más que cualquier otra fuente de energía, incluido el uranio. Esto favorece la autonomía y seguridad energética de los países.
4. Son tecnologías accesibles y de bajo coste de operación (el recurso natural es gratis e inagotable). Esta propiedad las hacen especialmente interesantes para los países en vías de desarrollo.
5. Tienen carácter modular, lo que facilita su utilización descentralizada.

Las energías renovables han sido empleadas por el hombre desde tiempos remotos (la navegación a vela, los molinos de viento o de agua, la biomasa, etc.), sin embargo no han sido capaces de motivar un cambio radical de tipo industrial, como sí lo ha provocado el uso de combustibles fósiles. Concretamente, el uso del carbón fue el principal artífice de la revolución industrial del siglo XVIII, a la cual siguieron la revolución del petróleo, que cambió radicalmente el mundo del transporte, y la revolución eléctrica, que emplea varias fuentes de energía, entre ellas los combustibles fósiles de nuevo. Estas limitaciones de las energías renovables frente a los combustibles fósiles se basan en los serios inconvenientes que caracterizan las fuentes de energía renovable, que fundamentalmente son los siguientes:

1. En general suelen proporcionar una energía de una intensidad relativamente baja, lo que obliga a distribuir las fuentes renovables sobre grandes superficies. Los números

siguientes comparan aproximadamente las superficies necesarias en relación con la energía nuclear: 1.000 MW nucleares ocupan más o menos una hectárea, 1.000 MW de energía eólica son más o menos 1.000 hectáreas, y 1.000 MW solares, alrededor de 10.000 hectáreas. La disponibilidad de fuentes de energía renovable en casi cualquier lugar de la superficie terrestre, las hace especialmente interesante en la generación eléctrica distribuida, pero presenta fuertes inconvenientes cuando se pretende construir una central eléctrica renovable, debido principalmente al espacio requerido. En cualquier caso, los defensores de las energías renovables rebaten este inconveniente indicando que los espacios que requieren las renovables tienen la ventaja de que son polivalentes (paneles solares en los tejados de las casas de la ciudad, parques eólicos con terreno para otros usos, etc.)

2. En el contexto actual de las energías convencionales, las renovables no pueden competir en igualdad de condiciones en el mercado puesto que son más costosas. Es necesario por tanto un desarrollo tecnológico que reduzca cada vez más la diferencia de costes, y un marco público de apoyo que asegure la rentabilidad de las inversiones en fuentes de energía renovable. El marco de apoyo se sustenta, en general, en tres pilares fundamentales: el derecho de conexión de las instalaciones a la red, el derecho de venta de toda la energía generada y la compensación económica a la energía producida. En países como Alemania y España esta compensación económica está basada en el establecimiento de primas a la generación renovable, que ha motivado un gran desarrollo en estos países. No obstante, motivado quizás por la crisis económica actual y el desborde de las previsiones de crecimiento de las centrales renovables, las primas de compensación están siendo revisadas a la baja, incluso para instalaciones ya en funcionamiento.
3. Una cantidad importante de fuentes de energía renovable están basadas en recursos naturales intermitentes (radiación solar y viento por ejemplo). Esta característica es un inconveniente tanto en sistemas aislados como en sistemas conectados a red. En el primer caso, un sistema aislado de generación eléctrica basado en energías renovables necesita de un sistema de almacenamiento de energía que, por una parte, suministre energía cuando la potencia renovable sea insuficiente para satisfacer la carga demandada, y por otra, almacene el exceso de energía renovable cuando la demanda de la carga sea inferior a la potencia renovable. Este sistema de almacenamiento incrementa significativamente el coste de la instalación, con lo cual un sistema autónomo resulta

rentable sólo en determinadas situaciones, por ejemplo cuando la conexión a la red de energía implica costes más elevados. Por otra parte, la irregularidad en la inyección de energía de un sistema de energía renovable conectado a red es también un problema de gran importancia. Así por ejemplo, la energía eólica se caracteriza por la variabilidad en la generación, el desacoplamiento entre la generación y el consumo, los elevados gradientes en la generación y la incertidumbre en la predicción de la generación. Un sistema eléctrico con un elevado porcentaje de penetración eólica necesita disponer de respaldos de energías convencionales en los valles de la producción eólica. Esta energía disponible ha de tener un alto precio para que las instalaciones de reserva sean rentables. Por otra parte, otro de los inconvenientes que se presenta es la dificultad en la planificación de generación eléctrica, debido al carácter cambiante de la energía eólica, a pesar de los últimos avances en la predicción del viento.

4. Se necesita un desarrollo enorme y sostenido de las energías renovables para que puedan considerarse como fuentes de energía sustitutivas de los combustibles fósiles. Por otra parte, la aplicación de las energías renovables al transporte (principal causa de emisiones contaminantes) tiene bastantes limitaciones debidas, principalmente, a su baja intensidad por unidad de superficie. En este sentido surge el hidrógeno como medio de almacenamiento de energía cuyas características lo dotan de potencial suficiente para estimular la aplicación de las energías renovables al transporte.

El análisis anterior evidencia que es necesario, por tanto, un esfuerzo importante de inversión en I+D en las dos alternativas energéticas actuales a los combustibles fósiles (las fuentes de energía renovable y la energía nuclear), de modo que se puedan superar en la medida de lo posible los inconvenientes indicados. Son muchos los expertos que opinan que se debe recurrir a todas las fuentes de energía viables, sin desechar ninguna, dada la magnitud del problema energético.

Después de años de discusiones, en diciembre de 2008 el Parlamento Europeo aprobó una normativa ambiciosa, el plan 20/20/20. El objetivo de dicho plan es que la Unión cumpla para 2020 con sus compromisos de recortar las emisiones de CO₂ en un 20%, mejorar la eficiencia energética en otro 20% y que el 20% de la energía que consuma proceda de fuentes renovables. Por otra parte, en 2009 el Gobierno de los Estados Unidos realizó una apuesta clara por las energías renovables mediante un plan de estímulo económico que pretende

duplicar la producción de energía renovable en tres años, en el marco de los esfuerzos del país para reducir su dependencia energética.

En relación con la energía nuclear, aunque actualmente su promoción es inferior a la aplicada a las energías renovables, algunos países comienzan a replantearse la construcción de nuevas centrales nucleares, tras un parón de 20 años en la construcción de nuevos reactores. Tal es el caso de países como Finlandia, Brasil, México, China y Estados Unidos.

2.1.2. El hidrógeno como alternativa al problema energético

En el contexto energético actual descrito en los párrafos anteriores, se propone el hidrógeno como nuevo combustible no contaminante, seguro y duradero [Edwards *et al.*, 2008]. Una de sus principales ventajas es que las emisiones contaminantes son nulas cuando se usa para producir electricidad mediante *pilas de combustible*, y muy inferior en comparación con los combustibles fósiles cuando se emplea en motores de combustión interna y turbinas de gas (sólo se emiten óxidos de nitrógeno). No obstante, el hidrógeno no es por sí mismo la solución al problema energético, puesto que a pesar de ser el elemento más abundante del Universo, su extremada volatilidad no le permite existir aislado en la Tierra, es decir, no es un *recurso natural*. En consecuencia, se debe producir hidrógeno si se quiere emplear como combustible, y esta producción necesita de aporte energético. En resumen, el hidrógeno no es una fuente de energía primaria, se trata de un portador de energía o *vector energético*, como la electricidad.

No obstante lo anterior, el hidrógeno posee una serie de propiedades que lo hacen especialmente interesante para formar parte de la solución del problema energético [Linares y Moratilla, 2007]:

1. El hidrógeno puede ser usado como sistema de almacenamiento de energía a gran escala (no exento de problemas). Los sistemas de almacenamiento de energía pueden combinarse con las fuentes de energía renovable con recurso natural intermitente (energía solar y eólica) para superar los inconvenientes provocados por la variabilidad en la producción eléctrica.
2. El hidrógeno puede ser producido a partir de diferentes recursos energéticos: combustibles fósiles, energías renovables y energía nuclear. Esto favorece la diversificación de las fuentes energéticas y, por ende, la independencia energética de los países.

3. Si se produce a partir de energía renovable y/o nuclear se tendría una producción limpia de gases contaminantes.
4. Las cualidades de las pilas de combustible las hacen especialmente atractivas: 1) alto rendimiento energético (2 a 3 veces superior al de un motor de combustión interna); 2) modulares y con un amplio rango de aplicación (transporte, electrónica portátil, generación eléctrica a todas las escalas); 3) amplio rango de potencias, desde unos pocos vatios hasta 100 MW (hasta hoy); 4) distintos tipos, algunos pueden trabajar directamente con hidrocarburos; y 5) debido a la alta temperatura de funcionamiento, algunos tipos de pila permiten hacer *cogeneración*.
5. El hidrógeno como vector energético permitiría la introducción indirecta de las energías renovables y la energía nuclear en el sector del transporte, motivando una importante reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Como consecuencia de la búsqueda de modelos energéticos sostenibles junto con las cualidades descritas anteriormente del hidrógeno como combustible, aparece en la década de los 70 el término *Economía del Hidrógeno*, que es un modelo económico futurible basado en el hidrógeno donde los combustibles fósiles quedan desplazados. En un escenario ideal, las fuentes primarias de energía serían las energías renovables (quizás junto con la energía nuclear), la electricidad e hidrógeno desempeñarían la función de vectores energéticos, y por tanto quedarían resueltos los problemas de la seguridad del suministro, contaminación y agotabilidad de los recursos.

Un gran número de países y organismos internacionales están elaborando *hojas de ruta* para el desarrollo de las tecnologías del hidrógeno y su paulatina penetración en el sistema energético. Recientemente la Comisión Europea ha subvencionado el proyecto *HyWays*, cuya finalidad es desarrollar una hoja de ruta validada y bien aceptada para la introducción del hidrógeno en los sistemas energéticos europeos¹. En las etapas de transición hacia la economía del hidrógeno, el hidrógeno conviviría con los combustibles fósiles hasta su total sustitución. La posibilidad del uso de éstos por las pilas de combustible es un factor importante para la introducción de éstas en el mercado, lo que facilitaría dicha transición.

Para llegar al escenario ideal descrito, existen aún barreras tecnológicas y socioeconómicas que deben ser superadas.

¹<http://www.hyways.de/>

1. La tecnología del hidrógeno debe ser mejorada en todo los eslabones que componen su ciclo: producción, almacenamiento, distribución, conversión y usos finales.
2. El coste actual de estas tecnologías es muy alto y debe reducirse para poder competir con las actuales basadas en combustibles fósiles.
3. El hidrógeno es considerado aún por la sociedad como un elemento peligroso.

Muchos expertos se sitúan claramente en contra y cuestionan la viabilidad de una economía basada en el hidrógeno. En cualquier caso, dado el gran número de cuestiones abiertas en su tecnología, es difícil predecir en qué grado y a qué ritmo se producirá el desarrollo de ésta. No obstante, se trata de un debate necesario en busca de un sistema energético sostenible.

2.2. Generación distribuida

Los sistemas de potencia que van a ser estudiados en esta Tesis se pueden enmarcar dentro del nuevo paradigma de generación eléctrica denominado *Generación Distribuida*. En esta sección se describirá en qué consiste esta forma de generación, sus ventajas e inconvenientes. Tradicionalmente los sistemas eléctricos se han caracterizado por poseer una estructura muy jerarquizada; la generación convencional de grandes instalaciones centralizadas se conectaba a la red de transporte y la energía recorría largas distancias hasta los centros de consumo. En las redes de distribución el flujo de potencia era prácticamente unidireccional debido a su carácter radial. Frente a este modelo tradicional, aparece actualmente un modelo alternativo en el que la generación de energía se produce cerca del consumidor, mediante unidades de generación con potencias muy inferiores a las que caracterizan a las centrales eléctricas convencionales. Este tipo de generación recibe el nombre de *Generación Distribuida*(GD).

No existe, a nivel mundial ni europeo, una definición exacta y única de GD. Diversos autores y organismos utilizan definiciones similares, aunque difieren en algunos aspectos como las tecnologías empleadas, los límites de potencia, la conexión a red, etc. El DPCA (*Distribution Power Coalition of América*) la define como cualquier tecnología de generación a pequeña escala que proporciona electricidad en puntos más cercanos al consumidor que la generación centralizada, y que se puede conectar directamente al consumidor o a la red de transporte o distribución. Sin embargo, la Agencia Internacional de la Energía (IEA, *International Energy Agency*) considera GD la que se conecta a la red de distribución en

baja tensión, y la asocia a tecnologías como los motores, mini y micro-turbinas, pilas de combustible y solar fotovoltaica. Por otra parte, algunos autores también consideran dentro del alcance de la GD a los sistemas de potencia aislados de la red eléctrica [Willis y Scott, 2000].

En términos generales y atendiendo a diversos aspectos regulatorios para el sector eléctrico español, en España se entiende por GD a los sistemas de potencia que poseen las propiedades siguientes:

1. *Pequeña* potencia (usualmente menor de 50 MW) y ubicación en puntos cercanos al consumo.
2. Conexión a la red de distribución.
3. Usualmente una parte de la generación es consumida por la instalación y el resto se exporta a la red de distribución.
4. No existe una planificación centralizada de dicha generación y no suele despacharse centralizadamente.

En España, la GD podría asimilarse al *Régimen Especial* de producción de energía eléctrica.

En [Ackermann *et al.*, 2001] se propone una clasificación de la GD en función de su tamaño: *microgeneración* para instalaciones de potencia inferior a 5 kW, *minigeneración* para potencias entre 5 kW y 5 MW, *generación de media escala* para potencias entre 5 MW y 50 MW, y *generación de gran escala* para potencias entre 50 MW y 100 MW.

Las principales tecnologías de GD son las siguientes: motores alternativos, turbinas de gas, sistemas eólicos, sistemas fotovoltaicos, sistemas solares térmicos, biomasa, microturbinas, pilas de combustible, sistemas geotérmicos y sistemas marinos. El concepto de GD recibe un carácter más amplio cuando se habla de *Fuentes de Energía Distribuida* (*Distributed Energy Resource*, D.E.R.), que engloba, además de las tecnologías de GD, los sistemas de almacenamiento de energía, por su carácter complementario a los primeros. Algunas tecnologías de sistemas de almacenamiento de energía son: sistemas de bombeo, baterías eléctricas, volantes de inercia, sistemas térmicos, sistemas de aire comprimido, sistemas de hidrógeno, superconductores y ultracondensadores. Las aplicaciones de la GD son, básicamente, las que se exponen a continuación: generación en base, generación en punta, cogeneración, mejora

de la calidad de suministro, respaldo y soporte a la red. Cada tecnología se adapta mejor a unas aplicaciones que a otras.

En los próximos años se prevé que la GD experimente un gran desarrollo. Este previsible crecimiento se fundamenta en los aspectos siguientes [Lopes *et al.*, 2007]:

1. La GD puede estar asociada a una disminución de emisiones contaminantes cuando se emplean fuentes de energía renovable y se aplica cogeneración. En el rango de las altas potencias, las fuentes de energía renovable requieren grandes superficies dada su intensidad relativamente baja de energía. Este inconveniente ocasiona que usualmente las potencias de estas fuentes están limitadas a valores relativamente pequeños. Este hecho permite considerar dentro del alcance de la GD a la mayor parte de los sistemas de energía renovable. Por otra parte, la cogeneración, procedimiento mediante el cual se obtiene de forma simultánea energía eléctrica y energía térmica útil (vapor, agua caliente sanitaria, hielo, agua fría o aire frío), tiene la ventaja de poseer una mayor eficiencia energética puesto que se aprovecha tanto el calor como la energía mecánica o eléctrica de un único proceso.
2. La GD evita la construcción de nuevas líneas de transporte y distribución, y nuevas centrales eléctricas, que se enfrentan actualmente a un gran rechazo social. En este sentido, la GD permite cubrir los picos de demanda y evita las interrupciones de suministro. Por otra parte, las pérdidas de potencia que se producen en las líneas, que se estiman en un 7-10 % de promedio con respecto a la potencia total generada, se reducen con la GD.
3. La actual reestructuración del sector eléctrico, que elimina la planificación centralizada y establece la libre competencia en la generación, promueve la aparición de nuevos competidores, que consideran la GD como una oportunidad de negocio, mucho menos arriesgada que la construcción de nuevas centrales.
4. La presencia de GD cerca de puntos de consumo puede tener un impacto beneficioso en la calidad y fiabilidad del suministro eléctrico.
5. La GD establece una mayor seguridad del suministro por la diversidad de sistemas de GD en torno al consumidor, y por la variedad de tecnologías y fuentes de energía primarias empleadas.

A pesar de los beneficios indicados de la GD, también existen una serie de barreras que dificultan su expansión. Estas barreras son de carácter técnico, económico y regulatorio [Comunidad de Madrid, 2007].

Las barreras técnicas están relacionadas con la falta de madurez de algunas tecnologías y la interconexión con las redes de distribución. La fiabilidad, eficiencia y tiempos de vida de algunas de estas tecnologías deben ser mejoradas incrementando la investigación y el desarrollo tecnológico. Por otra parte, la variabilidad de la producción de algunas fuentes de energía renovable es un problema importante. Las barreras de interconexión están relacionadas con el hecho de que las redes de distribución no están preparadas técnicamente para conectar generadores sino cargas. En consecuencia, se pueden producir problemas relativos a la calidad del suministro, fiabilidad, estabilidad, flujos bidireccionales, etc. Las compañías distribuidoras imponen unos criterios de conexión muy restrictivos con objeto de evitar estos problemas. Una mayor experiencia en GD permitiría relajar estas especificaciones en la interconexión, facilitando su penetración.

Las barreras económicas están asociadas con los altos costes de capital de algunas tecnologías debido a su falta de madurez y poca difusión. De nuevo la investigación y el desarrollo tecnológico, junto con subvenciones, primas e incentivos fiscales, pueden facilitar la expansión de la GD.

Por último, es necesario agilizar los procedimientos para la solicitud de licencias de instalaciones, que involucran a autoridades locales, regionales y nacionales.

2.3. Sistemas híbridos de generación eléctrica estacionaria

Los sistemas híbridos, que combinan diferentes fuentes de potencia, son una buena alternativa para los sistemas de GD pues permiten superar los inconvenientes que caracterizan a cada una de las fuentes por separado. En esta sección se define qué es un sistema híbrido y se describen sus características. En un ámbito genérico, se entiende por hibridación la utilización combinada de varias tecnologías en busca de una compensación entre las ventajas y los inconvenientes de cada una. De esta forma, el sistema híbrido puede resultar más ventajoso que cualquier sistema formado por una de las tecnologías por separado. Este concepto se usa con frecuencia en los sistemas de potencia. Se exponen a continuación algunos ejemplos:

- Vehículo híbrido motor de combustión + motor eléctrico alimentado con baterías. La

utilización de las baterías permite disponer de un grado de libertad para la distribución de potencias y, por tanto, buscar un alto rendimiento en el funcionamiento del motor de combustión.

- Sistema eléctrico de potencia aislado fotovoltaico + baterías. La utilización de un sistema de almacenamiento de energía permite superar el inconveniente de la aleatoriedad e intermitencia de la producción fotovoltaica.
- Sistema eléctrico pila de combustible + baterías. Las baterías permiten superar la respuesta lenta de la pila de combustible y, por tanto, apoyar a ésta en demandas rápidas de potencia o en el arranque en frío.
- Sistema eléctrico pila de combustible de alta temperatura + turbina de gas. La turbina de gas permite aprovechar la alta temperatura de los gases de escape de este tipo de pilas y, en consecuencia, se pueden alcanzar rendimientos energéticos muy altos.

En [Paska *et al.*, 2009] se define como *sistema híbrido de potencia* a un pequeño conjunto de unidades de energía renovable o no renovable actuando de forma coordinada, que generan electricidad o electricidad y calor, dándose la coordinación mediante sistemas electrónicos de potencia avanzados. Refiriéndonos únicamente a los sistemas eléctricos de generación estacionaria, los sistemas híbridos pueden funcionar de forma aislada o conectados a red, siendo una buena alternativa para los sistemas de GD con objeto de superar los inconvenientes que caracterizan a cada una de las fuentes por separado.

Los sistemas de potencias autónomos, es decir sistemas aislados de una red de distribución de gran potencia, se utilizan generalmente para alimentar cargas simples o redes locales débiles. El empleo de energías renovables está justificado en el caso de que se trate de áreas remotas donde la extensión de la red eléctrica es muy costosa, o la utilización de generadores acarrea problemas operativos tanto desde el punto de vista del suministro de combustible como de su reparación y mantenimiento. Debido a la naturaleza temporal aleatoria que presentan las fuentes de energía renovable, la utilización de un sistema híbrido autónomo formado por varias fuentes de energía renovable y algún medio de almacenamiento energético, puede ser una buena solución para evitar la interrupción del suministro en el sistema autónomo. Además, también puede incorporarse un generador como dispositivo de respaldo para asegurar la continuidad del suministro, aunque ahora de menor tamaño gracias a la

combinación de varias fuentes de energía renovable y medios de almacenamiento. La aplicación principal de los sistemas híbridos aislados se encuentra en la provisión de energía eléctrica para pequeños asentamientos poblacionales y/o industriales en áreas aisladas, en centrales repetidoras de telecomunicaciones, estaciones de bombeo de fluidos, etc.

Por otra parte, los sistemas híbridos también pueden emplearse conectados a la red eléctrica. Cuando están constituidos por más de una fuente de energía renovable, la producción eléctrica renovable presenta menos variación que en el caso de emplearse sólo una fuente. Además, permiten aprovechar más recursos naturales de la localización en cuestión. En este sentido, en [Dufo-López *et al.*, 2009] se lleva a cabo el diseño óptimo desde el punto de vista económico de sistemas de potencia constituidos por sistemas fotovoltaicos y/o eólicos en varios escenarios, donde la energía generada es vendida a la red en el sistema eléctrico español. Como resultado se obtuvo que en la mayoría de escenarios el sistema híbrido fotovoltaico + eólico resultó el más rentable.

Algunos trabajos tratan sobre sistemas híbridos conectados a red que emplean ésta sólo como una fuente de respaldo para satisfacer la demanda requerida en caso de falta de potencia renovable suficiente [Chedid y Rahman, 1997; Kellogg *et al.*, 1998; Giraud y Salameh, 2001]. Sin embargo, en estos sistemas no se tiene en cuenta la baja calidad de la potencia inyectada debido a la fluctuación de los recursos renovables, ni la incapacidad para regular ésta. Un sistema de almacenamiento de energía permite considerar estos aspectos. Así, en [Kim *et al.*, 2008] se propone un sistema híbrido fotovoltaico + eólico + baterías conectado a la red con tres modos de funcionamiento. En el primer modo, las baterías están desconectadas y los sistemas renovables operan para inyectar la máxima potencia disponible según las condiciones de sol y viento. La potencia generada es menos fluctuante que la correspondiente a cada una de las fuentes por separado pero sigue teniendo una variabilidad importante. En el segundo modo, la operación de las baterías permite regular la potencia inyectada a la red, que debe seguir una consigna ordenada por un control supervisor. Esta consigna puede estar establecida en función del contrato con el suministrador, permitiendo un menor consumo en horas pico y por tanto una disminución del coste de la energía comprada a la red, o bien determinada por alguna estrategia de gestión de la demanda. En el tercer y último modo de operación, las baterías están de nuevo en funcionamiento actuando ahora como un filtro que suaviza la fluctuación de potencia de las fuentes renovables, mejorando la calidad de la potencia entregada a la red.

Otras ventajas de la integración de sistemas de almacenamiento con fuentes de energía renovable se detallan en [Toledo *et al.*, 2010]. Además de la ya mencionada capacidad para gestionar la carga demandada y, por tanto, reducir el consumo de energía procedente de la red, los sistemas de almacenamiento de energía también permiten prevenir de interrupciones en la red gracias a esta capacidad, evitando así picos de potencia que pudieran ser perjudiciales. Una última ventaja es la posibilidad de los sistemas de almacenamiento de funcionar como fuentes de respaldo en caso de interrupciones en el suministro.

Como ya se ha comentado anteriormente, las fuentes de energía renovable son fuentes intermitentes, suponiendo un problema importante en la planificación de producción eléctrica, sobretodo cuando la penetración de éstas en la red es alta. Una posible solución para evitar esta desventaja es emplear sistemas de almacenamiento. En [Bernal-Agustín y Dufo-López, 2008] se propone un sistema de potencia para vender energía a la red formado por un sistema eólico y un sistema de hidrógeno. De esta forma, la generación de potencia inyectada a red es controlable, con lo cual es posible adaptar la curva de producción a la curva de demanda de electricidad. El sistema de hidrógeno tiene la ventaja de poseer una mayor densidad energética que, por ejemplo, las baterías. Sin embargo, del análisis económico de dicho trabajo se deduce que a los actuales costes de las tecnologías de hidrógeno, y dada la baja eficiencia energética en la conversión electricidad-hidrógeno-electricidad (menos del 40 % en comparación con el 80 % característico de las baterías), estos sistemas distan mucho de ser rentables actualmente.

En resumen, la combinación de una/varias fuentes de energía renovable y/o no renovable y/o de sistemas de almacenamiento de energía permite la búsqueda de mejores soluciones dado un escenario concreto, tanto en aplicaciones conectadas a red como aisladas. Generalmente en cada aplicación se deben evaluar los recursos naturales disponibles, los costes y propiedades de las tecnologías, la demanda energética solicitada, y aspectos técnicos y económicos de la red eléctrica circundante.

2.3.1. Sistemas híbridos aislados

En esta sección se tratan los sistemas híbridos aislados de generación eléctrica estacionaria (también conocidos como autónomos). La hibridación de una/varias fuentes de energía renovable o no renovable (con o sin sistemas de almacenamiento de energía) para la formación de un sistema autónomo presenta básicamente las ventajas que se indican a continuación:

1. Aumento de la fiabilidad del sistema de generación. El empleo de más de una fuente de energía renovable implica la dependencia de varios recursos naturales. Por tanto, el problema de la intermitencia de éstos se reduce. También se aumenta la fiabilidad si se emplean fuentes no renovables.
2. Beneficios medioambientales por el uso de fuentes de energía renovable.
3. Posibilidad de reducción del coste (de inversión y de funcionamiento) del sistema de generación eléctrica. La hibridación aumenta los grados de libertad para el dimensionado y funcionamiento de las fuentes de potencia, permitiendo la búsqueda de soluciones más económicas.
4. Mayor flexibilidad. El sistema de generación puede ser adecuado, al mismo tiempo, a varias demandas energéticas.

Habitualmente, los sistemas con potencias mayores de 100 KW suelen estar basados en corriente alterna; los sistemas con potencias mayores de 10 KW también están basados en corriente alterna pero pueden tener una importante contribución de generadores de corriente continua, y los sistemas más pequeños suelen tener todos sus componentes en corriente continua [Manwell *et al.*, 1998]. En consecuencia, la configuración puede estar basada en un bus únicamente en continua, o en alterna, o en dos buses (continua y alterna). Las ventajas y los inconvenientes de cada topología se pueden consultar en [Wang, 2006]. En la figura 2.2 se muestra un esquema genérico con dos buses (CC y CA), donde se pueden encontrar generadores renovables o no renovables, de corriente alterna o corriente continua, cargas eléctricas alternas o continuas, otro tipo de cargas (térmicas, de hidrógeno, etc.), sistemas de almacenamiento de energía y dispositivos de electrónica de potencia.

Los dispositivos de electrónica de potencia son necesarios para adaptar las tensiones y corrientes de los distintos equipos y para controlar sus potencias. En el caso más general se dan los acondicionadores electrónicos de potencia siguientes: convertidores CC/CC, convertidores CC/CA (inversores) y convertidores CA/CC (rectificadores). Pueden ser unidireccionales o bidireccionales y con transformadores (aislamiento galvánico) o sin ellos.

Respecto a las cargas, en un sistema híbrido se pueden dar los tipos siguientes: cargas eléctricas (CC, CA monofásica, CA trifásica), cargas de hidrógeno, cargas térmicas (cogeneración) y bombeo de agua. En relación con la prioridad que caracteriza a cada carga, éstas se clasifican de la manera siguiente:

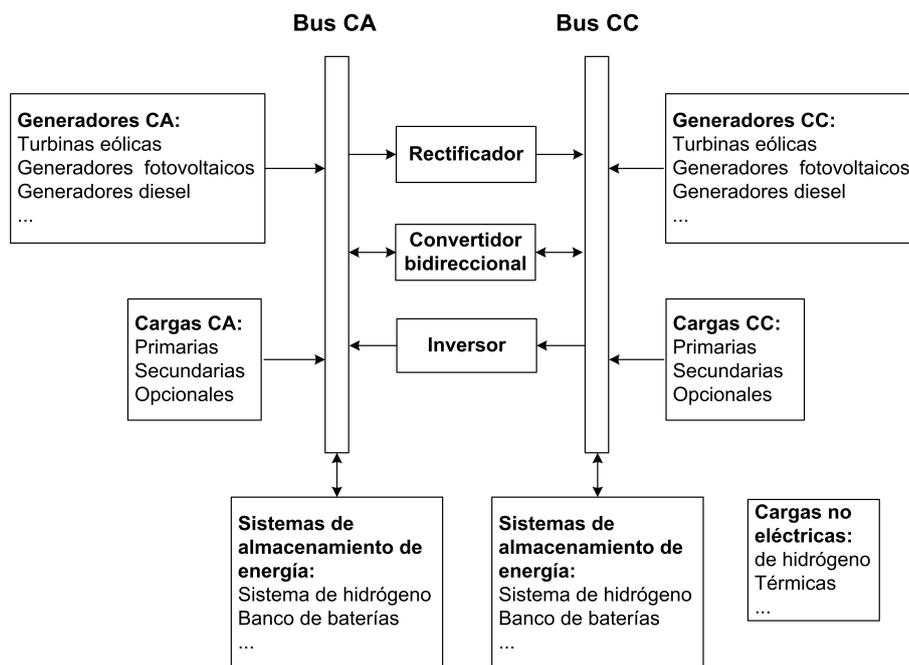


Figura 2.2: Configuración genérica de un sistema híbrido de potencia

- Cargar primarias. Deben ser satisfechas inmediatamente.
- Cargas secundarias. Deben ser satisfechas pero cuando sea posible (ejemplo: bombeo de agua).
- Cargas opcionales. No hay obligación para atenderlas. Se satisfacen si es posible (ejemplo: calentamiento de agua mediante el exceso de energía generada por un sistema fotovoltaico).

2.3.2. Dimensionado de sistemas híbridos aislados

Dado los altos costes de las fuentes de energía, principalmente de las fuentes de energía renovable y de los sistemas de almacenamiento de energía, la elección del tipo y tamaño adecuado de los distintos elementos que componen un sistema híbrido autónomo, dada una aplicación determinada, es una tarea crucial para la instalación de este tipo de sistemas. Como datos de partida para llevar a cabo el dimensionado se debe disponer de información sobre los recursos naturales disponibles en la localización en cuestión, la demanda energética que se debe satisfacer y los objetivos del dimensionado (maximizar la fiabilidad y/o minimizar costes y/o minimizar emisiones contaminantes).

Puesto que no hay una relación directa entre el tamaño de los componentes, el coste total del sistema y la fiabilidad del suministro, los métodos encontrados en la literatura están basados principalmente en simulaciones del comportamiento del sistema de potencia que debe satisfacer un perfil de carga determinado, siendo el periodo de estudio uno o varios años y el paso de simulación usualmente una hora. Ya que dicho paso suele ser del orden de la hora, las simulaciones deben llevarse a cabo con modelos de comportamiento a largo plazo [Manwell *et al.*, 1998], incluyéndose además expresiones para el análisis económico. Estos modelos reciben el nombre de modelos cuasi-estacionarios. Los fenómenos de dinámica rápida no se tienen en cuenta en esta fase del diseño, sino que se considerarán cuando se estudien aspectos como el diseño de componentes, la estabilidad del sistema, la calidad de la energía eléctrica, etc. Para la optimización del dimensionado suelen emplearse métodos enumerativos² o técnicas de optimización, por ejemplo algoritmos genéticos [Dufo-López, 2007].

En sistemas híbridos con fuentes de energía renovable y un único sistema de almacenamiento de energía, por ejemplo un banco de baterías, la estrategia para la gestión de la energía es muy simple: cuando no hay potencia renovable suficiente las baterías suministran la potencia que falta, y en caso contrario el exceso se almacena en las baterías. Por supuesto, bajo este nivel alto de control existen otros lazos de más bajo nivel que tienen en cuenta otros aspectos como por ejemplo la recarga correcta de las baterías para evitar sobrecargas y sobredescargas, el control de tensiones en los buses, el seguimiento del punto de máxima potencia en los sistemas fotovoltaicos, etc. Si el sistema híbrido cuenta con un generador controlable (generador diesel, pila de combustible, etc.) y/o más de un sistema de almacenamiento (banco de baterías más sistema de hidrógeno), la estrategia de control se complica puesto que aparecen ahora varios grados de libertad. Surgen entonces cuestiones como qué prioridad se da a los generadores controlables y baterías cuando tengan que producir potencia, y qué prioridad se da a los sistemas de almacenamiento cuando tengan que recoger la energía sobrante. La elección de la estrategia de gestión de la energía pasa a formar parte del problema de optimización del dimensionado del sistema, puesto que pequeños cambios en la estrategia pueden suponer cambios importantes en el comportamiento a largo plazo del mismo [Ulleberg, 2004]. Nótese que una estrategia adecuada permite [Nayar *et al.*, 2007]:

²Los métodos enumerativos son probablemente los métodos de búsqueda y optimización más simples pues evalúan cada solución posible de un espacio de búsqueda finito. En espacios de búsqueda de gran tamaño, esta técnica es ineficiente e incluso imposible de aplicar, por lo que se requiere limitar de alguna manera el espacio de exploración.

1. Aumentar la fiabilidad, pues el almacenamiento de energía se ha realizado adecuadamente.
2. Minimizar el coste de funcionamiento, ya que se podría hacer trabajar a los generadores en puntos de operación de alto rendimiento y, por tanto, con menor consumo de combustible.
3. Minimizar el coste de reemplazamiento, puesto que se podría buscar una operación de las fuentes de potencia de manera que se evite su degradación en la medida de lo posible.
4. Reducir las dimensiones de los equipos si los flujos de potencia siguen los caminos adecuados, aprovechando en consecuencia la potencia nominal de todas las fuentes de potencia.
5. Maximizar la utilización de energía renovable.

En [Bernal-Agustín y Dufo-López, 2009] puede encontrarse un estudio sobre el estado del arte de los trabajos más significativos encontrados en la literatura sobre simulación y optimización de sistemas autónomos basados en energía renovable. En dicho trabajo también se comparan distintas herramientas informáticas empleadas en la simulación y optimización de sistemas híbridos.

Las herramientas de optimización (también llamadas de dimensionado) permiten obtener el tamaño *óptimo* de cada uno de los diferentes componentes del sistema a partir de unos requerimientos energéticos. En cambio, las herramientas de simulación aportan la visión opuesta a las herramientas de optimización. El usuario especifica la naturaleza y las dimensiones de cada componente, y la aplicación proporciona un análisis detallado de las características del sistema, empleando modelos más precisos. Estas últimas herramientas se emplean para verificar y refinar el dimensionado, analizar el impacto de futuros cambios en la carga, estudiar la sensibilidad del diseño respecto a parámetros concretos, etc.

Entre las herramientas de optimización, HOMER (*Hybrid Optimization Model for Electric Renewables*)³, desarrollado por el NREL (*National Renewable Energy Laboratory*, E.E.U.U.) y de acceso libre, es probablemente la aplicación más extendida. Esta herramienta permite optimizar sistemas híbridos formados por generadores fotovoltaicos, generadores eólicos,

³<http://www.homerenergy.com/>

baterías, turbinas hidráulicas, generadores CC y CA, pilas de combustible, electrolizadores, reformadores, tanques de hidrógeno y convertidores bidireccionales CC–CA. También permite modelar la conexión a red del sistema híbrido. Por otra parte, las cargas pueden ser CC, CA, y/o cargas de hidrógeno, y/o cargas térmicas. El dimensionado se basa en la evaluación técnica y económica, realizada de forma simultánea, de las distintas combinaciones de los elementos seleccionados, llevando a cabo simulaciones del comportamiento a largo plazo del sistema basadas en balances energéticos. El paso de simulación es de una hora, en la que se considera que todas las variables se mantienen constantes. Las estrategias de control se basan en las descritas en [Barley y Winn, 1996]. Una vez dimensionado el sistema, el NREL recomienda refinar el diseño con HYBRID2⁴, herramienta de simulación desarrollada por el *Renewable Energy Research Laboratory* (RERL) de la Universidad de *Massachusetts* y el NREL.

Son muy numerosos los trabajos donde se emplea HOMER como herramienta de dimensionado tanto para sistemas aislados como para sistemas conectados a red [Fung *et al.*, 2002; Wies *et al.*, 2005; Zoulias y Lymberopoulos, 2007; Barsoum y Vacent, 2007; Shaahid y Elhadidy, 2007; Alam y Gao, 2007; Dalton *et al.*, 2009; Demiroren y Yilmaz, 2010; Bekele y Palm, 2010].

Las metodologías desarrolladas en los capítulos 3 y 4 de esta Tesis utilizan HOMER como herramienta de simulación. Por este motivo, en el apéndice A se realiza una descripción de los parámetros de entrada que requiere la herramienta y los resultados que devuelve, así como los conceptos necesarios para entender cómo funciona. En cualquier caso, la descripción sólo abarca aquellos aspectos que han sido empleados en esta Tesis.

2.4. Sistemas fotovoltaicos

2.4.1. Introducción

Los sistemas fotovoltaicos convierten directamente la energía solar en electricidad mediante el efecto fotovoltaico. Sus ventajas son: 1) no consumen combustible; 2) no producen contaminación ambiental; 3) son silenciosos; 4) tienen una larga vida útil; 5) son resistentes a condiciones climáticas extremas; 6) se caracterizan por su bajo mantenimiento, puesto que no tienen partes móviles (salvo si constan de seguidor solar); y 7) tienen un carácter modu-

⁴<http://www.ceere.org/rerl/projects/software/hybrid2/>

lar que permite aplicaciones a todas las escalas. No obstante, presentan los inconvenientes siguientes: 1) el precio de los paneles es muy alto (la materia prima, principalmente silicio, y el proceso de fabricación son caros); 2) requieren una gran superficie de captación dado su bajo rendimiento energético; y 3) tienen limitaciones en la producción de energía puesto que el recurso solar es intermitente. Esto aconseja moderación en el consumo y uso de aparatos de gran eficiencia (más caros), y obliga a la utilización de sistemas de almacenamiento de energía en los sistemas aislados de red, ocasionando un coste aún más alto.

Tradicionalmente se utilizaban para el suministro de energía eléctrica en lugares donde no era rentable la instalación de líneas eléctricas. Con el tiempo su uso se ha ido diversificando hasta el punto que actualmente resultan de gran interés las instalaciones solares conectadas a la red eléctrica. Entre sus aplicaciones como sistemas aislados de la red eléctrica se pueden mencionar las siguientes: electrificación de viviendas rurales, suministro de agua a poblaciones, bombeo de agua / riegos, naves ganaderas, telecomunicaciones (repetidores de señal, telefonía móvil y rural), tratamiento de aguas (desalinización, cloración), señalizaciones (marítima, ferroviaria, terrestre y aérea), alumbrado público, aplicaciones espaciales, producción de hidrógeno y coches eléctricos. Cuando están conectados a la red eléctrica pueden clasificarse como sistemas de Generación Distribuida⁵, o bien constituir centrales eléctricas solares.

Un sistema fotovoltaico conectado a red (considerándolo como sistema de Generación Distribuida) suele presentar los elementos siguientes (ver figura 2.3):

- Generador fotovoltaico.
- Inversor diseñado para conexión a red (el generador fotovoltaico genera corriente continua).
- Contadores para la medida de la energía vertida y tomada de la red. La energía vertida es vendida al distribuidor eléctrico.

Por otro lado, un sistema fotovoltaico aislado se caracteriza por poseer los elementos siguientes (ver figura 2.4):

- Generador fotovoltaico.

⁵La Generación Distribuida es hoy día, en cuanto al tamaño de las instalaciones, de amplio espectro. Así puede ir desde grandes polígonos industriales con paneles solares fotovoltaicos instalados en sus cubiertas hasta microinstalaciones domésticas montadas en viviendas.

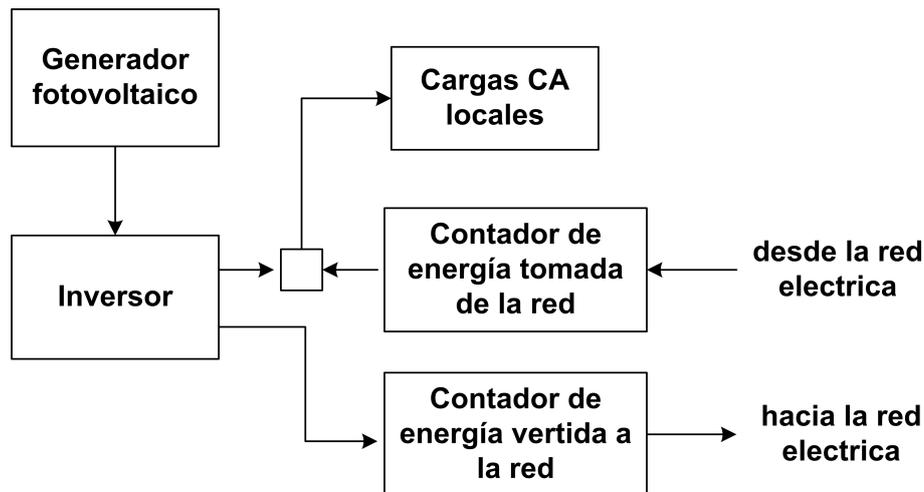


Figura 2.3: Configuración típica de sistema fotovoltaico conectado a red

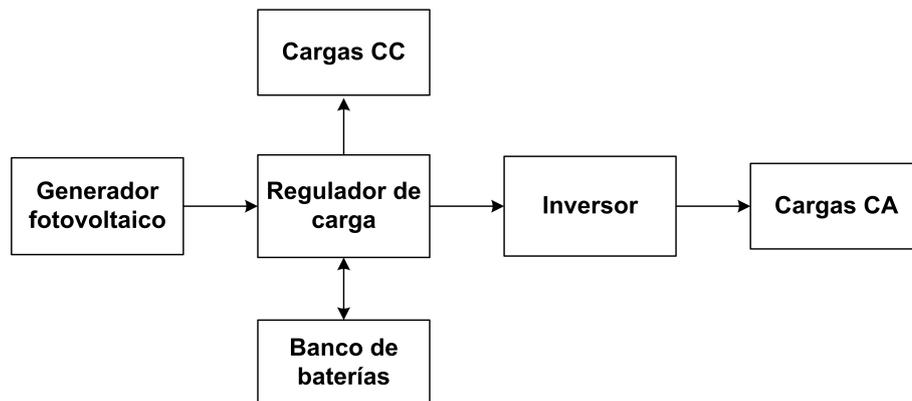


Figura 2.4: Configuración típica de un sistema fotovoltaico aislado

- Inversor, si existen cargas en corriente alterna.
- Acumulador. La intermitencia en la producción del generador fotovoltaico debido al recurso solar obliga a la utilización de un sistema de almacenamiento de energía que case producción y demanda de energía. Habitualmente se suelen emplear baterías.
- Regulador de carga de las baterías. Para proteger a las baterías de sobrecargas y sobredescargas es muy frecuente la utilización de un regulador de carga.

Un generador fotovoltaico está constituido por varios paneles conectados en serie y/o paralelo [Markvart y Castañer, 2006]. Estos, a su vez, están formados por varias células fotovoltaicas conectadas también en serie y/o paralelo. La tensión de una célula suele tener

un valor muy bajo (0,6 V en células de silicio). De este modo se consigue adaptar un generador fotovoltaico a las características eléctricas demandadas en la instalación.

2.4.2. Baterías

El almacenamiento de energía en los sistemas eléctricos de potencia va adquiriendo cada vez más importancia. Con el desarrollo de mercados energéticos liberalizados, surgen nuevas aplicaciones para las tecnologías de almacenamiento de energía desde varios puntos de vista; a saber, cliente, generador, distribuidor y comercializador. Tradicionalmente, la calidad y la fiabilidad del abastecimiento eran las exigencias más extendidas. Actualmente, el almacenamiento energético es una necesidad para hacer viable el funcionamiento de algunos sistemas de potencia. La estabilidad de los sistemas de transmisión y distribución, la generación distribuida en horas pico, el respaldo a las fuentes de energía renovables y la nivelación de carga son algunas de las nuevas exigencias de los sistemas eléctricos de potencia.

Las tecnologías de almacenamiento pueden clasificarse atendiendo al tiempo en el que pueden suministrar energía. Así, existen tecnologías para muy corta duración (segundos), corta duración (de minutos a 1 hora), de larga duración (varias horas) y de muy larga duración (de días a una semana). No existe una tecnología superior al resto, sino que cada una se adapta mejor a una aplicación determinada.

Las baterías son la forma más conocida de almacenamiento de energía eléctrica. Están constituidas por varias celdas en serie, formadas cada una de ellas por dos electrodos de distinta polaridad y el electrolito, que es el medio que los separa. En cada celda, la energía eléctrica es convertida, mediante reacciones químicas, en energía electroquímica y viceversa. Los materiales activos se encuentran en los electrodos y en el electrolito. Durante la descarga de energía, el electrodo negativo (ánodo) genera electrones mediante una reacción de oxidación, mientras que el electrodo positivo (cátodo) los absorbe vía un proceso de reducción. El electrolito impide el paso de electrones pero permite la circulación de iones entre los electrodos. Finalmente, un conductor exterior en contacto con los electrodos cierra el circuito. Durante el proceso de recarga se producen las reacciones contrarias generándose de nuevo los materiales activos de los electrodos, que se consumieron en la descarga.

Baterías de plomo ácido

Existen varios tipos de baterías, siendo las de plomo ácido la tecnología más antigua, pero también la más empleada por su mejor relación calidad-precio y su alta disponibilidad. Estas baterías pueden clasificarse en tres tipos, según el ciclo de carga-descarga para el que están diseñadas:

1. **Baterías de arranque.** Se emplean para el arranque de motores de combustión interna. La mayor exigencia para este tipo de acumuladores es suministrar gran corriente durante un intervalo de tiempo corto y en condiciones desfavorables de temperatura. Son de bajo coste, tienen poca resistencia al ciclado y las descargas son superficiales.
2. **Baterías de tracción.** Están diseñadas para la tracción en vehículos con motor eléctrico. Son sometidas a fuertes descargas a intervalos de tiempo, durante un periodo que suele ser de 8 horas (una jornada laboral). Después de este periodo deben ser recargadas rápidamente para la próxima jornada. Por tanto, presentan alta resistencia al ciclado.
3. **Baterías estacionarias.** Las aplicaciones son muy variadas, siendo la más extendida la de funcionamiento en *standby*, para suministrar energía eléctrica en caso de fallo de la tensión de la red. Permanecen largos periodos trabajando en flotación, pero resisten regímenes de descarga elevados. Presentan resistencia moderada al ciclado.

Como se indicará más adelante, ninguno de estos tipos se adapta completamente a aplicaciones fotovoltaicas, siendo las baterías estacionarias aquellas con unas características más adecuadas para el funcionamiento en sistemas fotovoltaicos, aunque en algunos casos las de tracción se adaptan mejor.

Por otra parte, las baterías de plomo ácido se pueden clasificar atendiendo al electrolito empleado en:

1. **Baterías abiertas**, en inglés *open o flooded o vented batteries*. El electrolito se encuentra en estado líquido y es accesible al usuario. Puesto que la recarga de la batería no es ideal, parte de la corriente de carga descompone el agua en hidrógeno y oxígeno, que se vierten al exterior. En consecuencia, estas baterías necesitan de la reposición periódica de agua y de una ubicación separada que cuente con una ventilación adecuada, puesto que los gases vertidos pueden generar mezclas explosivas. Estos dos factores incrementan los costes de mantenimiento e instalación.

2. **Baterías herméticas o reguladas por válvula**, en inglés *sealed* o *valve-regulated lead-acid* (VRLA) *batteries*. Estas baterías están selladas excepto por su válvula de seguridad. Están diseñadas para favorecer la recombinación de hidrógeno y oxígeno en agua, evitando la expulsión de estos gases al exterior y la reposición periódica de agua. Cuando la corriente de carga es excesivamente grande, la presión de los gases provoca la apertura de la válvula, liberándose el gas junto con un poco de ácido. Puesto que estas baterías no requieren de una infraestructura especial ni de reposición periódica de agua, los costes de mantenimiento y de instalación son menores que en el caso de las baterías abiertas. Por otra parte, presentan una mejor energía por unidad de volumen y de masa, y tienen mejor movilidad que las abiertas, que deben estar en posición vertical. No obstante, el sellado de las baterías herméticas impide las tareas de mantenimiento de las que sí gozan las baterías abiertas, provocando una menor vida útil. Existen dos tipos de baterías herméticas:

- a) **Baterías de gel**. Presentan un electrolito inmovilizado en forma de gel. Se caracterizan por presentar mejor vida útil y fiabilidad a altas temperaturas y a descargas profundas que las baterías AGM.
- b) **Baterías AGM (*absorbent glass mat*)**. El electrolito se absorbe utilizando fibra de vidrio microporosa o fibra polimérica. La ventaja respecto a las de gel es que son más adecuadas para suministrar altas corrientes en cortos intervalos de tiempo.

Tanto las baterías abiertas como las herméticas se emplean en *Sistemas de Alimentación Ininterrumpida* (SAI). Sin embargo, las abiertas son predominantes en aplicaciones por encima de 500 kVA [APC, 2005]. En instalaciones fotovoltaicas también se emplean los dos tipos, no obstante las baterías herméticas son mucho más adecuadas en sistemas remotos ya que las tareas de mantenimiento se simplifican bastante. En referencia a las baterías herméticas, las baterías AGM son más empleadas en SAIs, sobre todo cuando se requiere una alta corriente de descarga, mientras que las baterías de gel se adaptan mejor a aplicaciones fotovoltaicas [Wagner, 2007a,b].

Vida útil en baterías de plomo ácido

Uno de los inconvenientes de las baterías como sistemas de almacenamiento energético es su corta vida útil. Las acciones siguientes son medidas encaminadas a alargar la vida media de una batería [Luque y Hegedus, 2003]: 1) evitar sobrecargas; 2) evitar sobredescargas; 3) evitar largos periodos sin carga completa, recargándose la batería tan pronto como sea posible; 4) evitar descargas profundas; 5) sobrecargar ligeramente la batería aproximadamente una vez al mes (para baterías abiertas); 6) evitar altas y bajas temperaturas; y 7) recargar la batería de una manera controlada, verificando el voltaje, la temperatura y la corriente de carga.

La aplicación de estas medidas se ve favorecida por una adecuada elección del tipo y tamaño del banco de baterías para la aplicación en cuestión, y por el uso de un regulador de carga apropiado para la batería. En circunstancias normales, la vida útil de la batería está limitada por dos factores: 1) la vida media por degradación y 2) el número máximo de ciclos recarga-descarga. Este número máximo se ve afectado por la profundidad de la descarga, de modo que se suele emplear la relación siguiente $PD.n = constante$, siendo PD y n la profundidad de descarga y el número máximo de ciclos respectivamente. El valor mínimo de estos dos factores marcará la vida útil de la batería. En general, las medidas constructivas que favorecen el aumento de n perjudican la vida media por degradación y viceversa.

Proceso de recarga de baterías

Generalmente, los fabricantes de baterías proponen el método de recarga más apropiado para su batería, pudiendo ser de mayor o menos complejidad. Estos métodos se basan en la ejecución de varias etapas (figura 2.5) en las que o bien la corriente o bien la tensión son impuestas. En una primera fase (fase de *recarga rápida*), la recarga se hace a corriente constante relativamente alta para dar rapidez a la recarga, pero no lo suficiente alta como para dañar la batería. La tensión de la batería se incrementará paulatinamente. Cuando la batería alcanza aproximadamente el 80 % de su carga completa, se aplica una recarga a tensión constante (fase de *absorción*) de valor ligeramente superior al que tendrá la batería al completar la recarga. En esta fase la batería continua absorbiendo carga por lo que la corriente irá decreciendo. La fase siguiente se conoce como fase de *ecualización*, en la que se aplica una tensión ligeramente superior a la tensión de absorción, con objeto de igualar tensiones y densidades en las celdas de la batería. Este desequilibrio suele ocurrir en baterías con un gran número de celdas en serie, y es debido a la existencia de sobrecargas o cargas

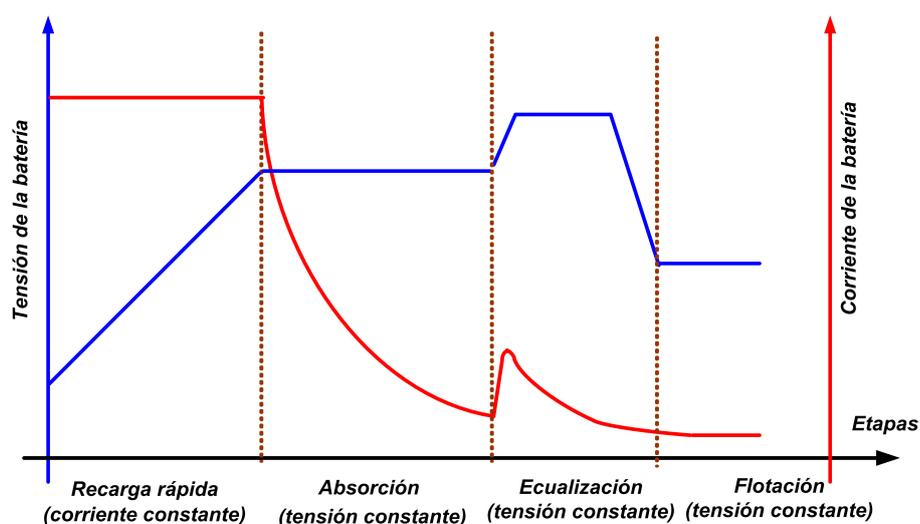


Figura 2.5: Método de recarga de una batería en cuatro etapas

inversas en algunas celdas provocadas por un proceso de deterioro diferente o por tolerancias en la fabricación y temperatura. Finalmente, en la fase de *flotación* la batería está conectada de forma indefinida a una tensión ligeramente superior a la de plena carga, evitándose de este modo la autodescarga de la batería. Los valores apropiados de tensión y corriente en cada etapa varían con la temperatura, por tanto se debe medir la temperatura de la batería y corregir dichos valores aplicados. Esto es lo que se conoce por *compensación de temperatura*, y es importante para evitar la aplicación de tensiones incorrectas que pudieran deteriorar la batería. Los reguladores de carga son los dispositivos conectados a las fuentes de potencia que se encargan de aplicar los métodos de recarga establecidos por cada fabricante.

Características de una batería

A modo de resumen se enumeran las características que definen a una batería:

1. **Resistencia interna.** Aumenta con las bajas temperaturas, con la descarga de la batería y con el envejecimiento.
2. **Rendimiento.** Es la fracción de energía suministrada a la batería que puede ser extraída. Suele estar en torno al 80 %. Obviamente, las pérdidas energéticas, que se originan en forma de calor, se producen tanto en la recarga como en la descarga.
3. **Vida útil.** Número máximo de ciclos de recarga-descarga que soporta, o vida útil por degradación. Según la utilización de la batería uno de estos dos factores es el dominante.

4. **Profundidad de descarga máxima admisible.** Para una batería de plomo ácido este valor está en torno a un 80 %. Mayores profundidades deterioran la batería.
5. **Capacidad** (Ah ó KWh). Cantidad de electricidad que puede entregar una batería cuando se descarga antes de que su tensión disminuya por debajo de un nivel mínimo. Varía, entre otros factores, con el régimen de descarga, de manera que a mayor régimen de descarga menos capacidad hay disponible en la batería. Es habitual definir C_{10} como la capacidad de la batería para una descarga de 10 horas, y C_{100} como capacidad de la batería para una descarga de 100 horas. La capacidad aumenta con la temperatura (dentro de unos límites) y disminuye con el número de ciclos.
6. **Estado de carga.** Relación entre la carga almacenada y capacidad nominal. No es equivalente a la tensión de la batería, otros factores también influyen (temperatura, régimen de carga o descarga, etc.)
7. **Autodescarga.** Pérdida de energía en circuito abierto por reacción de los elementos. Su valor es aproximadamente de 2-5 % mensual en baterías de plomo ácido.

En el mercado se pueden encontrar otros tipos de baterías con mejores propiedades que las baterías de plomo ácido, aunque a un coste mucho mayor [Divya y Østergaard, 2009]. Las más extendidas son las baterías de níquel-cadmio, de ión litio y de sulfuro de sodio.

2.4.3. Baterías para instalaciones fotovoltaicas y sus reguladores de carga

En los sistemas fotovoltaicos autónomos es imprescindible el empleo de sistemas de almacenamiento de energía que compensen la discrepancia entre la producción fotovoltaica y la demanda energética. Los más usados son las baterías, debido a su bajo coste de instalación y a su rendimiento. Entre ellas, las baterías de plomo ácido son las más empleadas por su mejor relación calidad-precio. No obstante, las baterías son el elemento más sensible en un sistema fotovoltaico, ya que tienen una vida útil mucho menor que los paneles y, en general, que los acondicionadores de potencia. Además un funcionamiento incorrecto puede reducir aún más su vida útil, incrementando significativamente los costes de reemplazamiento. Por tanto, es muy importante elegir el tipo y el tamaño del banco de baterías más adecuado para una aplicación fotovoltaica determinada, de manera que se puedan aplicar las medidas indicadas en la pagina 44 en relación con el correcto funcionamiento de una batería. Es importante

tener en consideración la temperatura ambiente previsible en la localización en cuestión, de modo que la batería seleccionada sea la apropiada.

Las baterías en los sistemas fotovoltaicos aislados, como elementos que deben compensar la variabilidad de la generación fotovoltaica, se ven perjudicadas precisamente por dicha variabilidad, lo que reduce su vida útil. Las causas de este deterioro son, básicamente, los largos periodos en los que las baterías se encuentran en estado de carga medio y la falta de recargas completas. Además, están sometidas a un ciclo diario de descargas y recargas, a un ciclo estacional superpuesto al ciclo diario (según la estación del año, los estados de carga inicial y final de cada ciclo se encontrarán con mayor o menor proximidad a la plena carga), y a otros ciclos durante periodos de días nublados (conocidos como ciclos climáticos). Puesto que el tamaño determinado para el banco de baterías debe garantizar la continuidad del suministro en las peores condiciones (típicamente las baterías se dimensionan a partir de un valor establecido para los días de autonomía), la descarga diaria media suele ser un valor relativamente bajo (menor del 30 % de su capacidad) y la corriente de descarga suele ser también baja (ceden su capacidad total en el tiempo establecido como autonomía). Estas condiciones de trabajo son requisitos que debe satisfacer una batería para aplicaciones fotovoltaicas, además de tener una baja autodescarga, bajo mantenimiento (sobretudo en aplicaciones remotas), alta eficiencia y bajo coste.

De lo anterior se deduce que un regulador de carga es un elemento esencial en los sistemas fotovoltaicos aislados para gestionar de forma adecuada el estado de la batería, evitando sobrecargas y sobredescargas, y aplicando el método de recarga más adecuado para la batería⁶. El regulador de carga se instala entre el generador fotovoltaico y el banco de baterías (ver figura 2.4 en la página 40). Además de las funciones mencionadas, éste ha de ocuparse también de: 1) evitar la descarga de la batería hacia el panel; 2) protecciones eléctricas contra cortocircuito, sobrecorriente, etc.; y 3) monitorización de tensión, corriente, estado de carga y temperatura de las baterías.

En relación al método de recarga, los reguladores en los sistemas fotovoltaicos tienen limitaciones a la hora de aplicar las distintas etapas, debido a la intermitencia de la generación fotovoltaica. La única solución es intentar aproximarse lo más posible al método de recarga establecido, empleando los valores de corriente o tensión de referencia de las distintas etapas

⁶Las pequeñas instalaciones fotovoltaicas con demanda de energía conocida y tensiones del generador fotovoltaico menores que la tensión de la batería, no suelen llevar regulador de carga. Son los llamados sistemas *autorregulables*.

como límites para las corrientes o tensiones medias aplicadas.

Para controlar la corriente o tensión media, el regulador aplica habitualmente un control PWM (modulación por anchura de pulso). Sin embargo, los reguladores más simples emplean sólo un control ON-OFF, esto es, desconectan la carga cuando la tensión de la batería está por debajo de un valor determinado, evitando así la sobredescarga, y desconectan la batería cuando la tensión está por encima de un determinado valor para evitar la sobrecarga.

En general, utilizar simplemente un regulador tiene una desventaja importante. Cuando permiten el paso de corriente desde el generador hasta el banco de baterías, el generador fotovoltaico trabaja a la tensión de la batería y, por tanto, no necesariamente en el punto de máxima potencia⁷(PMP). De esta forma, no se está aprovechando al máximo posible toda la radiación capturada, aspecto que debería evitarse si además el recurso solar se caracteriza por ser intermitente. La solución es incorporar un convertidor CC/CC en el regulador de carga y añadir en el sistema de control un algoritmo para el seguimiento del punto de máxima potencia. En inglés se utiliza usualmente las siglas MPPT (*maximum power point tracker*) para hacer referencia a este dispositivo.

La utilización de convertidores CC/CC para el seguimiento del PMP se fundamenta en el hecho de que la impedancia vista por la fuente de potencia colocada a la entrada del convertidor, en este caso el generador fotovoltaico, puede modificarse con el ciclo de trabajo (ver figuras 2.6 y 2.7), y por tanto puede enfrentarse al generador una impedancia tal que su punto de trabajo coincida con el de máxima potencia. En [Enrique *et al.*, 2010] pueden consultarse los métodos para el seguimiento del punto de máxima potencia más habituales en la práctica.

No obstante, la función del MPPT es la de extraer la máxima potencia del generador fotovoltaico únicamente durante la primera fase de recarga de la batería (etapa de recarga rápida). Posteriormente, cuando se ejecutan las fases siguientes, se deben controlar otras variables, por ejemplo la tensión aplicada a la batería en las fases de absorción o de flotación (ver figura 2.8).

Otras ventajas de emplear reguladores con MPPT son las siguientes. En caso de distancias largas entre el generador fotovoltaico y la batería, la tensión del generador puede ser elegida mucho mayor que la tensión de la batería, resultando en menores corrientes y por tanto

⁷La curva característica de un generador fotovoltaico posee un punto de máxima potencia. La radiación incidente y la temperatura interna del generador modifican la forma de dicha característica y, por tanto, también la posición del PMP.

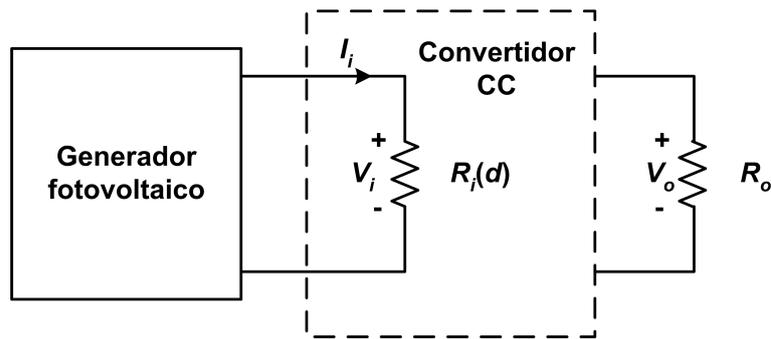


Figura 2.6: Circuito equivalente con MPPT

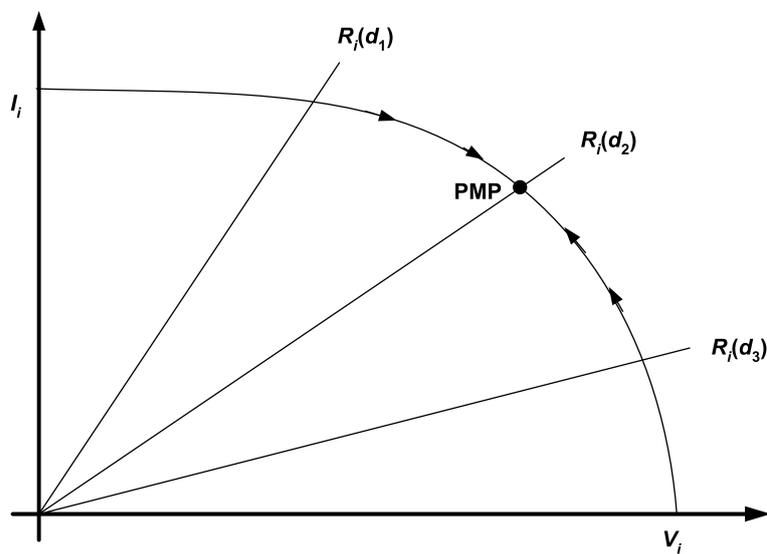


Figura 2.7: Variación del punto de trabajo del generador fotovoltaico mediante el MPPT

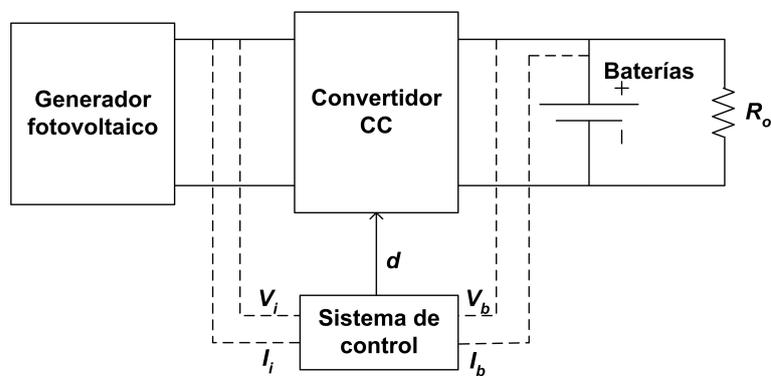


Figura 2.8: Configuración de un sistema fotovoltaico aislado con MPPT

menores pérdidas en los cables. Otra ventaja es que permite perfiles corriente/tensión más complejos en la recarga de baterías.

Sin embargo, los reguladores con MPPT también presentan inconvenientes. Puesto que deben incorporar un convertidor CC/CC de alto rendimiento para disminuir las pérdidas, el coste del regulador aumenta considerablemente, al igual que su complejidad. Por otra parte, es probable que en algunas aplicaciones no toda la energía extra posible generada por el MPPT se aproveche completamente; como por ejemplo cuando las baterías se han recargado antes de que terminen las horas de sol. En consecuencia, debe valorarse si el incremento de energía capturada compensa la subida del coste, o es más barato aumentar la superficie de paneles por ejemplo. En este sentido, es bastante probable (ver capítulo 3) que los reguladores con MPPT consigan mayor ganancia en el rendimiento total de la instalación cuando está ubicada en lugares de bajo recurso solar. Por otra parte, en pequeñas aplicaciones fotovoltaicas (por debajo del kW) no suelen emplearse reguladores con MPPT.

2.5. Paralelizado de convertidores CC/CC

Las nuevas aplicaciones de la electrónica de potencia han conducido al desarrollo de nuevos dispositivos, sistemas y técnicas de control. Unido a dicho desarrollo, aparece la necesidad de que estos sistemas de potencia sean cada vez sean más fiables, modulares, compactos, baratos y eficientes. Una de las soluciones en electrónica de potencia con potencial para abarcar todas estas características es el paralelizado de convertidores. En general, el paralelizado de convertidores conlleva las ventajas siguientes:

1. Mayor fiabilidad. Esta ventaja se basa en dos aspectos. Por un lado, los esfuerzos de los componentes están distribuidos en varios convertidores, puesto que la potencia procesada se reparte entre los distintos módulos. Por otra parte, un sistema paralelizado aumenta la tolerancia a fallos frente a un sistema con un único convertidor, siendo muy común el empleo de esquemas $n+1$, en el cual un convertidor en exceso al número necesario permite la continuidad del funcionamiento del sistema en caso de fallo de algún convertidor. Nótese que una alta fiabilidad es una propiedad imprescindible en sistemas de alimentación de equipos de telecomunicaciones, aviones, barcos, etc.
2. Mayor flexibilidad en la ampliación de potencia. El sistema de potencia puede ser fácilmente ampliado con la inserción de más convertidores en paralelos. Esta solución

es más sencilla que la sustitución de la etapa de potencia mediante un único módulo de mayor potencia.

3. Disminución del tiempo y coste de desarrollo. Mediante la utilización de módulos estándar el tiempo y el coste de desarrollo de nuevos sistemas de alimentación se puede reducir al mínimo.
4. Disminución de tamaño, peso y coste. Puesto que el esfuerzo de los componentes se ha distribuido en varios convertidores, éstos pueden estar formados por componentes más reducidos, ya que la evacuación de calor se simplifica significativamente. Por otra parte, el reparto de los esfuerzos térmicos aumenta la vida útil de los módulos y, en consecuencia, los costes de reemplazamiento se reducen.
5. Empleo de la técnica conocida en la literatura como *desfasado* (*interleaving*). Desfasando de forma adecuada las señales de control de n convertidores en paralelo a lo largo del periodo de conmutación, se logra multiplicar por n la frecuencia de conmutación efectiva de las variables globales de entrada y salida, y por tanto dividir por n la amplitud de sus rizados (ver figura 2.9). El desfase entre las señales de control de los convertidores debe ser de $2\pi/n$ radianes. Puesto que la amplitud de los rizados está relacionada directamente con la frecuencia de conmutación e inversamente con el tamaño de los elementos pasivos (bobinas y condensadores), la aplicación de la técnica de *interleaving* permite las alternativas siguientes [Giral, 1999].
 - a) Para unas especificaciones determinadas sobre armónicos y emisiones electromagnéticas de las variables globales de entrada y salida (corriente de entrada y tensión de salida), un sistema paralelizado podría emplear una frecuencia real menor en los dispositivos de conmutación en comparación con un único módulo convertidor. En consecuencia, las pérdidas por conmutación y las emisiones EMI se reducen.
 - b) Por otra parte, si la frecuencia de conmutación de los convertidores en paralelo no se reduce, existe la posibilidad de reducir el tamaño de los elementos pasivos de dichos convertidores, que conllevaría, en general, a una disminución del tamaño y coste del sistema paralelizado respecto a un único módulo convertidor, a pesar del aumento de unidades convertidoras.

6. Aumento de rendimiento. Además de la reducción de la frecuencia real de conmutación gracias al empleo de la técnica de *interleaving*, el paralelizado permite otra alternativa para aumentar la eficiencia energética. Se trata de utilizar un esquema de funcionamiento en el que el número de convertidores activos es el mínimo necesario para suministrar la carga demandada en un determinado instante. De esta manera, los convertidores evitan trabajar en el intervalo de baja carga, donde los convertidores CC/CC tienen una eficiencia muy por debajo de cuando funcionan a régimen nominal [Siri *et al.*, 1992*a,b*; Huth, 1996].

Frente a estos factores favorables, los sistemas paralelizados presentan fundamentalmente el inconveniente de una mayor complejidad, sobre todo en el sistema de control. En general, los módulos de convertidores paralelos no son todos idénticos, puesto que existen diferencias en las características de sus elementos. Estas diferencias están motivadas, básicamente, por tolerancias de fabricación, por desigualdades en las condiciones físicas y en los procesos de envejecimiento de los distintos elementos, y por la existencia de conductores distintos que conectan los distintos convertidores a la carga común. Como consecuencia, la carga no se distribuye uniformemente entre los módulos paralelizados, lo que motiva un mayor esfuerzo térmico en unos módulos que en otros, y por tanto una reducción de la fiabilidad y de la eficiencia. Para evitar este problema, es imprescindible el empleo de técnicas para el reparto equitativo de la carga.

2.5.1. Técnicas para el reparto equitativo de la carga en convertidores en paralelo

En la literatura se pueden encontrar una gran cantidad de técnicas para el reparto de carga en sistemas en paralelo, cada una con sus ventajas e inconvenientes, siendo la complejidad, el coste, la modularidad, la fiabilidad y la respuesta dinámica los factores a tener en cuenta en una comparativa. En [Luo *et al.*, 1999] se clasifican y examinan las técnicas de reparto, exponiéndose sus ventajas y limitaciones. En primer lugar se propone la división en dos grandes grupos: por un lado las basadas en la caída de la tensión (*droop methods*), en que cada convertidor actúa por su cuenta; y por otro las basadas en la comunicación activa entre los módulos, en las que los convertidores que componen el sistema comparten información que utilizan para reajustarse y conseguir así un buen reparto.

Antes de profundizar en la descripción de las distintas técnicas de reparto de corriente, se expondrá brevemente algunas nociones sobre control en convertidores CC/CC. En general, la

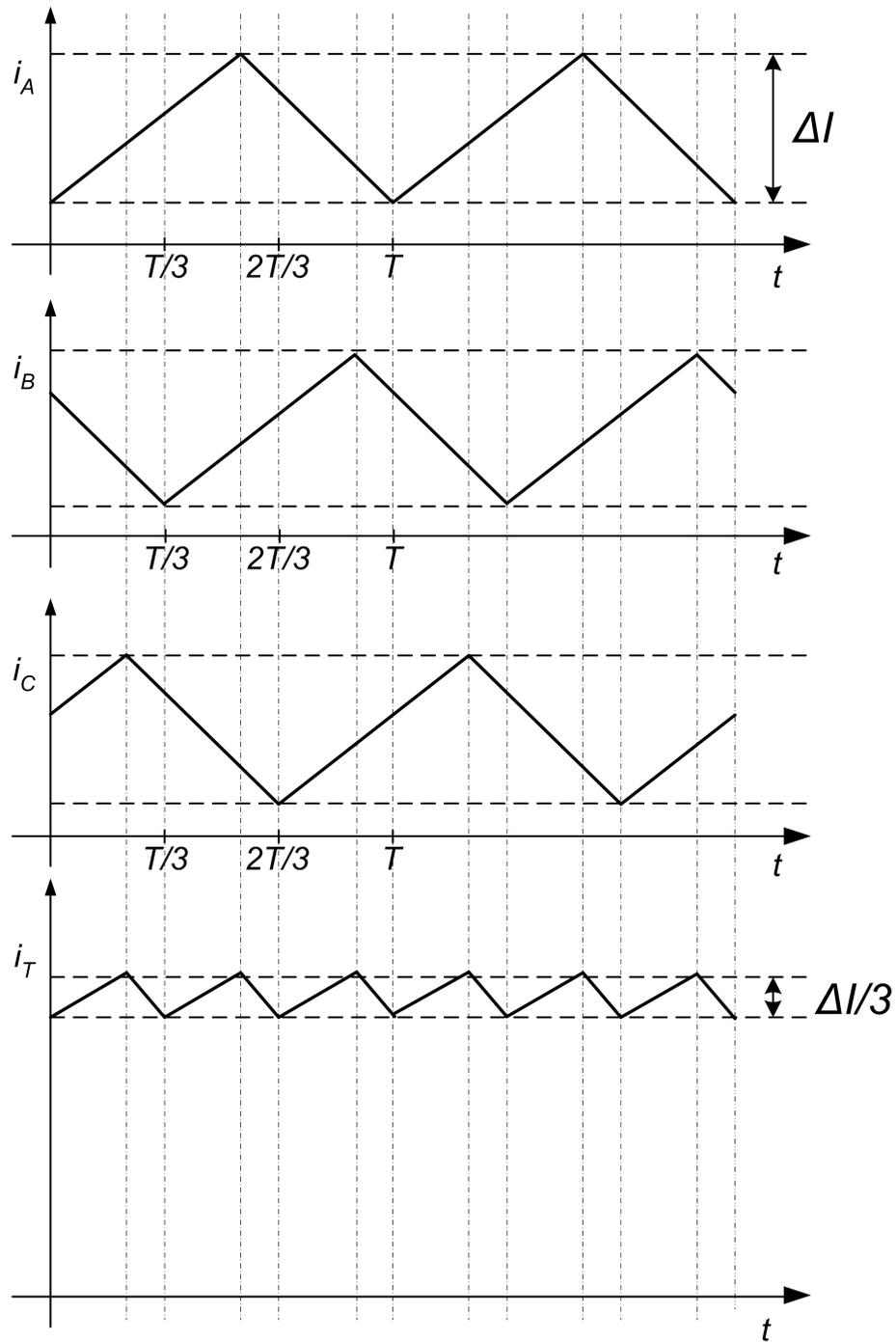


Figura 2.9: Formas de onda de la corriente por el inductor de cada convertidor elevador CC/CC en un módulo de tres operando en modo interleaving y de la corriente global del módulo

tensión de salida de un convertidor CC/CC depende de la tensión de entrada, de la carga que se demanda, del ciclo de trabajo y de los valores de los elementos del circuito. El objeto del sistema de control de un convertidor CC/CC es regular la tensión de salida a pesar de cambios en la tensión de entrada, de cambios en la carga y de variaciones del valor de los parámetros del circuito. La acción de control puede ser una señal PWM cuyo ciclo de trabajo es la señal generada por el controlador (control con frecuencia de conmutación constante), o bien la acción de control se aplica directamente sobre los elementos de conmutación (control con frecuencia de conmutación variable). Aunque un convertidor CC/CC es un sistema no lineal, es habitual el uso de técnicas clásicas para el diseño del controlador a partir de un modelo linealizado en torno a un punto de operación representativo de la situación más desfavorable. En este caso, se trataría de un control de frecuencia de conmutación constante. Sin embargo, esta solución no funciona adecuadamente cuando se presentan transitorios de gran magnitud o condiciones de falta en los convertidores. En este caso, los diseños obtenidos por técnicas no lineales, como el control en modo deslizante, logran un mejor desempeño [Krein, 1998].

Existen dos configuraciones de control típicas para la regulación de la tensión de salida: control en modo tensión y control en modo corriente (figuras 2.10 e 2.11 respectivamente). La primera configuración es un simple lazo de regulación para la tensión de salida. El inconveniente es que una perturbación se compensa cuando ya ha sido transmitida a la salida. Para actuar con más rapidez sobre la perturbación se propone la segunda configuración, consistente en un esquema de control en cascada. En esta configuración existe un lazo externo que regula la tensión de salida cuyo controlador envía una consigna de corriente al lazo interno. El lazo interno se encarga de regular la corriente del inductor y debe tener una respuesta mucho más rápida que el lazo externo. De esta manera, una perturbación en la tensión de entrada provoca en primer lugar una variación en la corriente por el inductor, compensándose rápidamente mediante el lazo interno. Existen dos versiones típicas del control en modo corriente: control en modo corriente media y control en modo corriente de pico, según si se controla la corriente media o la corriente máxima por el inductor [Krein, 1998].

Volviendo a las técnicas para el reparto de la carga, a continuación se exponen dos tipos de mecanismos de reparto de corriente presentados en [Luo *et al.*, 1999]. Estos mecanismos están implementados mediante un elemento que podríamos denominar *procesador de reparto de corriente*. La función de dicho procesador es comunicar los circuitos de control de todos los módulos en paralelo, adquirir la señal de error en el reparto de corriente de cada módulo



Figura 2.10: Control en modo tensión

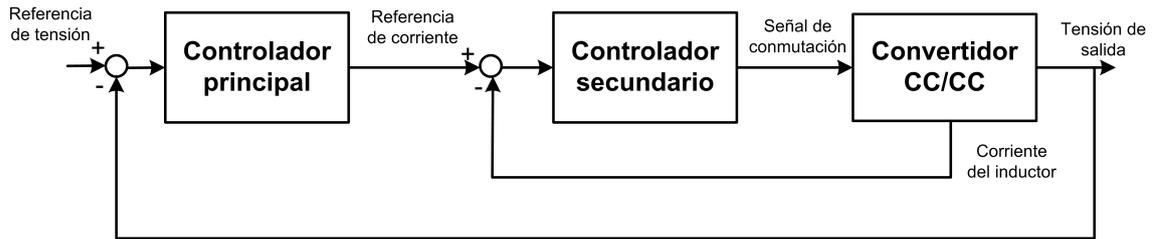


Figura 2.11: Control en modo corriente

y, por último, enviar una señal de control a cada módulo para lograr un buen reparto. El procesador de reparto de corriente puede formar parte de un lazo de regulación externo o interno. La figura 2.12 muestra un diagrama de bloques simplificado típico de un procesador, donde i_{refi} son las referencias de corrientes para cada módulo, i_{oi} son las corrientes de cada módulo, μ_i representan los interfaces de cada módulo con el bus compartido, $W_i(s)$ son los pesos aplicados para generar la referencias de corriente (en realidad estos elementos también ejecutan un función de filtrado por lo cual se exponen como funciones de transferencia), i_{ci} son las señales de error del reparto de corriente, $P_i(s)$ son las funciones de transferencia de los controladores de cada lazo de corriente, y u_i las señales de control enviadas por el procesador.

En el mecanismo de reparto de corriente denominado de *corriente media*, el montaje del procesador está encaminado a asignar un valor unitario a todos los parámetros μ_i y un valor de $1/n$ a la ganancia estática de las funciones $W_i(s)$, siendo n el número de módulos (suponiendo todos los módulos con las mismas potencias nominales). De esta forma, las referencias de corriente son todas iguales a la corriente media circulante por los módulos. El problema de este mecanismo es la falta de robustez, puesto que el fallo en cualquier módulo altera la corriente media y, por tanto, el reparto.

El segundo tipo es conocido como mecanismo *maestro-esclavo*. Ahora sólo un parámetro μ_i es distinto de cero y de valor unidad. Por tanto, todos los módulos reciben como referencia

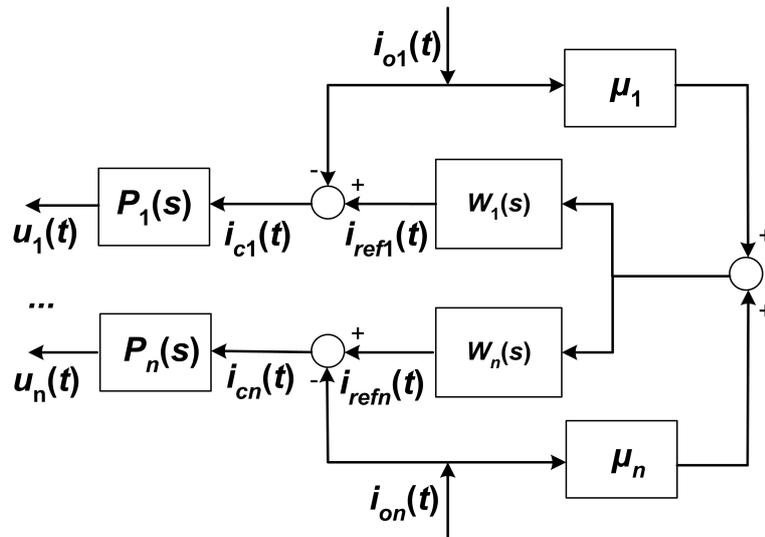


Figura 2.12: Esquema genérico del procesador de reparto de corriente

de corriente la corriente del módulo maestro. La desventaja frente al mecanismo de corriente media es que un ruido de baja frecuencia puede ocasionar fallo en el reparto de corriente.

Para finalizar este apartado se mostraran algunos ejemplos de esquemas de control para el reparto de corriente, donde se combina un tipo de estructura de control con un tipo de mecanismo para reparto de corriente. En la figura 2.13 se muestra un diagrama de bloques de un reparto de corriente mediante lazo interno basado en una estructura maestro-esclavo aplicado a dos convertidores en paralelo [Siri *et al.*, 1992a]. i_{L1} e i_{L2} son las corrientes por los inductores, siendo i_{L1} la correspondiente al módulo maestro, $G_{odij}(s)$ son las funciones de transferencia directas y cruzadas entre los ciclos de trabajo d_1 y d_2 y las corrientes i_{L1} e i_{L2} , $G(s)$ es la función de transferencia del controlador común de la tensión de salida, $P_2(s)$ es el controlador para la corriente i_{L2} , siendo i_{L1} la consigna para ese lazo de corriente, $Q(s)$ es la función de transferencia entre la corriente total de salida y la tensión de salida, y K_1 y K_2 las ganancias de los generadores PWM. Obsérvese como el ciclo de trabajo para el módulo esclavo es corregido por el lazo interno a fin de seguir la corriente del módulo maestro.

En la figura 2.14 se muestra un diagrama de bloques de un reparto de corriente mediante lazo interno basado en una estructura de corriente media aplicado a dos convertidores en paralelo [Siri *et al.*, 1992b]. El esquema de funcionamiento es similar al mostrado anteriormente. Las variables y parámetros ya fueron definidos en el ejemplo anterior, salvo $W(s)$, que es la función de transferencia de un filtro para calcular el valor medio suavizado de las corrientes. Este valor es empleado ahora como referencias para los dos lazos internos.

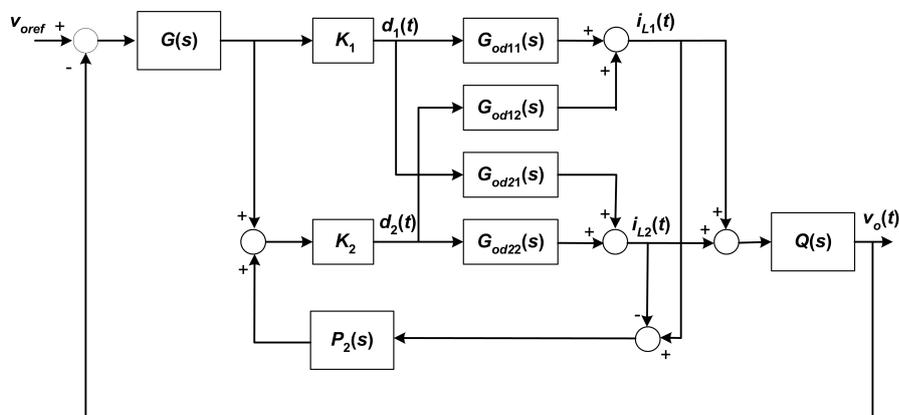


Figura 2.13: Diagrama de bloques de un reparto de corriente mediante lazo interno basado en una estructura maestro-esclavo aplicado a dos convertidores en paralelo

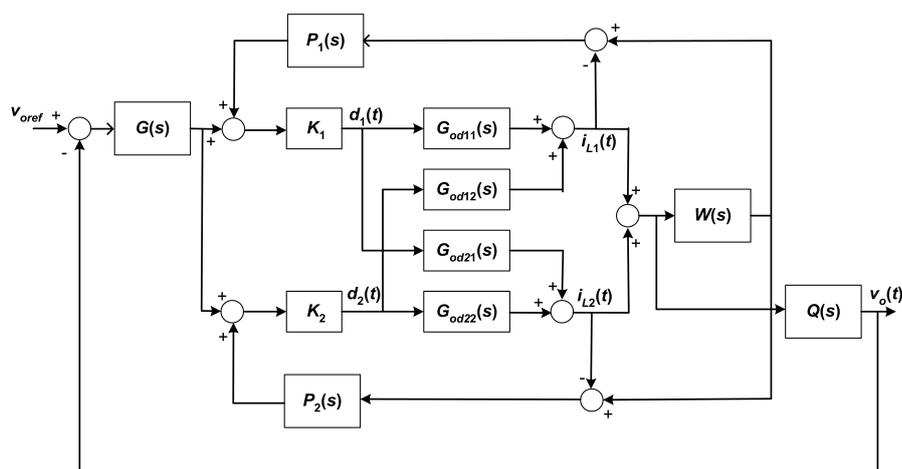


Figura 2.14: Diagrama de bloques de un reparto de corriente mediante lazo interno basado en una estructura de corriente media aplicado a dos convertidores en paralelo

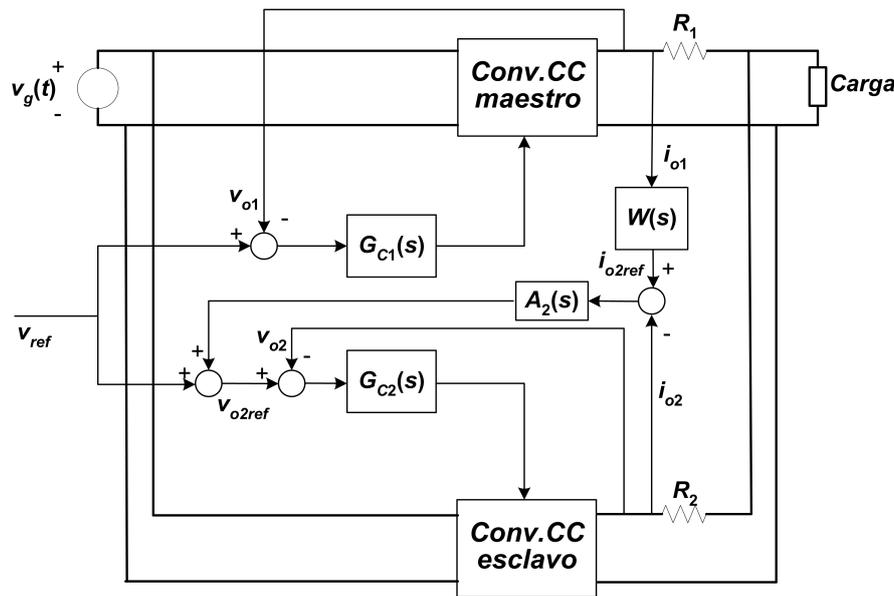


Figura 2.15: Diagrama de bloques de un reparto de corriente mediante lazo externo basado en una estructura maestro-esclavo aplicado a dos convertidores en paralelo

Por último se muestra en la figura 2.15 un diagrama de bloques de un reparto de corriente mediante lazo externo basado en una estructura maestro-esclavo aplicado a dos convertidores en paralelo [Siri y Banda, 1995]. Obsérvese como cada convertidor tiene su propio lazo de regulación para controlar la tensión de salida. Además, el procesador de reparto de corriente corrige la referencia de tensión del convertidor esclavo para que su corriente de salida siga la corriente de salida del convertidor maestro convenientemente filtrada.

2.5.2. Paralelizado de convertidores en sistemas fotovoltaicos

El punto de máxima transferencia de potencia de un generador fotovoltaico varía en función de las condiciones de radiación incidente y temperatura interna. En consecuencia, es necesario intercalar un convertidor CC/CC entre el generador y la carga para forzar al generador a trabajar en dicho punto [Xiao *et al.*, 2007].

El seguimiento del punto de máxima potencia junto con el uso de convertidores CC/CC de alta eficiencia permite una mejora de la conversión de energía y, por tanto, una disminución de las pérdidas del sistema fotovoltaico. Nótese la importancia del aumento del rendimiento energético sobre todo en sistemas de alto coste de inversión como es el caso de los sistemas fotovoltaicos. Puesto que la eficiencia alcanzada actualmente por los métodos MPPT suele ser muy alta [Sera *et al.*, 2006], la mejora en el rendimiento energético se debe conseguir,

principalmente, en la etapa de acondicionamiento de potencia. Bajo estas consideraciones, el paralelizado de convertidores se propone como una opción interesante para el sistema de acondicionamiento de potencia en las instalaciones fotovoltaicas [Siri *et al.*, 1992c], presentando, además del aumento en eficiencia, las ventajas expuestas al comienzo de la sección 2.5. Sin embargo, la complejidad en el sistema de control, que debe llevar a cabo un reparto equitativo de la corriente, aumenta puesto que el sistema de control debe ejecutar, además, el seguimiento del punto de máxima potencia.

En [Siri *et al.*, 1992c, 1993] se encuentra uno de los primeros trabajos sobre seguimiento de PMP integrado con el reparto de corriente en convertidores en paralelo. El esquema de control puede observarse en la figura 2.16. El circuito para el seguimiento del PMP mide los valores de tensión y corriente del generador fotovoltaico a partir de los cuales conoce la dirección donde se encuentra el PMP, y modifica el ciclo de trabajo de los convertidores en busca de dicho punto. Posteriormente, el valor del ciclo de trabajo para cada convertidor es corregido mediante la suma del error de un lazo de regulación en corriente presente en cada convertidor. La referencia para cada lazo de corriente es la media de las corrientes de todos los convertidores. La efectividad del esquema de control propuesto fue comprobada mediante simulaciones. Además, en este trabajo también se propone la mejora de la eficiencia mediante un modo de funcionamiento de los convertidores de manera que el número de convertidores activos es el mínimo necesario para procesar la potencia fotovoltaica generada en un determinado instante, que es dependiente principalmente del nivel de irradiancia incidente. De esta manera, los convertidores evitan trabajar en el intervalo de baja carga, donde los convertidores CC/CC tienen una eficiencia muy por debajo de cuando funcionan en régimen nominal.

En [Siri y Conner, 2002] se propone un esquema de control para el seguimiento del PMP y reparto de corriente en convertidores en paralelo que integra los modos de funcionamiento control MPPT y regulación de la tensión de salida. El esquema propuesto fue comprobado mediante simulaciones y mediante un prototipo experimental. En [Siri y Conner, 2003], el sistema fotovoltaico descrito en [Siri y Conner, 2002] fue montado en paralelo con otro sistema idéntico. El prototipo experimental desarrollado presentó una actuación adecuada tanto en seguimiento de PMP como en reparto de corriente.

En [Park *et al.*, 2006] se propone un convertidor elevador modificado para su uso en sistemas fotovoltaicos. La novedad de este convertidor es la configuración diferente de los

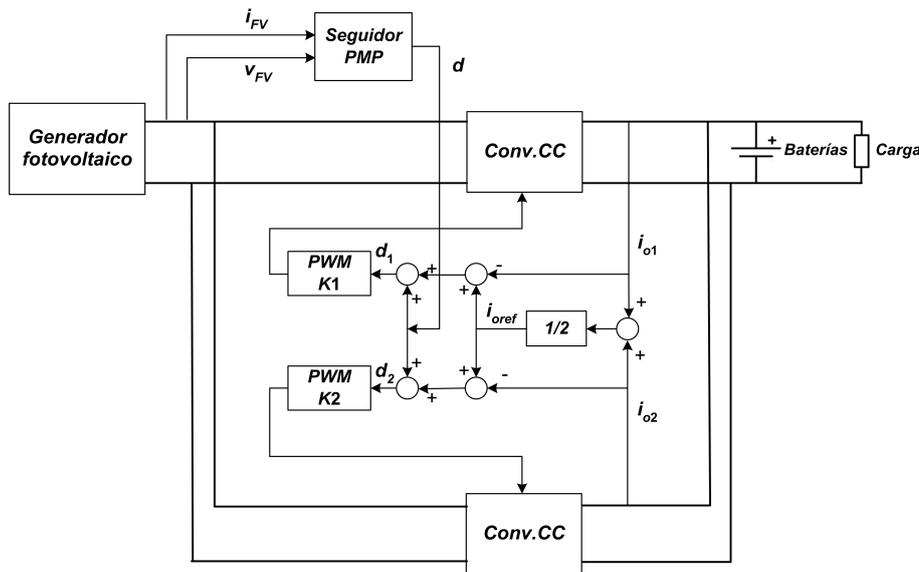


Figura 2.16: Diagrama de bloques de un reparto de corriente integrado con un MPPT

terminales de salida, que permite reducir la tensión y capacidad del condensador de salida. Por otra parte, también se propone la paralelización de estos convertidores mediante un esquema de control de corriente de pico en modo *interleaving*.

En [Cabal *et al.*, 2008b] se desarrolla un acondicionador de potencia para un sistema fotovoltaico formado por tres convertidores elevadores en paralelo y funcionando en modo *interleaving*. El sistema de control integra el seguimiento del PMP con el reparto de corriente. El reparto de corriente es llevado a cabo mediante el mismo esquema que en [Siri *et al.*, 1993], salvo que ahora las tres señales PWM se encuentran desfasadas $2\pi/3$ grados entre sí como exige el modo *interleaving*. El desempeño del acondicionador de potencia desarrollado se prueba mediante resultados experimentales.

En [Cabal *et al.*, 2008a] se desarrolla un acondicionador de potencia para un sistema fotovoltaico formado por dos semigradores de tipo G con corriente de entrada controlada. El sistema de control efectúa el seguimiento del MPP junto con el reparto de corriente, el cual se lleva a cabo mediante el seguimiento de la corriente media. El trabajo incluye un prototipo experimental que verifica el desempeño adecuado del sistema de acondicionamiento.

En [Berasategi *et al.*, 2009] se desarrolla un sistema de convertidores en paralelo basado en el prototipo descrito en [Cabal *et al.*, 2008b], y se lleva a cabo un análisis de la mejora en eficiencia en comparación con un único módulo convertidor. Los elementos pasivos para el filtrado tienen el mismo tamaño para las dos soluciones, pero la frecuencia de conmutación

de los convertidores en paralelo es un tercio más pequeña gracias a la aplicación del modo *interleaving* (180 kHz frente a 540 kHz). Las dos soluciones fueron montadas y puestas en operación durante un día, lográndose una ganancia en eficiencia de 2% en el sistema paralelizado.

2.6. Tecnologías de hidrógeno

El hidrógeno se presenta como un vector energético atractivo para contribuir a la solución del grave problema energético mundial. El éxito de esta propuesta radica en los avances que se obtengan en el desarrollo de prácticamente todas las tecnologías involucradas en las etapas del ciclo de vida del hidrógeno (producción, distribución, almacenamiento, conversión y uso final), y en las reducciones de costes logradas en todas estas tecnologías. En esta sección se va a llevar a cabo un análisis sobre las distintas tecnologías actualmente existentes, y en vías de investigación y desarrollo en el ámbito de la producción y almacenamiento de hidrógeno. Posteriormente se trata el elemento de conversión a energía eléctrica, esto es, la pila de combustible. Finalmente se analizan los beneficios de la hibridación de pilas de combustible con sistemas de almacenamiento, sus configuraciones y estrategias de control.

2.6.1. Producción de hidrógeno

En un escenario ideal, el hidrógeno habría desplazado a los combustibles fósiles del modelo energético tradicional, y su producción se llevaría a cabo mediante energías renovables y/o energía nuclear. Actualmente se producen en el mundo 41 millones de toneladas de hidrógeno mediante procedimientos suficientemente probados. Sin embargo, esta cantidad sólo cubriría 12 ppm de las necesidades mundiales de energía primaria. Por otra parte, el 95% de esta producción se produce para consumo propio de las industrias que lo demandan. Entre los usos que se da al hidrógeno, el 72% es de tipo químico, el resto está destinado a usos en las industrias electrónica, metalúrgica y aeroespacial, y prácticamente nada para fines energéticos. Resulta evidente que los sistemas productivos actuales no están preparados para la producción masiva que necesitaría un escenario de economía del hidrógeno, siendo necesaria una producción a partir de una elevada diversidad de fuentes.

El hidrógeno puede producirse a partir de diversas materias primas (combustibles fósiles, biomasa y agua), empleando distintas fuentes de energía (combustibles fósiles, energías re-

novables y energía nuclear) y mediante una gran variedad de métodos. Esta característica del hidrógeno es una de las propiedades que lo hace especialmente interesante, puesto que favorece la diversificación de las fuentes energéticas, y por ende, la independencia energética de los países. Los requisitos que se le exigen a un sistema de producción de hidrógeno para contribuir a solucionar el problema energético son: 1) un alto rendimiento en la conversión energética, 2) bajos costes, 3) mínimas emisiones de sustancias contaminantes, 4) gran disponibilidad de la materia prima y de la fuente energética, 5) madurez en la tecnología, y 6) independencia de los combustibles fósiles. Es interesante además, que el sistema de producción pueda presentar tanto esquemas de producción centralizada como distribuida (la producción centralizada o distribuida de hidrógeno es un debate actual no resuelto). Desafortunadamente, los sistemas de producción actuales más empleados no cumplen todos estos requisitos, siendo la independencia de los combustibles fósiles la exigencia más difícil de cumplir (se estima que aproximadamente el 96 % de la producción actual de hidrógeno se obtiene a partir de combustibles fósiles). Es evidente, por tanto, la necesidad de un importante esfuerzo en investigación y desarrollo en sistemas de producción alternativos.

A continuación se exponen los métodos existentes de producción de hidrógeno con independencia de la fuente energética [Linares y Moratilla, 2007]:

1. **Conversión química.** Dentro de este grupo se pueden incluir varios métodos. Se aplican tanto a combustibles fósiles como a la biomasa. En todos estos métodos se produce CO_2 en mayor o menor medida. La captura y el secuestro de CO_2 resulta necesario si se busca una limpieza ambiental atribuible al hidrógeno. No obstante, esta tecnología es relativamente joven y no está aún probada técnica y comercialmente.

a) **Reformado:** es el procedimiento más usado actualmente. En este proceso el metano, a partir de gas natural, reacciona con vapor de agua (reformado con vapor de agua) o con oxígeno (reformado por oxidación parcial) o mediante una combinación de ambos (reformado auto-térmico). También se puede aplicar reformado a hidrocarburos líquidos, gases licuados del petróleo y alcoholes.

b) **Pirólisis:** consiste en la descomposición controlada de carbón o biomasa mediante la acción de calor en ausencia de oxígeno para generar gas de síntesis rico en hidrógeno. También es interesante la aplicación de la pirólisis a los residuos sólidos urbanos para obtener líquidos hidrocarbonados. Posteriormente estos pueden ser reformados para generar hidrógeno.

- c) **Gasificación:** consiste en una combustión de carbón o biomasa con defecto de oxígeno, cuya posterior manipulación consigue generar hidrógeno. Este procedimiento aplicado al carbón permite la posibilidad de una producción masiva en instalaciones centralizadas, e integrarla con un ciclo combinado al que además se puede dotar de captura de CO₂. Se dispondría por tanto de una nueva forma de cogeneración: la producción simultánea de hidrógeno y electricidad.

El procedimiento más empleado es el reformado con vapor de gas natural, que representa aproximadamente el 48 % de la producción mundial. El 18 % de la producción mundial se lleva a cabo mediante gasificación del carbón, mientras que el 30 % se obtiene a partir de derivados petrolíferos.

2. **Termólisis:** proceso en el que el calor de alta temperatura procedente de una fuente externa (principalmente energía solar concentrada y energía nuclear de alta temperatura) es capaz de extraer el hidrógeno de la molécula que lo alberga.
3. **Electrólisis:** consiste en la ruptura de una molécula de agua por acción de una corriente eléctrica. El hidrógeno obtenido es de gran pureza y representa el 4 % de la producción mundial. Existen dos tipos: electrólisis de baja temperatura (electrolizadores alcalinos o de membrana de intercambio protónico), y electrólisis de alta temperatura (electrolizadores de óxidos sólidos, que tienen un mayor rendimiento). Este método es limpio de emisiones contaminantes si lo es la energía eléctrica que se aplica. Por otra parte, la eficiencia energética se ve afectada por el proceso de conversión a energía eléctrica de la fuente primaria de energía. Estos dos factores hacen atractiva la combinación de fuentes de energía renovable con la electrólisis.
4. **Fermentación:** consiste en la producción de hidrógeno mediante la producción de etanol (fermentación alcohólica) o biogás (fermentación anaerobia) a partir de biomasa.
5. **Fotólisis:** procedimiento de carácter experimental que emplea la luz solar usando organismos (procesos foto-biológicos) o semiconductores de diseño específico (procesos foto-electroquímicos) para la producción de hidrógeno.

Una vez presentados los diversos métodos de producción de hidrógeno se describirá el estado actual de las fuentes energéticas empleadas en la producción y las posibles tendencias

a medio/largo plazo. Una consideración importante es la elección de una producción centralizada o distribuida. Las dos opciones tienen sus ventajas e inconvenientes. Por un lado la producción centralizada suele ser más eficiente y económica en algunos procesos (por ejemplo cuando se emplean combustibles fósiles y se emplea captura de CO₂). Por el contrario, con la producción distribuida se eliminan los costes de infraestructuras y transporte, y se favorece el nuevo paradigma de la Generación Distribuida. En [Linares y Moratilla, 2007] se cita una proyección de costes de producción de hidrógeno desarrollado por la Agencia Internacional de la Energía en 2005. El método más económico resultó la producción centralizada a partir de gas natural, existiendo un incremento de coste muy pequeño si se captura el CO₂. El mismo procedimiento pero descentralizado duplicó los costes. Un poco más cara se sitúa la gasificación centralizada de carbón, que prácticamente duplica sus costes cuando la materia prima es biomasa. La producción de hidrógeno mediante ciclos termoquímicos empleando energía nuclear o energía solar, y la producción mediante electrolisis a partir de electricidad libre de CO₂ presentan unos costes bastantes más altos. Se pone de manifiesto que los procesos a partir de combustibles fósiles, particularmente de gas natural, son las tecnologías más maduras y económicas. Es evidente que las tecnologías no basadas en combustibles fósiles necesitan de avances importantes para alcanzar precios competitivos.

Aunque la tecnología de producción de hidrógeno a partir de gas natural es una tecnología madura y relativamente barata, el claro inconveniente es la emisión de CO₂, lo que requiere de su captura si se busca una producción limpia. Esto es económicamente posible en grandes instalaciones aunque esta tecnología está aún en fase de desarrollo. Por otra parte, la dependencia del suministro de gas natural no se evita obviamente con este procedimiento.

La gasificación de carbón integrada en ciclo combinado con captura de CO₂ es la alternativa más interesante a medio plazo. Además de la posibilidad de la producción simultánea de electricidad e hidrógeno, este procedimiento se ve favorecido por la buena distribución geográfica del carbón y su relativa abundancia en relación a todos los combustibles fósiles (se estiman reservas para 200 años). Estados Unidos y la Unión Europea han mostrado un firme apoyo mediante distintos proyectos a este tipo de plantas.

La energía nuclear también se considera una alternativa interesante a largo plazo para la producción centralizada y libre de emisiones de CO₂. Este tipo de producción se basa principalmente en procesos de alta temperatura (ciclos termoquímicos y electrolisis de alta temperatura), aunque también es posible emplear un reformado con vapor de moderada tem-

peratura. Otra ventaja adicional es, al igual que en la gasificación de carbón, la posibilidad de la producción simultánea de electricidad e hidrógeno. La conversión térmica es mayor en el proceso de electrólisis de alta temperatura, aunque tiene el inconveniente de una menor producción eléctrica debido al proceso de electrólisis.

La producción limpia de hidrógeno se debe basar necesariamente, además de en energía nuclear, en energía renovable. En el ámbito de la energía solar hoy día es posible emplear paneles fotovoltaicos para la producción de hidrógeno vía electrólisis de baja temperatura. El alto coste de los paneles reduce esta alternativa a aplicaciones aisladas donde no sea posible otro suministro de hidrógeno. Para sistemas de producción distribuida, los procedimientos fotoelectroquímicos y fotobiológicos se presentan prometedores aunque a largo plazo. Para la producción centralizada, todas las alternativas deben basarse en la energía solar de alta temperatura que se puede obtener de las centrales de torre o de discos parabólicos. Además de la electrólisis de alta temperatura, los procesos de descarbonización de combustibles fósiles son los más avanzados, siendo los ciclos termoquímicos la tecnología que se espera a más largo plazo.

Dentro de los métodos de producción de hidrógeno a partir de biomasa se distinguen dos tipos: químicos (pirólisis y gasificación) y biológicos (fermentación alcohólica y anaerobia). En general los procesos químicos están destinados a la producción centralizada y los biológicos, que son más lentos y costosos que los primeros, a la producción distribuida. La producción de hidrógeno a partir de biomasa compete con la producción de biocombustibles, que tienen una mejor penetración en el mercado.

La producción de hidrógeno mediante energía eólica se lleva a cabo a través de un proceso de electrólisis de baja temperatura, siendo una tecnología disponible actualmente. Sin embargo, este proceso no es adecuado para una producción masiva dada la baja eficiencia del ciclo completo (rendimiento de electrolisis x rendimiento conversión hidrógeno-electricidad = $80\% \times 50\% = 40\%$). Por tanto, sólo el 40 % de la energía eólica generada se recupera. Se plantea la posibilidad de emplear la producción de hidrógeno en los parques eólicos como medio para almacenar la energía generada en horas valles, que más tarde se podrá vender en forma de electricidad cuando se genere mediante pilas de combustible. Sin embargo, para que esta alternativa sea viable el ratio entre la tarifa de venta y la tarifa de compra de electricidad debe ser suficientemente alto. Parece más razonable utilizar una central de bombeo hidráulico como sistema de almacenamiento de energía, que presenta mejores rendimientos

energéticos (en torno al 70 %). No obstante, la alternativa electrolizador+pila de combustible es un sistema mucho más compacto y requiere menos mantenimiento. Si estas tecnologías consiguen reducir los costes de inversión podrían competir con el sistema hidráulico.

En resumen, las tecnologías mayoritariamente empleadas en la producción de hidrógeno hoy día son el reformado y la gasificación de combustibles fósiles. Estas tecnologías no están exentas de emisiones contaminantes, por lo que se requiere la instalación de sistemas de captura y secuestro de CO₂. Sin embargo, esta técnica está aún en fase de investigación y desarrollo. Afortunadamente existen una gran variedad de procesos alternativos para la producción de hidrógeno a partir de fuentes de energía renovable y energía nuclear, que evitarían la emisión de gases contaminantes y la dependencia del suministro de combustibles fósiles. No obstante, estas tecnologías requieren avances significativos en investigación y desarrollo para que finalmente sean competitivas. En consecuencia, la producción de hidrógeno seguiría basándose mayoritariamente en los combustibles fósiles durante la transición a la hipotética economía del hidrógeno, hasta que las otras alternativas alcancen definitivamente madurez tecnológica y precios competitivos.

Entre las tecnologías convencionales de producción de hidrógeno, sólo la electrolisis es una tecnología no fósil. Actualmente el 4% de la producción mundial se realiza mediante esta tecnología. Hoy día no es adecuada para la producción centralizada, pero sí es interesante su combinación con fuentes de energía renovable como medio de compensación de la naturaleza intermitente de algunas de estas fuentes.

2.6.2. Almacenamiento de hidrógeno

El hidrógeno se caracteriza por ser un buen combustible, siendo su densidad de energía por unidad de masa muy alta. No obstante, su densidad de energía por unidad de volumen es baja en comparación con otros combustibles. Este es el gran inconveniente del almacenamiento de hidrógeno. Para solventar esta desventaja se están haciendo importantes esfuerzos en investigación y desarrollo en busca de contenedores pequeños, ligeros, seguros y baratos. Los resultados obtenidos serán esenciales para la generalización del uso del hidrógeno como vector energético.

Se podría hablar de dos tipos de almacenamiento, el estacionario y el no estacionario. El primero tendría lugar en las unidades de producción, de distribución y de consumo estacionario. El segundo grupo correspondería al almacenamiento móvil para la distribución o

Tabla 2.1: *Eficiencias volumétricas y máxicas de diferentes tecnologías de almacenamiento de hidrógeno*

	Densidad energética volumétrica teórica (kWh/l) ^a	Densidad energética volumétrica del contenedor (kWh/l) ^b	Proyección de la fracción máxica útil de hidrógeno (%) ^c
H₂ líquido 1 bar; 20 K	2,4	1,2	12
H₂ comprimido 700 bar; 300 K	1,3	1,1	9
Carbón activado 100 bar; 300 K	0,6	0,2	2
Carbón activado 100 bar; 77 K	1,9	0,5	6
Hidruros metálicos intersticiales (AB₂,AB₅)	4,2	1,8	2
Hidruros metálicos complejos	4,2	0,7	7
Hidruros químicos NaBH₄	3,7	1,4	9

^aPoder calorífico inferior del hidrógeno respecto a su volumen (líquido o comprimido) o al volumen del material de almacenaje (carbon activado e hidruros).

^bPoder calorífico del hidrógeno respecto al volumen del sistema de almacenamiento.

^cMasa de hidrógeno contenida en el sistema respecto a la masa del sistema lleno, incluidos elementos auxiliares. Proyección a 2015.

consumo en un vehículo. Este último es el más problemático, pues el almacenamiento a bordo no debería ocupar un espacio excesivo ni representar un alto porcentaje del peso del vehículo. En cambio, las tecnologías para el almacenamiento estacionario se evalúan, principalmente, por el coste de los equipos y la energía necesaria para el almacenamiento y liberación del hidrógeno.

En la tabla 2.1 se exponen las eficiencias volumétricas y máxicas de diferentes tecnologías de almacenamiento de hidrógeno [Linares y Moratilla, 2007]. Del análisis de la tabla 2.1 se deduce que las mejores tecnologías en relación con la densidad por unidad de peso son el hidrógeno líquido y comprimido. Los hidruros presentan elevada densidad energética por unidad de volumen, pero baja densidad energética por unidad de masa, a excepción de los hidruros químicos (aún en fase experimental) que resultan competitivos en cuanto a prestaciones con el hidrógeno líquido y comprimido. En el apéndice B se describen las tecnologías principales de almacenamiento de hidrógeno.

2.6.3. Pilas de combustible

Una pila de combustible es un dispositivo electroquímico que convierte directamente en energía eléctrica la energía química de un combustible alimentado desde el exterior. En principio, cualquier sustancia susceptible de oxidación química, que pueda suministrarse de forma continua a la pila, puede utilizarse como combustible. Del mismo modo, cualquier sustancia que se reduzca químicamente de forma suficientemente rápida puede servir como oxidante [U.S. Department of Energy, 2004]. No obstante, hidrógeno y oxígeno gaseosos son el combustible y oxidante elegidos en la mayoría de las aplicaciones de las pilas de combustible. El hidrógeno presenta una alta reactividad en presencia de catalizadores adecuados y su empleo en pilas de combustible sólo produce agua como residuo. El oxígeno se puede obtener directamente del aire, siendo, por tanto, su almacenamiento fácil y económico.

Sin embargo, la disponibilidad de hidrógeno es muy inferior a la de otros combustibles. No obstante, algunos tipos de pilas de combustible también pueden trabajar con hidrocarburos, permitiendo un acceso más sencillo al combustible. La utilización de hidrocarburos como combustible necesita de la aplicación de un proceso de reformado en éstos, que puede ser externo o interno a la pila. En cualquier caso, se producirían emisiones de CO₂. No obstante, el alto rendimiento energético de las pilas de combustible en comparación con los generadores de combustión interna dota a éstas de potencial para conseguir una reducción de sustancias contaminantes. Por otra parte, las pilas de combustible son más eficientes a baja y media carga, presentando una curva de eficiencia relativamente plana, mientras que los motores de combustión interna trabajan más eficientemente a plena carga y con decrementos significativos a baja y media carga.

En el interior de la pila de combustible se produce una reacción electroquímica en lugar de un proceso de combustión interna. En consecuencia, las conversiones energéticas intermedias típicas de las máquinas térmicas, conversiones a energía térmica y a mecánica, se evitan. Por tanto, las limitaciones termodinámicas de las máquinas térmicas, como la eficiencia de Carnot, no son de aplicación en las pilas de combustible. Como resultado, la eficiencia de una pila de combustible puede alcanzar un valor superior a dos veces el rendimiento de una máquina de combustión interna. Así, en aplicaciones para la propulsión de vehículos, una pila de combustible de hidrógeno posee una eficiencia en torno al 65 %, mientras que un motor de combustión de un vehículo suele tener una eficiencia del 25 % [Edwards *et al.*, 2008].

Básicamente, el funcionamiento de una pila de combustible es similar al de una batería

eléctrica. Ambos son dispositivos electroquímicos. Sin embargo, mientras que la batería contiene los reactivos en su interior, la pila de combustible necesita un suministro continuo de éstos desde el exterior. Por otra parte, cuando la batería ha agotado los reactivos, ésta debe ser desechada o recargada si admite la reacción inversa. En éste último caso, la recarga de la batería suele ser un proceso tedioso y lento. Para el caso de la pila de combustible, la recarga de combustible depende del tipo de sistema de almacenamiento y combustible utilizado. En cualquier caso, suele ser un proceso más sencillo y rápido que en el caso de las baterías.

El elemento básico de una pila de combustible es la celda, formada por una capa de electrolito, que puede ser sólido o líquido, y dos electrodos a ambos lados de éste. La tensión en una celda de combustible es de aproximadamente 1 V. Esto hace necesario el apilamiento de varias celdas para lograr las características de tensión y potencia requeridas. Este apilamiento recibe el nombre de *stack*. Un sistema de pila de combustible está formado por el *stack* y otros subsistemas que permiten el funcionamiento correcto del sistema. Estos componentes forman lo que se denomina *Balance of Plant* (BoP). Las características de estos componentes dependen fuertemente del tipo de pila de combustible y del combustible empleado. En general, la mayoría de pilas de combustibles disponen de componentes que realizan las siguientes funciones [U.S. Department of Energy, 2004]: 1) Preparación del combustible, 2) Suministro de aire, 3) Suministro de combustible, 4) Regulación de temperatura, 5) Gestión de agua y 6) Acondicionamiento de potencia. En consecuencia, el BoP estará formado por toda la instrumentación y los sistemas de control necesarios para llevar a cabo estas funciones.

Las pilas de combustible pueden clasificarse según distintos criterios, como son el tipo de electrolito, la temperatura de operación, el tipo de combustible y oxidante que utilizan, el lugar donde se lleva a cabo el procesado del combustible (dentro o fuera de la celda), etc. No obstante, la clasificación comúnmente utilizada es atendiendo al tipo de electrolito que utilizan y por el cual son denominadas⁸: poliméricas (PEMFC), alcalinas (AFC), de ácido fosfórico (PAFC), de conversión directa de metanol (DMFC), de carbonatos fundidos (MCFC) y de óxido sólido (SOFC) [Edwards *et al.*, 2008]. También es frecuente clasificar los tipos de pilas de combustible en dos grupos: pilas de baja y alta temperatura de funcionamiento. Las pilas de baja temperatura necesitan de hidrógeno puro o de un reformador externo para procesar el combustible. Sin embargo, las pilas de alta temperatura (SOFCs y MCFCs) pueden trabajar con otros combustibles, por ejemplo CO y CH₄, sin necesidad de

⁸Las siglas en inglés de cada tipo se indican entre paréntesis.

reformadores exteriores.

La pila de combustible que va a ser considerada en esta Tesis es la pila PEM⁹. La curva de eficiencia de este tipo de pilas es decreciente con la potencia (aunque con pequeña pendiente) a partir de una determinada potencia donde es máxima. Esta potencia de eficiencia máxima suele tener un valor pequeño en comparación a la potencia nominal. Para potencias inferiores a dicha potencia la eficiencia cae bruscamente.

La pila de combustible PEM se caracteriza por poseer una respuesta relativamente rápida en transitorios y en el arranque en frío. No obstante, puesto que los fenómenos físicos involucrados en el funcionamiento de la pila son mecánicos y térmicos, su respuesta no es suficientemente rápida para atender demandas eléctricas con variaciones rápidas. Por otra parte, someter a la pila a dinámica rápidas puede provocar el deterioro del *stack* [Pukrushpan *et al.*, 2004; Lai, 2007], por lo cual debe evitarse. En consecuencia, es necesaria la instalación de un sistema de almacenamiento de energía, usualmente una batería, para desempeñar las funciones siguientes:

1. Alimentación de los sistemas auxiliares en el arranque en frío hasta que pueda hacerlo la pila de combustible.
2. Alimentación de los sistemas auxiliares durante el apagado de la pila de combustible.
3. Suministro de potencia para satisfacer la demanda eléctrica durante el arranque en frío.
4. Auxilio a la pila de combustible en el suministro de potencia durante los transitorios rápidos de la carga.

2.6.4. Sistemas híbridos basados en pilas de combustible

En la sección 2.6.3 se describieron los motivos por los que un sistema de pila de combustible necesita un sistema de almacenamiento de energía, usualmente una batería o, en algunas ocasiones, un banco de ultracondensadores. No obstante, estos no son los únicos beneficios de la hibridación; se pueden señalar además los siguientes [Jossen *et al.*, 2005]:

1. Puesto que la potencia total es la suma de la potencia de la pila de combustible más la potencia del sistema de almacenamiento, el tamaño de la pila puede reducirse. Esto

⁹El acrónimo PEM significa *Proton Exchange Membrane*, o *Polymer Electrolyte Membrane*.

permite la posibilidad de buscar soluciones más económicas y superiores en cuanto a peso y volumen. En este sentido, se puede combinar la alta potencia específica de la batería o los ultracondensadores con la alta energía específica de los sistemas de pila de combustible, en busca de soluciones más adecuadas a la aplicación en cuestión.

2. Surge un grado de libertad en la distribución de potencia. Este grado de libertad facilita la búsqueda de una operación más eficiente y permite proteger a las fuentes de potencia de funcionamientos perjudiciales para su vida útil. Un sistema de control de alto nivel se encargará de implementar una determinada gestión de la energía que establecerá en cada momento la distribución de potencias.

El tamaño relativo entre las dos fuentes de potencia puede variar de un extremo al otro [Jossen *et al.*, 2005]. En un caso, se dispondría de un sistema de pila de combustible complementado con una pequeña batería o banco de ultracondensadores, ejerciendo funciones de apoyo a la pila en el arranque, en los transitorios rápidos y en los picos de potencia. En el otro extremo, el sistema híbrido estaría formado por un banco de baterías que emplea una pequeña pila de combustible reservada para funciones auxiliares como la recarga periódica. Entre estos dos extremos se pueden dar soluciones intermedias donde ambas fuentes de potencia tienen una importancia similar en relación a la demanda que se debe satisfacer. Los tamaños óptimos de ambas fuentes de potencia dependerán, lógicamente, de la aplicación en estudio

Configuraciones de sistemas híbridos basados en pilas de combustible En este apartado se describirán las configuraciones más habituales que se pueden presentar en un sistema híbrido compuesto por pila de combustible y banco de baterías, indicando sus ventajas e inconvenientes. Por lo general, la tensión de la pila de combustible es inferior a la tensión de entrada del inversor, por lo que se requiere un convertidor para elevar dicha tensión.

En la figura 2.17 se muestran cuatro configuraciones [Jiang y Fahimi, 2010]. En la configuración A, ambas fuentes de potencia están conectadas en paralelo al bus CC de baja tensión. En la configuración B, el banco de baterías se conecta al bus CC de alta tensión. En la estructura C la salida de la pila de combustible está conectada directamente al inversor, mientras que el banco de baterías se conecta a este bus mediante un convertidor. Por último, en la estructura D ambas fuentes de potencia están conectadas al bus CC de alta tensión mediante convertidores. Las diferencias entre las configuraciones se encuentran en aspectos

como la dinámica del sistema, la gestión de la potencia y el coste. La estructura A tiene como desventaja que no permite gestionar la distribución de potencias entre las dos fuentes, lo que impide optimizar el funcionamiento, y que el convertidor CC/CC debe procesar toda la potencia. En cambio, la estructura B sí permite controlar el reparto de potencia. Ambas estructuras establecen una tensión relativamente constante en el bus CC lo que permite una reacción instantánea a transitorios en la demanda de la carga. Sin embargo, existe menos flexibilidad cuando se selecciona el tamaño del banco de baterías, pues su tensión debe coincidir con la tensión de la pila de combustible en el primer caso, y con la tensión del bus CC de alta tensión en el segundo. Esto puede llevar a sistemas más costosos. La estructura C evita la limitación anterior, otorga más control a los procesos de recarga y descarga de la batería, pero sólo es aplicable cuando la tensión de entrada del inversor es similar a la tensión de la pila. Para tensiones superiores a la salida del inversor, por ejemplo 220 VA, habría que colocar otro convertidor que subiera la tensión del bus CC. Por último, las ventajas de la configuración D son las siguientes: 1) mayor flexibilidad en la selección de la tensión del banco de baterías, 2) buen control de los procesos de recarga y descarga de la batería y de la potencia generada por la pila, y 3) eliminación de interacciones innecesarias entre la pila y el banco de baterías. Como contrapartida, la tensión del banco de baterías no fija la tensión del bus CC, sino que en éste se conectan las salidas de los dos convertidores, lo que conduce a una respuesta dinámica peor que debe ser superada mediante un diseño más dificultoso de los sistemas de control.

Los modos de operación que se pueden ejecutar en un sistema híbrido compuesto por pila de combustible y banco de baterías se indican en la figura 2.18 y se describen a continuación:

1. En el modo A el banco de baterías se hace cargo de la demanda eléctrica mientras la pila de combustible lleva a cabo el arranque en frío.
2. En el modo B la pila de combustible suministra potencia tanto para la carga como para la recarga de las baterías.
3. En el modo C ambas fuentes de potencia suministran energía a la carga.
4. En el modo D sólo la pila satisface la demanda de potencia puesto que el banco de baterías se encuentra descargado.

Aunque se ha supuesto un banco de baterías como sistema de almacenamiento, los mismos modos son aplicables a un banco de ultracondensadores. Por otra parte, los sistemas híbridos

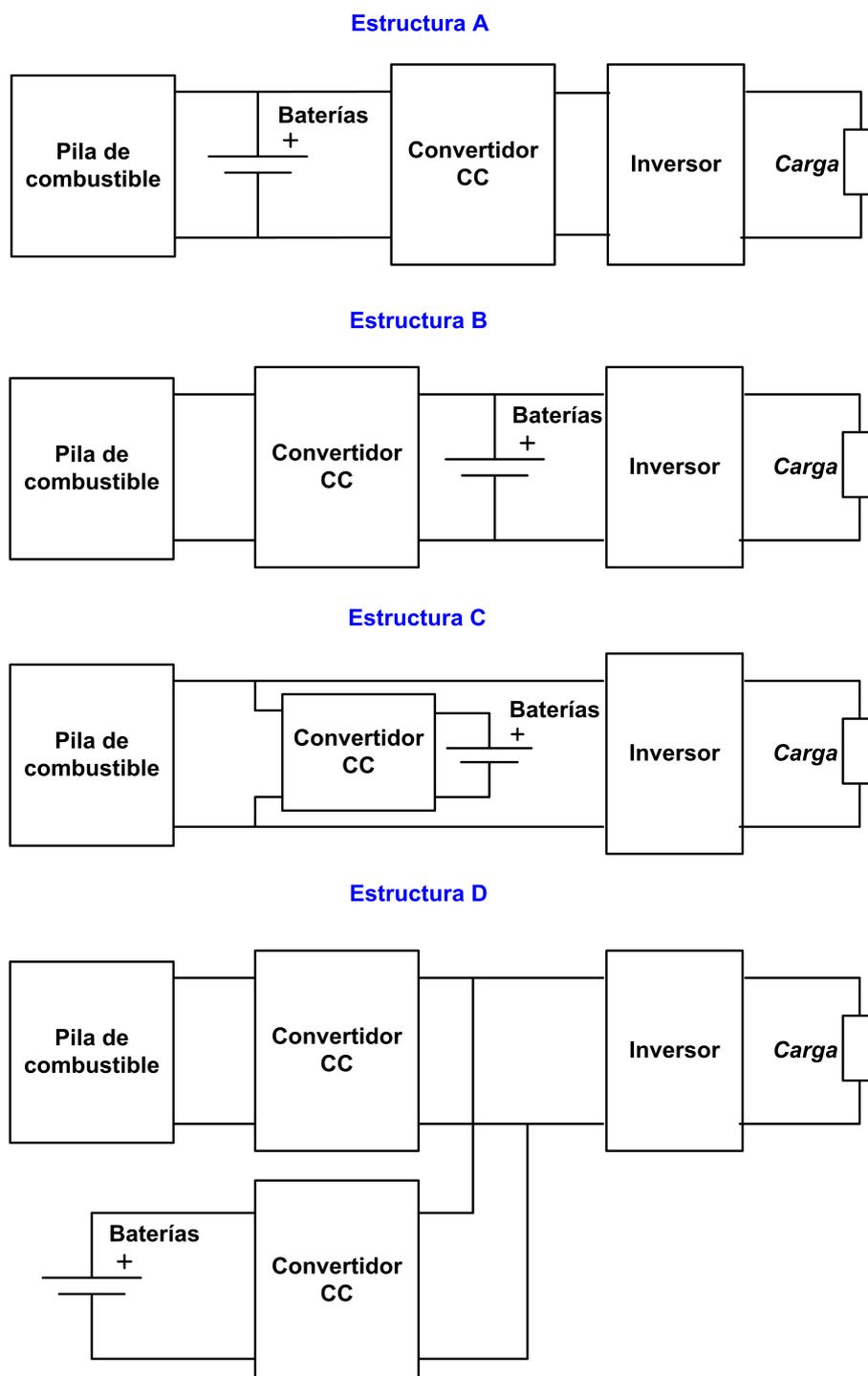


Figura 2.17: *Diferentes configuraciones de sistemas híbridos compuestos por pila de combustible y banco de baterías*

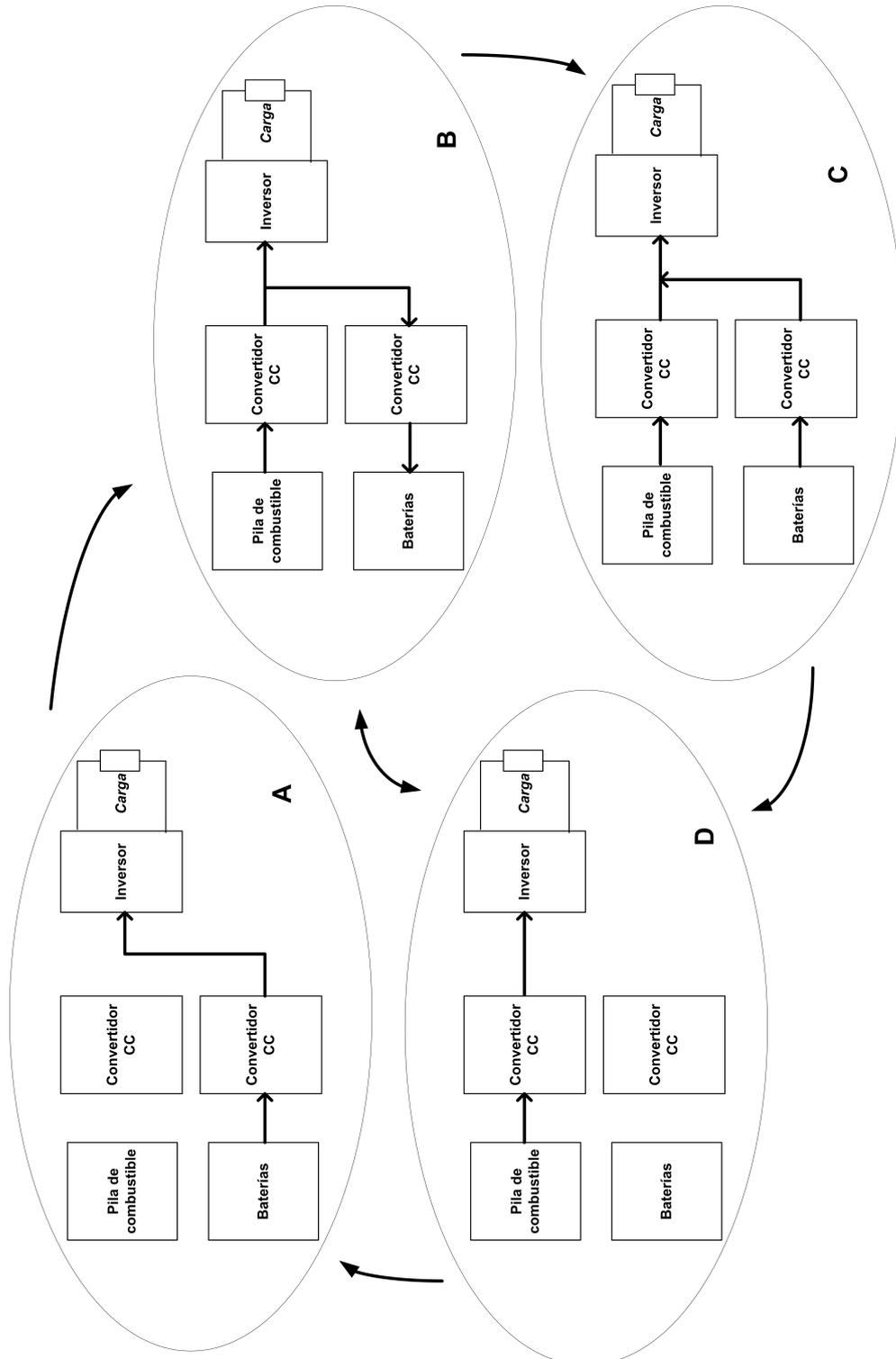


Figura 2.18: Modos de operación de un sistema híbrido compuesto por pila de combustible y banco de baterías

basados en pilas de combustible también son de aplicación en sistemas de propulsión para vehículos, por lo que también aparecería un nuevo modo de funcionamiento en el que la frenada regenerativa llevaría a cabo la recarga del sistema de almacenamiento.

También es interesante contemplar la posibilidad de emplear simultáneamente un banco de baterías y un banco de ultracondensadores como elementos almacenadores de energía [Ferreira *et al.*, 2008]. Las ventajas de los ultracondensadores respecto a las baterías son las siguientes: 1) mayor potencia específica, 2) mayor eficiencia, y 3) mayor resistencia al ciclado. Por el contrario, sus desventajas en relación a las baterías son: 1) menor energía específica, y 2) mayor coste. En consecuencia, una combinación de ambas fuentes de potencia permite superar las desventajas de cada una por separado.

Estrategias de gestión de la energía en sistemas híbridos basados en pila de combustible

La existencia de más de una fuente de potencia plantea la posibilidad de poder elegir en qué forma se va a realizar la distribución de potencia en el sistema híbrido. El sistema de control dispondrá de un nivel superior que es el encargado de generar las consignas de potencia para llevar a cabo el reparto de potencia. Por otro lado, los controladores locales recibirán estas consignas y actuarán sobre los transistores de los convertidores CC/CC que conectan las fuentes de potencia con el bus CC de manera que, efectivamente, la distribución de potencia establecida se lleve a cabo.

Cuando se plantea la estrategia de control en un sistema híbrido basado en pila de combustible se deben contemplar los siguientes objetivos:

1. Ofrecer una respuesta dinámica suficiente para la aplicación en estudio. Por ejemplo, para el caso de un vehículo, el sistema de propulsión debe satisfacer las aceleraciones que demande el usuario.
2. Minimizar el consumo de hidrógeno. En la curva característica de una pila de combustible el punto de máxima potencia está alejado del de máxima eficiencia (mínimo consumo de hidrógeno).
3. Mantener el estado de carga de los elementos almacenadores de energía. Se debe evitar que los elementos almacenadores de energía pierdan una cantidad importante de energía de manera que en todo momento estén preparados para satisfacer un aumento de demanda. Por tanto, la pila de combustible se encargará de recargar el sistema de

almacenamiento en los instantes en que la demanda sea pequeña. En los sistemas de propulsión, el objetivo no es recargar completamente el sistema de almacenamiento sino proveer un espacio para la energía recuperada gracias a las frenadas regenerativas.

4. Respetar los límites de funcionamiento de las distintas fuentes de potencia con objeto de alargar su vida útil. Para una pila de combustible existe un valor máximo para la potencia y un límite para las variaciones de la corriente. En la batería se consideran unos valores para los estados de carga máximo y mínimo, y ciertos límites para la corriente de carga y descarga. El tratamiento de los ultracondensadores suele ser similar.

Es obvio que los objetivos 2 y 3 son contrarios. Es decir, un funcionamiento de la pila de combustible en máxima eficiencia supone una potencia generada de baja intensidad, y por tanto, una mayor probabilidad de que el estado de carga de la unidad de almacenamiento se encuentre en valores demasiado bajos. Con lo cual se debe llegar a un compromiso entre ambos objetivos.

A continuación se comentarán algunos aspectos de control a nivel bajo. En el caso en el que el sistema de almacenamiento se conecte directamente con el bus CC, por ejemplo la configuración B de la figura 2.17, la tensión del bus queda fijada por dicho sistema y éste puede responder instantáneamente a cambios en la demanda. En este caso, el convertidor de la pila de combustible estaría controlado en corriente lo que permite regular la potencia generada por esta fuente. Si no existiera ningún otro elemento almacenador, la distribución de potencia quedaría establecida únicamente con la consigna para la potencia de la pila. Si otro elemento almacenador de energía estuviera instalado, el control de la corriente que circula por su convertidor CC/CC asociado terminaría de establecer el reparto de potencia. Cuando todas las fuentes de potencia se conectan al bus CC mediante un convertidor CC/CC, uno de estos, usualmente el asociado a la fuente de potencia de mejor respuesta dinámica, estará regulado para mantener la tensión en el bus, mientras que el resto de convertidores estarán regulados en corriente, estableciendo la distribución de potencia.

En la literatura se pueden encontrar una gran cantidad de trabajos referentes a la estrategia de gestión de la energía de sistemas híbridos basados en pila de combustible. Se podrían clasificar estas estrategias en dos grandes grupos [Liu *et al.*, 2008]: 1) aquellas que emplean reglas o métodos heurísticos sin considerar el modelo dinámico de los elementos, y 2) aquellas que se basan en técnicas de optimización. Las primeras tienen como desventaja que ofrecen soluciones lejanas a la óptima. No obstante, las basadas en técnicas de optimización tienen

un mayor nivel de complejidad y requieren de modelos precisos, por lo que tienen ciertas limitaciones cuando se plantean en aplicaciones reales. Cabe considerar otra clasificación: a) estrategias de control que aprovechan un conocimiento disponible de la demanda energética a satisfacer, que en el caso extremo es un conocimiento exacto del perfil de carga; y b) estrategias de control desarrolladas en base a un conocimiento nulo o muy escaso de la carga.

Como ejemplos de estrategias de control que emplean reglas o métodos heurísticos se pueden citar [Jiang *et al.*, 2007], [Thounthong *et al.*, 2008] y [Ferreira *et al.*, 2008]. No obstante, sólo en la última estrategia se incorpora un conocimiento sobre la demanda energética a satisfacer. Por otra parte, ejemplos de estrategias de control basadas en técnicas de optimización se pueden encontrar en [Schell *et al.*, 2005], [Rodatz *et al.*, 2005] y [Bernard *et al.*, 2006]. En todos estos trabajos se emplea un conocimiento sobre la demanda a satisfacer para el desarrollo de la estrategia.

2.7. Sistemas de alimentación ininterrumpida

Los sistemas de alimentación ininterrumpida (SAI), también conocidos por sus siglas en inglés UPS (*Uninterruptible Power Supply*), tienen como función proveer de energía eléctrica de forma continua y de buena calidad en aplicaciones críticas, a pesar de la existencia de cortes en el suministro o de perturbaciones eléctricas que empobrezcan la calidad de éste. Una gran variedad de aplicaciones necesitan de forma obligatoria estos sistemas, como son los hospitales, aeropuertos, industrias, centros de procesamiento de datos y sistemas de información y de telecomunicaciones. Concretamente, debido al desarrollo reciente de los sistemas de información y de telecomunicaciones, los sistemas SAI están teniendo una mayor extensión en los mercados industriales y domésticos.

2.7.1. Tecnologías de las fuentes de potencia para el respaldo en los sistemas SAI

Tradicionalmente las baterías han sido usadas como equipo de respaldo de energía en los sistemas SAI. Las baterías permiten regular y mantener la tensión de salida frente a perturbaciones eléctricas o cortes de la red eléctrica. No obstante, cuando se desea una larga autonomía del sistema SAI, las baterías dejan de ser una solución satisfactoria pues su energía específica es pequeña. En estas situaciones, los generadores y recientemente las

pilas de combustible son equipos de respaldo de energía más apropiados. En este apartado se analizan los puntos fuertes y débiles de los equipos de respaldo de energía más usuales, esto es, las baterías y los generadores, y se analizan las pilas de combustible como solución alternativa.

Baterías

Las baterías más habituales en los sistemas SAI son las baterías de plomo ácido, herméticas o abiertas. Las baterías de tipo hermético pueden sustituir a los generadores en recintos cerrados donde los generadores son inaceptables por sus emisiones. No obstante, las baterías de tipo abierto sí necesitan para su instalación un local con una ventilación adecuada pues emiten gases. La respuesta de las baterías en el arranque es inmediata, al contrario que los generadores. Además, no necesitan de combustible, y se recargan a partir de la red, cualidad importante en lugares remotos. Las baterías herméticas necesitan poco mantenimiento, pero no así las abiertas. Por el contrario, su baja energía específica limita su aplicación a tiempos de autonomía relativamente pequeños. Son muy sensibles a temperaturas altas y fluctuaciones en la potencia extraída. Estos dos factores reducen su vida útil y provocan una incertidumbre importante en ésta y en su capacidad. Otro inconveniente de las baterías es la necesidad de realizar operaciones de reciclaje al final de su vida útil.

Generadores

Los generadores son unidades de generación basadas en combustión interna que operan con combustibles como el diesel, el gas natural o propano. Además de ser fuentes de potencia contaminantes, las emisiones dificultan la elección del recinto donde instalar el equipo. La presencia de partes móviles causa desgaste y ruidos, y por tanto necesidad de importantes tareas de mantenimiento. Además, la disponibilidad de combustible y la obligación de mantenimiento son cuestiones problemáticas cuando el sistema SAI se instala en lugares remotos. Por otra parte, el tiempo de arranque de los generadores es otra desventaja en comparación con las baterías.

Como contrapartida, se trata de una tecnología madura con costes de inversión relativamente bajos. Para grandes tiempos de autonomía son más adecuados que las baterías. Es más sencillo aumentar la cantidad de combustible almacenado que incrementar el número

de baterías. Por otra parte, si el mantenimiento es adecuado presentan una buena fiabilidad y vida útil.

Pilas de combustible

La mayoría de los sistemas SAI actuales emplean baterías o generadores, o una combinación de ambos. Sin embargo, los inconvenientes de ambas tecnologías promueven la búsqueda de otras alternativas. Las pilas de combustible, sobre todo las basadas en hidrógeno, son una de las alternativas que más interés ha despertado recientemente [Zhan *et al.*, 2008; Mahadevan *et al.*, 2007; Alessandro *et al.*, 2007; Tao *et al.*, 2008]. El atractivo de las pilas de combustible basadas en hidrógeno como aplicación para los sistemas SAI, se fundamenta en que esta aplicación puede superar tres de las limitaciones más importantes que impiden actualmente el desarrollo de las tecnologías de hidrógeno, a saber: 1) la inexistencia de infraestructuras para el suministro del gas; 2) el bajo rendimiento del ciclo completo de generación, almacenamiento y uso del hidrógeno; y 3) la falta de fiabilidad y durabilidad de las pilas de combustible. Los sistemas SAI tienen una característica clave que permite salvar estas barreras: el sistema sólo opera durante una fracción mínima de su tiempo de vida. De esta forma se relajan los requisitos sobre la pila de combustible, y el bajo consumo de hidrógeno resta importancia a la complejidad del suministro o al bajo rendimiento.

Entre todas las aplicaciones de sistemas SAI, una de las más interesantes para las pilas de combustible es la de los sistemas de telecomunicaciones [Varkaraki *et al.*, 2003; Smith *et al.*, 2005; Perry y Strayer, 2006; Pereira-Bahia y Paulmier, 2007; Kalhoff, 2007]. Estos sistemas han experimentado un espectacular desarrollo estos últimos años, siendo la fiabilidad un aspecto crucial cuando se considera su diseño. En particular, los sistemas de telecomunicaciones conectados a la red eléctrica en lugares remotos, donde las interrupciones de suministro son muy comunes, son la aplicación de mayor interés [Mahadevan *et al.*, 2007]. Los requisitos habituales de este tipo de sistemas pueden ser una potencia entre 1 kW y 10 kW, y un tiempo de autonomía de hasta 24 horas, que es un rango ideal para un sistema de pila de combustible.

2.7.2. Comparación de la pila de combustible con las tecnologías convencionales

Una de las diferencias clave entre una batería y una pila de combustible es que la primera contiene los reactivos en su interior, y las reacciones que permiten su funcionamiento, tanto

en la descarga como en la recarga, producen cambios en sus elementos, concretamente en los electrodos y el electrolito. No es así en una pila de combustible, donde el combustible está en un depósito exterior. Esta diferencia confiere a la pila de combustible dos propiedades de las que adolece la batería. La primera es que la cantidad de energía y la capacidad de potencia de un sistema de pila de combustible están desacopladas. Así, el primer factor depende del tamaño del depósito de combustible, y el segundo del tamaño de la propia pila, concretamente del *stack*. Esta propiedad permite a los sistemas SAI basados en pila de combustible la posibilidad de reducir el tamaño, peso, e incluso el coste cuando se incrementa el tiempo de autonomía [Mahadevan *et al.*, 2007; Adamson, 2007]. La disminución de coste se fundamenta básicamente en que la extensión de la autonomía se consigue simplemente al aumentar la capacidad del depósito de combustible y con el mismo tamaño de pila de combustible. Por el contrario, los sistemas SAI basados en baterías necesitan aumentar proporcionalmente el número de baterías y el incremento de precio es casi lineal.

La segunda propiedad es que las pilas de combustible gozan de una buena vida útil operando en *stand-by*, al contrario que las baterías. Los procesos de descarga y recarga, junto con la recarga de flotación necesaria para compensar la autodescarga de la batería, la va degradando poco a poco, disminuyendo su capacidad y finalmente provocando su final. Sin embargo, las pilas de combustible no sufren cambios significativos ni autodescargas durante su operación pues los reactivos están situados en el exterior. De hecho, el BoP de los sistemas de pila de combustible es el elemento más crítico, y no el *stack*. Por todas estas razones, las pilas de combustible poseen mayor fiabilidad que las baterías, sobre todo en condiciones ambientales adversas.

Por otra parte, las pilas de combustible necesitan de tareas de mantenimiento mucho más simples que las baterías y sobre todo que los generadores, pues no tienen partes móviles. Además, su nivel de combustible puede ser monitorizado de forma remota facilitando las tareas de mantenimiento y suministro de combustible, propiedad que la hace superior de la batería, cuyo estado de carga es mucho más difícil de medir. En comparación con los generadores, las pilas de combustible tienen un funcionamiento mucho más silencioso, y limpio de emisiones contaminantes si emplean hidrógeno como combustible.

2.7.3. Distintas alternativas para sistemas SAI basados en pilas de combustible

Entre todos los tipos de pilas de combustible, la pila de combustible PEM es considerada como la mejor alternativa para sistemas SAI, pues gozan de una baja temperatura de operación, respuesta relativamente rápida, y son compactas y ligeras. Sus excelentes propiedades han sido alcanzadas después de décadas de importantes avances promovidos principalmente por el interés despertado en la industria automovilística. Su atractivo para los sistemas SAI se fundamenta, además, en que los requerimientos exigibles a las pilas para ellos son también exigidos para aplicaciones automovilísticas, por ejemplo, arranque rápido, tamaño pequeño y mantenimiento mínimo [Perry y Strayer, 2006]. De hecho, las aplicaciones automovilísticas demandan un número mayor de requisitos. Esta es la razón por la cual ya existen sistemas SAI comerciales basados en pilas de combustible, mientras que los vehículos de hidrógeno están en fase de demostración o comercializados en una fase inicial: el Honda FCX Clarity, que está siendo comercializado desde 2008, es el primer vehículo de hidrógeno producido en masa. Entre los fabricantes de pilas de combustible, Plug Power, ReliOn, Ballard, Hydrogenics, Novara e IdaTech son los más conocidos. Todos ellos ofrecen sistemas SAI basados en sus pilas de combustible.

El suministro de hidrógeno comprimido en botellas es la opción más simple de suministrar combustible para la pila de combustible PEM en sistemas SAI [Alessandro *et al.*, 2007]. Las ventajas de esta alternativa son la compacticidad del sistema, el bajo mantenimiento requerido por las botellas y que el reemplazamiento o recarga de cilindros no representa una tarea difícil de planificar. Otra posible elección es emplear otros combustibles como el gas natural, el metanol o los biocombustibles para producir hidrógeno mediante un reformador. Aunque esta alternativa puede ser interesante en algunas situaciones, presenta los siguientes inconvenientes: 1) complejidad del sistema al incluir un nuevo elemento, el reformador, que añade más riesgos; 2) el reformador debe generar un gas hidrógeno de alta pureza, sobre todo con concentraciones de CO por debajo de 10 ppm pues es un veneno para la pila de combustible, lo que incrementa su precio; 3) tienen un tiempo de arranque mucho mayor que los sistemas basados en hidrógeno; y 4) emisión de sustancias contaminantes.

Como es sabido, el almacenamiento de hidrógeno presenta serios problemas en cuanto a su capacidad de energía por unidad de volumen. Por tanto, el uso de otros combustibles distintos al hidrógeno permite reducir el tamaño del depósito, o aumentar la energía almacenada para un mismo espacio disponible. Si la autonomía requerida es importante y existen restricciones

en relación con el espacio o peso disponible, por ejemplo en las torres de telecomunicaciones; o en lo relativo al suministro de botellas de hidrógeno, por ejemplo porque el lugar remoto donde se encuentra el sistema SAI tiene un difícil acceso, puede ser evaluado el uso de otro combustible distinto al hidrógeno, por ejemplo el metanol [Torrelli *et al.*, 2007; Koyama, 2007].

Otra alternativa es producir hidrógeno de muy alta pureza mediante electrólisis en la localización en cuestión. Los depósitos de hidrógeno se recargarían mediante un electrolizador que consume energía procedente de la red. Para evitar una etapa de compresión de hidrógeno y simplificar la seguridad, se puede considerar el almacenamiento en hidruros metálicos, que emplea presiones relativamente bajas (menores de 20 bares). En este sentido, en los trabajos [Varkaraki *et al.*, 2003] y [Varkaraki *et al.*, 2007] se describe el diseño y construcción de un sistema SAI de 5 kW de potencia y 5 horas de autonomía compuesto de una pila de combustible operando con hidrógeno y oxígeno, una pequeña batería para apoyar el arranque de la pila, un electrolizador alcalino que produce 0,6 Nm³/h a 15 bar, y un sistema de almacenamiento de hidrógeno para una cantidad de 1,9 kg formado por tres tanques de hidruros metálicos y un pequeño tanque de hidrógeno comprimido. Las ventajas de este prototipo son la independencia del suministro de combustible y la reducción de la presión de trabajo en comparación con el uso de hidrógeno comprimido. Otra ventaja adicional es la posibilidad de almacenar el oxígeno generado por el electrolizador para luego emplearlo como oxidante en la pila de combustible en lugar de aire. Esta opción incrementa la eficiencia de la pila de combustible gracias a la mayor presión parcial del oxígeno y la ausencia de nitrógeno. Pese a esto, la eficiencia global del sistema (cociente entre la energía de corriente alterna generada por el sistema SAI y la energía de corriente alterna consumida para la producción de hidrógeno) resultó en un valor bastante bajo, aproximadamente de 25%. No obstante, esta pobre eficiencia puede no ser tan crítica en aplicaciones de respaldo. El principal inconveniente de esta solución es su alto coste. Las pilas de combustible y principalmente los electrolizadores y depósitos de hidruros metálicos poseen actualmente un precio muy alto hasta que no se produzca su fabricación en masa.

En cuanto a la utilización de pilas de combustible de alta temperatura en sistemas SAI, se debe mencionar que su gran tiempo de arranque es una limitación importante para este tipo de aplicaciones.

Metodología para optimizar el dimensionado de sistemas fotovoltaicos aislados usando convertidores CC/CC en paralelo

3.1. Introducción

COMO ya se indicó en el capítulo 2, la instalación de convertidores CC/CC en paralelo permite, además de otras ventajas, un aumento de la eficiencia en la etapa de potencia. El control de los convertidores para aprovechar el funcionamiento en paralelo y reducir las pérdidas energéticas se puede realizar empleando diferentes técnicas; quizás las más extendidas sean las denominadas de *desfasado* (*interleaving*) y, en menor medida, la que resulta de la aplicación de un esquema de funcionamiento en el que el número de convertidores activos es el mínimo necesario para suministrar la carga demandada en un determinado instante (ver capítulo 2). Mediante este último procedimiento, los convertidores evitan trabajar, cuando la demanda energética solicitada es pequeña, en el intervalo de baja carga. En este intervalo los convertidores CC/CC tienen generalmente una eficiencia muy por debajo de la que presentan cuando funcionan en régimen nominal. Por otra parte, en los sistemas fotovoltaicos la potencia generada puede ser en ocasiones bastante pequeña (por ejemplo en los amaneceres y atardeceres). A estos regímenes de trabajo, los convertidores CC/CC operarían en el intervalo de baja carga, con lo cual resulta interesante la aplicación en los sistemas fotovoltaicos del procedimiento anterior en busca de una mejora del rendimiento, como se verá a continuación.

En un sistema fotovoltaico aislado, el seguimiento del punto de máxima potencia necesita de la instalación de un convertidor CC/CC entre los paneles fotovoltaicos y la carga. Puesto que la eficiencia alcanzada actualmente por los métodos MPPT suele ser muy alta, el margen de mejora en el rendimiento energético está, principalmente, en la etapa de acondicionamiento de potencia. Bajo estas consideraciones, el paralelizado de convertidores se ha propuesto en la literatura como una opción interesante para el sistema de acondicionamiento de potencia en las instalaciones fotovoltaicas aisladas. Sin embargo, esta solución añade mayor dificultad al sistema de control puesto que debe resolver, simultáneamente, el seguimiento del punto de máxima potencia y el reparto de potencia entre los distintos módulos en paralelo. No obstante, en la literatura se pueden encontrar varias soluciones a este problema (ver capítulo 2).

En este capítulo se desarrolla una metodología, basada en varios algoritmos, para calcular el ahorro energético anual logrado en sistemas fotovoltaicos aislados mediante el paralelizado de convertidores CC/CC para cualquier localización del mundo. Además, la metodología desarrollada también permite trasladar dicho ahorro energético a una mejora en el dimensionado del sistema fotovoltaico, y por tanto, en el coste. Nótese la importancia de una disminución en el coste en los sistemas de energía renovable, especialmente en el caso de los sistemas fotovoltaicos, que poseen un alto coste de inversión. En este sentido, la metodología permite seleccionar el tamaño del generador fotovoltaico, del banco de baterías, y el número de convertidores CC/CC, bajo un criterio de coste mínimo, para satisfacer un determinado perfil de carga y en unas determinadas condiciones de radiación solar.

Una de las opciones más empleadas para el dimensionado de sistemas fotovoltaicos aislados, y en general para cualquier sistema híbrido aislado, es la realización de simulaciones del comportamiento a largo plazo que permitan calcular el coste del ciclo de vida del sistema de potencia y la probabilidad de carga no satisfecha para un determinado dimensionado. En este sentido, la herramienta HOMER (ver capítulo 2) es la herramienta informática más extendida para el dimensionado de sistemas híbridos. Sin pérdida de generalidad, la metodología desarrollada en este capítulo emplea HOMER para la ejecución de las simulaciones del comportamiento del sistema fotovoltaico. No obstante, puesto que esta herramienta no permite incluir la mejora en el rendimiento de la etapa de acondicionamiento de potencia cuando se instalan convertidores en paralelo, se ha desarrollado un algoritmo para incluir dicha mejora, consiguiendo, por tanto, ampliar las funcionalidades iniciales de la herramienta de

dimensionado.

La metodología desarrollada es aplicable a cualquier localización geográfica si se dispone de información sobre su recurso solar. Se han elegido tres localizaciones con diferentes latitudes para su aplicación. En la sección 3.2 se describe el sistema bajo estudio. El ahorro energético anual logrado mediante el paralelizado de convertidores es analizado en la sección 3.3. En esta sección se describen, en primer lugar, las tres localizaciones consideradas y el método para obtener la potencia fotovoltaica generada. Posteriormente se presenta el algoritmo de simulación para analizar el ahorro energético y se muestran los resultados. En la sección 3.4 se estudia la mejora en el dimensionado gracias al paralelizado de convertidores. En primer lugar se describe la información de partida para la simulación. Seguidamente se presenta el algoritmo desarrollado para la búsqueda de la solución de dimensionado de coste mínimo. En la sección 3.5 se muestran los resultados obtenidos tras la aplicación de la metodología desarrollada a los tres ejemplos considerados. Finalmente se presentan las conclusiones en la sección 3.6.

3.2. Descripción del sistema fotovoltaico bajo estudio

La figura 3.1 muestra la estructura del sistema fotovoltaico que se va a estudiar en este capítulo. Se trata de un sistema aislado, y por tanto provisto de un banco de baterías. La etapa de acondicionamiento de potencia está formada por un conjunto de convertidores CC/CC en paralelo. El sistema de control ejecuta, al mismo tiempo, el seguimiento del punto de máxima potencia y el reparto equitativo de potencia entre los distintos módulos en paralelo. No obstante, cuando el algoritmo de recarga del banco de baterías precise la regulación de la tensión o corriente aplicada al banco, la ejecución del seguimiento del punto de máxima potencia se sustituye por dicha regulación.

Puesto que el estudio que se va llevar a cabo en este capítulo es el de un comportamiento a largo plazo, es indiferente la técnica empleada para el seguimiento del punto de máxima potencia y para el reparto de potencia (ver apéndice C).¹

¹Se entiende entre técnicas habituales de eficiencia media similar, pues estos son aspectos relativos a dinámicas rápidas, y su efecto en el comportamiento a largo plazo puede, bajo esta similitud de eficiencia, despreciarse.

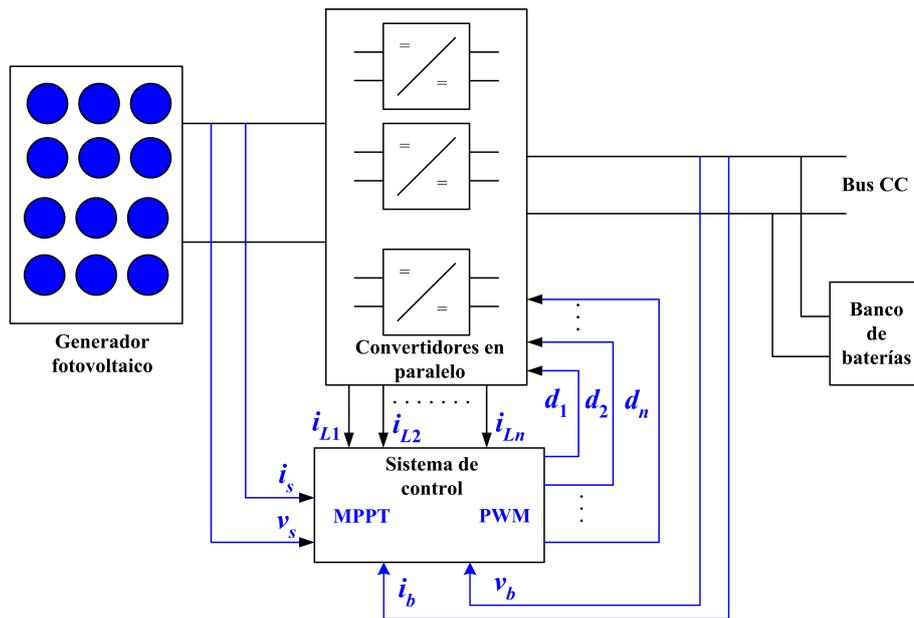


Figura 3.1: Configuración del sistema fotovoltaico bajo estudio

3.3. Análisis de ahorro energético

En esta sección se calcula el ahorro energético anual de un sistema fotovoltaico cuando la etapa de acondicionamiento de potencia está compuesta de convertidores CC/CC en paralelo. Se ha supuesto que el generador fotovoltaico trabaja siempre en el punto de máxima potencia, lo que implica que el banco de baterías opera durante su recarga como un sumidero ideal puesto que no se ha considerado el modo de funcionamiento en regulación de la tensión del banco de baterías. Como es bien sabido, este comportamiento de las baterías se aleja bastante de la realidad. En consecuencia, el ahorro energético anual calculado tiene un carácter ideal. No obstante, esto no impedirá realizar análisis concluyentes. La eficiencia energética del sistema de acondicionamiento de potencia es calculada para diferentes etapas de convertidores CC/CC en paralelo y para varias latitudes. Diferentes localizaciones en Estados Unidos han sido elegidas como ejemplos². Los cálculos han sido realizados mediante simulaciones basadas en transferencias de energía a escala horaria.

3.3.1. Localizaciones

El análisis energético fue realizado en las ciudades siguientes:

²Se eligió este país por la extensa información disponible y porque este trabajo ha sido objeto de una publicación internacional.

1. Anchorage, Alaska, que se encuentra localizada a $61^{\circ}13'$ N, $149^{\circ}53'$ O.
2. Seattle, Washington, que se encuentra localizada a $47^{\circ}36'$ N, $122^{\circ}19'$ O.
3. Miami Beach, Florida, que se encuentra localizada a $25^{\circ}48'$ N, $80^{\circ}8'$ O.

Para llevar a cabo el análisis es necesario emplear datos sobre radiación solar a escala horaria. Existen muchas fuentes para obtener dicha información, habiéndose empleado la disponible en la web http://rredc.nrel.gov/solar/old_data/nsrdb/tmy2 (ver apéndice A).

Siguiendo el esquema de la figura 3.1, se ha seleccionado el tamaño de tres generadores solares para satisfacer una misma carga con la ayuda de un número adecuado de baterías. Esto puede apreciarse en las tablas 3.2 a 3.4 de la sección 3.5, donde se aplica HOMER para llevar a cabo el dimensionado. Es posible reducir el tamaño de dichos generadores en busca de soluciones más económicas. No obstante, estas soluciones están basadas en un número demasiado alto de baterías, por lo que quedaron descartadas. El perfil de carga empleado es un perfil típico para un sistema de telecomunicaciones con unos valores en el bus CC de 339 W de potencia pico y energía media de 2 kWh/día (ver figuras 3.5 y 3.6 en la sección 3.4). Esta carga fue elegida porque es una aplicación típica para un sistema fotovoltaico aislado. Obviamente, la potencia nominal del generador se incrementa cuando la latitud aumenta, esto es, para un recurso solar más pobre. Nótese cómo la potencia nominal de los generadores solares en Anchorage y Seattle son muy superiores a la potencia pico. Este sobredimensionado es necesario cuando el recurso solar es muy débil.

3.3.2. Obtención de la potencia fotovoltaica generada a partir de la radiación solar horaria

El cálculo de la potencia fotovoltaica horaria generada se ha llevado a cabo mediante la herramienta de dimensionado. Asumiendo que está instalado un seguidor del punto de máxima potencia, dicha potencia depende del factor de pérdidas (un parámetro del generador fotovoltaico empleado para considerar pérdidas de energía), del tamaño del generador fotovoltaico y de la radiación global incidente sobre la superficie del generador fotovoltaico. HOMER aplica la ecuación A.1 para ejecutar dicha relación (ver apéndice A).

En resumen, los datos que el usuario debe insertar en la herramienta para el cálculo de la potencia fotovoltaica horaria generada son la potencia nominal del generador fotovoltaico,

el factor de pérdidas, e información sobre el recurso solar disponible en la localización en cuestión.

3.3.3. Algoritmo de simulación desarrollado

Se ha desarrollado un algoritmo para ejecutar el análisis energético anual (figura 3.2), en el cual se supone que el seguimiento del punto de máxima potencia y el reparto de corriente entre los distintos módulos está siendo ejecutado por el sistema de control. Por otra parte, las dinámicas de estos procesos pueden despreciarse pues sus tiempos de respuesta son mucho menores que el paso de simulación, que se establece en una hora. En este punto se debe seleccionar el mecanismo para el control del paralelizado de convertidores: emplear la técnica de *interleaving* o variar el número de convertidores activos en función de la potencia fotovoltaica a procesar. Se ha elegido esta última opción (ver apéndice C), aunque el algoritmo de simulación y la metodología desarrollada en este capítulo contemplan las dos posibilidades.

La información de entrada del algoritmo se indica a continuación:

1. P_{PV} es el vector de valores horarios de la potencia fotovoltaica generada, que se obtiene según lo indicado en la sección 3.3.2.
2. P_{sa_r} es la potencia nominal del generador fotovoltaico.
3. n es el número de convertidores en paralelo.
4. $\eta(P_{conv_in_pu}, n)$ es la curva de eficiencia de cada convertidor. Se define como el cociente entre las potencia de salida y entrada del convertidor en función de la potencia de entrada normalizada ($P_{conv_in_pu}$). En general, la curva de eficiencia será distinta en función de la potencia nominal del convertidor. Puesto que dicho parámetro depende del número de convertidores en paralelo que se instalen, esta dependencia queda indicada con la inclusión del parámetro n en las variables dependientes de la eficiencia. A partir de varios puntos de la curva se puede obtener una aproximación polinomial, lo que facilita el cálculo de la eficiencia para cualquier valor de entrada.

A continuación se definen el resto de términos presentes en el algoritmo mostrado en la figura 3.2:

1. P_{conv_r} es la potencia nominal de cada convertidor.
2. i es el número mínimo de convertidores activos para procesar la potencia fotovoltaica generada en cada paso de simulación.
3. $P_{conv_in_pu}$ es la potencia de entrada normalizada de cada convertidor.
4. η_T es la eficiencia anual.

Si se emplea la técnica de *interleaving* en lugar de la variación del número de convertidores activos, el algoritmo debe modificarse simplemente haciendo i igual a n en el paso donde se calcula i . Por otra parte, mediante dicha técnica el paralelizado de n convertidores CC/CC permite reducir la frecuencia de cada convertidor n veces en relación con la frecuencia necesaria con un único convertidor. Esto producirá una mejora en las pérdidas de conmutación, que quedarán reducidas idealmente también n veces [Berasategi *et al.*, 2009]. Por tanto, el número de convertidores marcará la frecuencia de trabajo y este parámetro afectará a la curva de rendimiento.

3.3.4. Simulaciones

La figura 3.3 muestra la curva del rendimiento del convertidor empleada en las simulaciones. Se ha utilizado esta curva típica sea cual sea la potencia nominal del convertidor. En cualquier caso, el algoritmo es aplicable para el caso general como ya se ha comentado.

Los valores calculados de la eficiencia anual del sistema de acondicionamiento de potencia para varios etapas de convertidores en paralelo, y para las tres localizaciones descritas en la sección 3.3.1 se muestran en la tabla 3.1 y en la figura 3.4.

A partir de la tabla 3.1 y la figura 3.4 se pueden extraer las conclusiones siguientes:

1. En los casos con un único convertidor, la eficiencia anual es menor en localizaciones con recurso solar más pobre, donde el convertidor trabaja más frecuentemente a niveles bajos de carga.
2. La mejora de eficiencia lograda mediante el paralelizado de convertidores es más significativa en localizaciones con mayores valores de latitud. En la figura 3.4 se muestra que en Anchorage la eficiencia anual mejora desde 0,7665 ($n=1$) hasta 0,8545 ($n=3$), resultando un incremento de 0,088. Sin embargo, en Miami Beach la eficiencia anual

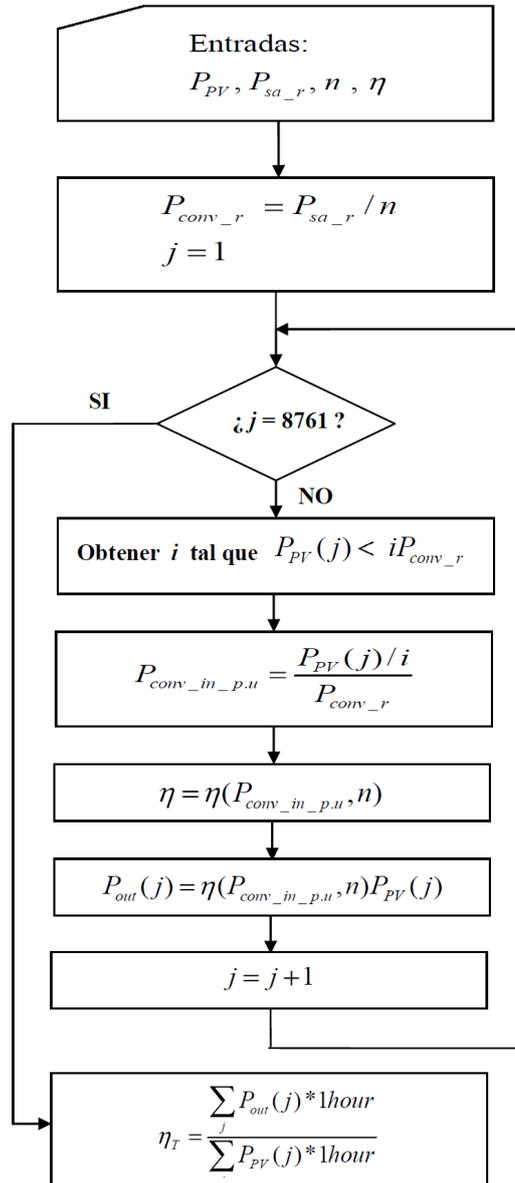


Figura 3.2: Algoritmo para realizar el análisis energético anual

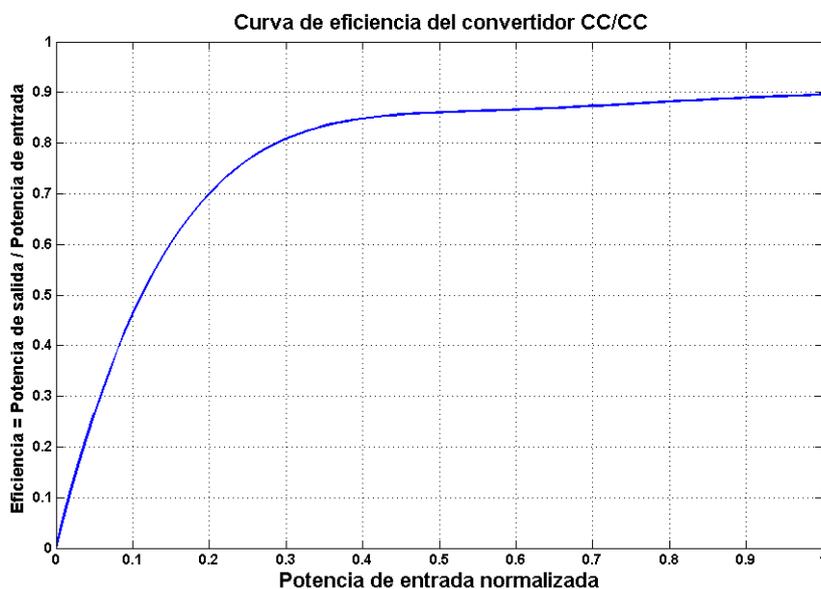


Figura 3.3: *Curva de eficiencia típica en convertidores CC/CC*

	Anchorage, 61°13' N, 149°53' O, $P_{sa_r} = 5 \text{ kW}$	Seattle, 47°36' N, 122°19' O, $P_{sa_r} = 2,5 \text{ kW}$	Miami Beach, 25°48' N, 80°8' O, $P_{sa_r} = 0,6 \text{ kW}$
$n = 1$	0,7665	0,7961	0,8332
$n = 2$	0,8314	0,8452	0,8634
$n = 3$	0,8545	0,8627	0,8739
$n = 4$	0,8655	0,8711	0,8789
$n = 5$	0,8714	0,8746	0,8828
$n = 6$	0,8762	0,8799	0,8845

Tabla 3.1: *Eficiencia anual en función del número(n) de convertidores en paralelo*

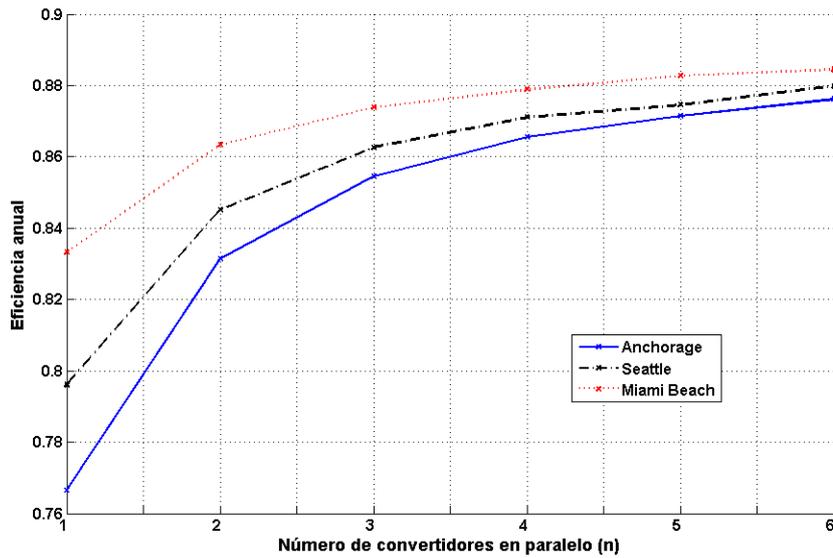


Figura 3.4: Eficiencia anual frente al número de convertidores en paralelo en diferentes localizaciones

mejora desde 0,8332 ($n=1$) hasta 0,8739 ($n=3$), lo que equivale a un incremento de 0,041. Las implicaciones de este ahorro energético en la mejora del dimensionado del sistema fotovoltaico se estudian en la sección 3.4.

3. La eficiencia anual en las tres localizaciones tienden a un mismo valor cuando el número de convertidores aumenta.

3.4. Mejora del dimensionado de sistemas fotovoltaicos aislados mediante el paralelizado de convertidores CC/CC

Para el estudio de la mejora del dimensionado se emplea de nuevo la herramienta HOMER.

3.4.1. Herramienta de dimensionado

En general, los datos de entrada necesarios para una simulación en la herramienta de dimensionado son los siguientes: condiciones locales de los recursos naturales, perfil de carga, configuración del sistema, información técnica y económica de los componentes del sistema

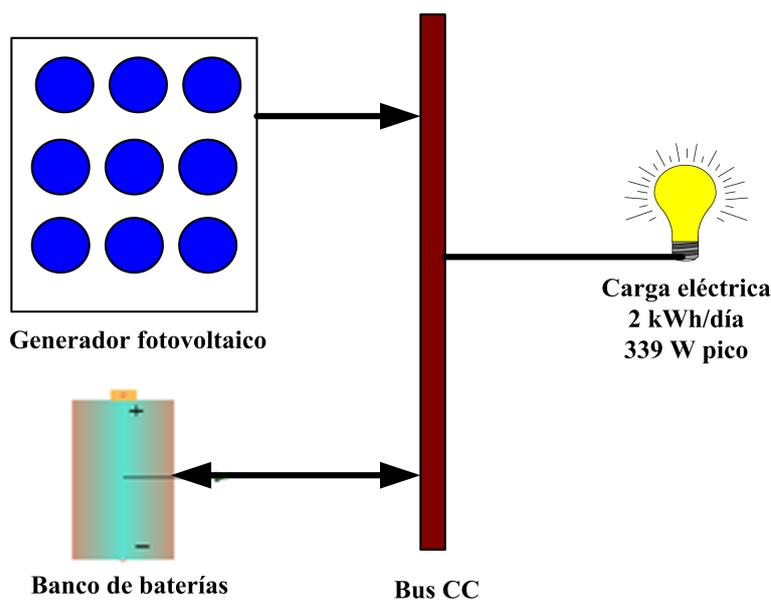


Figura 3.5: Esquema de simulación en HOMER

de potencia, parámetros financieros para el cálculo del coste del ciclo de vida del proyecto, restricciones de operación y parámetros del sistema de control.

A continuación se describen los datos insertados en la herramienta para la simulación del sistema fotovoltaico aislado.

Configuración del sistema

La figura 3.5 muestra el esquema de configuración. La carga en las simulaciones es referida al bus CC, es decir, incluyendo todas las pérdidas energéticas entre el bus CC y las cargas finales.

Información sobre la carga, el sistema fotovoltaico y el banco de baterías

En la figura 3.6 se muestra el perfil de carga considerado.

Se debe insertar en la herramienta información técnica y económica sobre el generador fotovoltaico y el banco de baterías. En relación con el sistema fotovoltaico se insertan los datos siguientes:

1. Coste de inversión: 7000 \$/kW, coste de reemplazamiento: 7000 \$/kW, coste de operación y mantenimiento (C&M): 0 \$/(kW.año). Como se puede observar se ha supuesto una relación lineal entre el valor de los costes y la potencia fotovoltaica nominal.

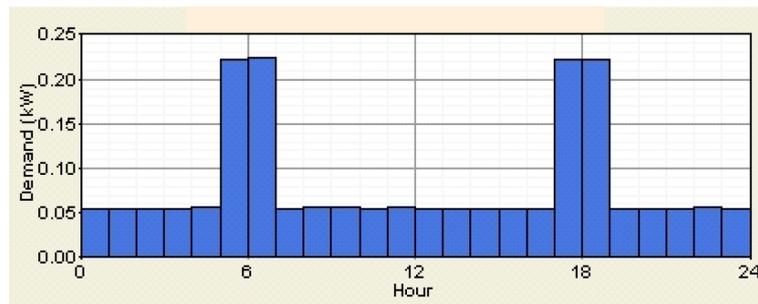


Figura 3.6: *Perfil de carga típico de una estación de telecomunicaciones*

2. Vida útil: 20 años, factor de pérdidas: 0,9.

La herramienta de dimensionado permite seleccionar una batería comercial entre un conjunto de baterías almacenadas en su base de datos. La información técnica de cada batería ya está registrada en la herramienta, no obstante la información de costes debe insertarse. Los datos de la batería seleccionada son los siguientes:

1. Batería de plomo-ácido de tipo gel, voltaje nominal: 6 V, capacidad nominal: 225 Ah.
2. Coste de inversión: 120 \$, coste de reemplazamiento: 120 \$, coste O&M: 1,50 \$/año.
3. Número de baterías a considerar: 4, 8, 12, 16, 20, 24, 28, 32...
4. Eficiencia del ciclo completo recarga-descarga: 85 %.
5. Vida útil por degradación: 10 años.

La herramienta de dimensionado no permite insertar en la configuración del sistema reguladores de carga de baterías (consideremos los convertidores CC/CC necesarios para el seguimiento del punto de máxima potencia como elementos integrantes del regulador de carga de batería). No obstante, las pérdidas asociadas al regulador de carga de batería pueden considerarse mediante el factor de pérdidas del generador fotovoltaico. Sin embargo, esta opción sólo permite considerar un valor constante de la eficiencia del regulador. En este sentido, en la sección 3.4.2 se desarrolla un algoritmo para incluir la eficiencia variable de un regulador de carga de batería provisto de un conjunto de convertidores CC/CC conectados en paralelo.

Restricciones de operación, sistema de control y parámetros financieros

Los parámetros relativos a las restricciones de operación son la *pérdida anual máxima de capacidad* y los parámetros para definir la *reserva operativa*. Estos conceptos se describen en el apéndice A.

El valor de la *pérdida anual máxima de capacidad* será modificado convenientemente en las simulaciones que se llevarán a cabo. Por otra parte, los porcentajes aplicados para definir la *reserva operativa* son 10 % respecto al valor de la carga y 25 % respecto a la potencia fotovoltaica.

En lo relativo a los parámetros de entrada para el sistema de control, la elección de una de las dos estrategias de control implementadas en la herramienta (*estrategia de carga cíclica* y *estrategia de seguimiento de carga*) es indiferente, puesto que no existe ningún grado de libertad en la gestión de la energía a largo plazo entre un generador fotovoltaico y un banco de baterías. Esto es, la potencia fotovoltaica sobrante se almacena en el banco de baterías en un caso, y la falta de potencia del generador fotovoltaico es compensada por el banco de baterías en el caso contrario. Recuérdese que la herramienta considera que el generador fotovoltaico trabaja siempre en el punto de máxima potencia, lo que justifica la inexistencia de grados de libertad.

Por último se deben insertar los parámetros financieros para el cálculo del coste de ciclo de vida del sistema. Los valores insertados son un 6 % para el *interés real anual* y un *tiempo de vida* del proyecto de 25 años. Para más detalles sobre las expresiones para el cálculo del coste de ciclo de vida del sistema se sugiere consultar la ayuda de la herramienta.

Recurso solar

Las figuras 3.7 a 3.9 muestran la radiación mensual media y el índice de claridad mensual medio en las tres localizaciones. El índice de claridad es el cociente entre la radiación global horizontal y la radiación extraterrestre horizontal.

Como ya fue comentado en la sección 3.3.1, los datos de radiación fueron extraídos de la web http://rredc.nrel.gov/solar/old_data/nsrdb/tmy2.

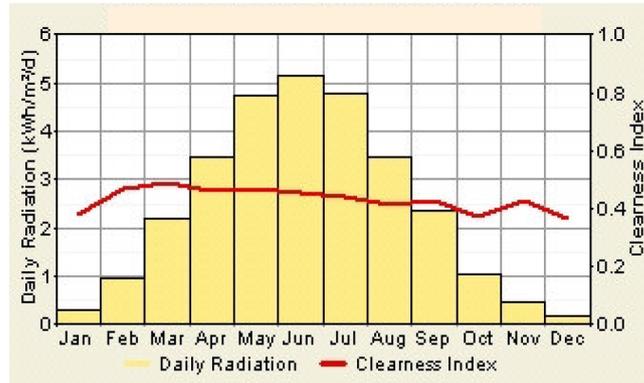


Figura 3.7: Datos de radiación solar en Anchorage (Alaska)



Figura 3.8: Datos de radiación solar en Seattle (Washington)

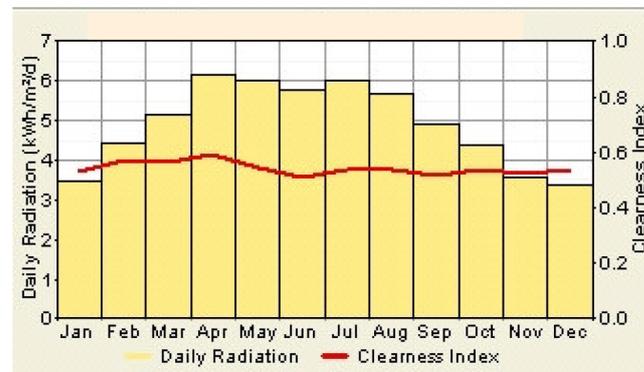


Figura 3.9: Datos de radiación solar en Miami Beach (Florida)

3.4.2. Algoritmo desarrollado para incluir las pérdidas energéticas variables de los convertidores CC/CC en el problema de dimensionado

Como ya se ha comentado con anterioridad, una de las ventajas del paralelizado de convertidores CC/CC es la mejora de la eficiencia en la etapa de acondicionamiento de potencia. Este ahorro energético puede implicar una reducción en el tamaño de las fuentes de potencia del sistema fotovoltaico aislado, y por tanto, una reducción en costes. No obstante, la herramienta de dimensionado HOMER no permite considerar pérdidas energéticas variables en la etapa de potencia. Para este fin se ha desarrollado un algoritmo (figura 3.10) que sí permite incluir dichas pérdidas en el problema de dimensionado. El algoritmo se basa en la división del problema de dimensionado en varios subproblemas, cada uno de ellos resuelto mediante HOMER. Los pasos del algoritmo son los siguientes (ver figura 3.10):

1. Establecer un valor para el factor de pérdidas del generador fotovoltaico, excluyendo de este factor las pérdidas de convertidores CC/CC.
2. Ejecutar una simulación y seleccionar el mejor dimensionado (tamaños del generador fotovoltaico y banco de baterías).
3. Tomar el vector horario de potencias fotovoltaicas del paso 2 y calcular el vector horario de potencias de salida del módulo de convertidores conectados en paralelo mediante el algoritmo desarrollado en la sección 3.3.3. En principio se considera que el número de convertidores en paralelo es igual a uno.
4. Ejecuta otra simulación pero considerando ahora que el generador fotovoltaico es reemplazado por una turbina eólica que genera el vector horario de potencias obtenido en el paso 3. El método para llevar a cabo este proceso se describe en la página 99. En esta simulación se selecciona el menor número de baterías (entre todas las soluciones válidas ofrecidas por la herramienta). Entonces, este número de baterías y el generador fotovoltaico obtenido en el paso 2 componen la solución considerada en esta iteración.
5. Incrementa en una unidad el número de convertidores y repite el procedimiento desde el paso 3. Cuando el número de convertidores ha alcanzado el valor máximo que se desee estudiar se detiene el bucle.
6. Compara todas las soluciones de acuerdo con el método descrito en la página 99 con objeto de encontrar la solución más económica.

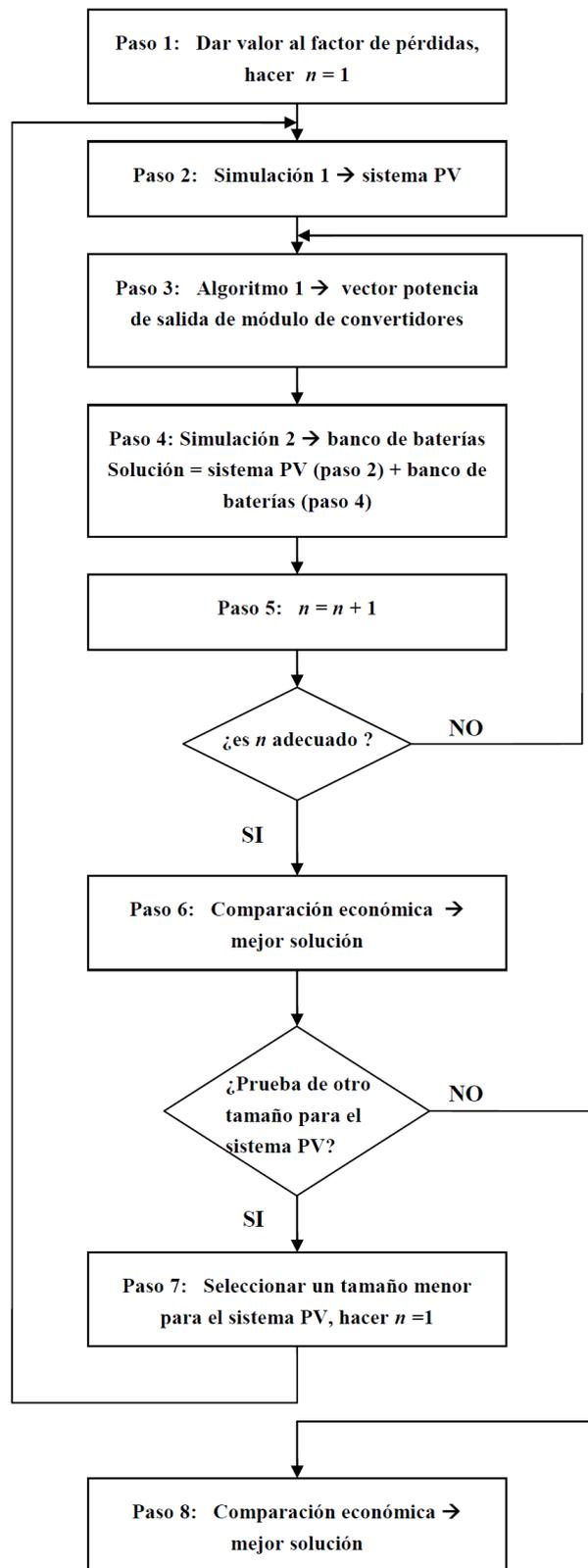


Figura 3.10: Algoritmo para incluir las pérdidas energéticas variables de los convertidores en la herramienta de simulación

7. Repite los pasos desde el paso 2, pero en lugar de emplear el vector horario de potencias fotovoltaicas de la mejor solución obtenida anteriormente en el paso 2, considera generadores fotovoltaicos de menor tamaño.
8. Compara estas nuevas soluciones con la mejor solución del paso 6, según el método descrito en la página 99, y selecciona la mejor.

El algoritmo descrito extiende de forma considerable las capacidades iniciales de HOMER y permite seleccionar el tamaño del generador fotovoltaico, el tamaño del banco de baterías, y el número de convertidores CC/CC en paralelo para satisfacer una carga determinada de acuerdo con un criterio de coste mínimo.

Método para simular la salida de potencia del módulo de convertidores en paralelo mediante una turbina eólica

El objetivo de la turbina eólica es generar, en la simulación llevada a cabo por la herramienta, la salida de potencia del módulo de convertidores en paralelo calculada en el paso 3 del algoritmo de la figura 3.10. La curva de potencia de la turbina, que describe la potencia generada (kW) frente a la velocidad del viento (m/s), debe ser insertada por el usuario como una función rampa unidad. Esta curva es accesible para el usuario en la ventana de diálogo *Wind Turbine Inputs*. Por tanto, el vector de potencias de salida de la turbina puede ser definido mediante el vector de velocidad de viento. Este vector es accesible al usuario mediante la ventana de diálogo *Wind Resource Input*. Mediante dicha ventana de diálogo se ha de insertar un fichero de texto que define el vector de potencias de salida. Para más detalles se sugiere consultar el apéndice A.

Método para la comparación económica de las distintas soluciones

Para calcular el coste del ciclo de vida del sistema, la herramienta de dimensionado emplea el *coste actual neto total* (CAN)³. El *interés real anual* y el *tiempo de vida* del proyecto son parámetros de entrada necesarios para el cálculo del CAN total. Este término representa todos los costes asociados al sistema durante su tiempo de vida, actualizados al momento

³En español se suele emplear el término *valor actual neto* (VAN) para indicar la rentabilidad de una inversión. Es la suma de los distintos ingresos menos los gastos actualizados al inicio de la inversión, siendo mejor inversión cuanto mayor es el VAN. Sin embargo, en el análisis llevado a cabo todos los flujos de caja son costes, por lo cual en esta Tesis se emplea el término *coste actual neto*, debiendo quedar claro que se trata del mismo concepto sólo que de signo contrario.

inicial de la instalación. Para más detalles sobre este cálculo se sugiere consultar la ayuda de la herramienta. Los costes a considerar para el generador fotovoltaico y el banco de baterías son los de inversión, de reemplazamiento y de O&M, que deben ser insertados por el usuario. El coste de inversión se ve afectado lógicamente por el tamaño de las fuentes de potencia y los costes totales de reemplazamiento y de O&M por el número de horas de operación.

Obsérvese que la herramienta de dimensionado calcula costes asociados a la simulación ejecutada. No obstante, la solución evaluada en cada iteración se compone del generador fotovoltaico obtenido en la simulación del paso 2 del algoritmo (ver figura 3.10), y del banco de baterías seleccionado en la simulación del paso 4 del mismo. Para obtener el *coste actual neto total*, las simulaciones de los dos pasos anteriores deben ser ejecutadas con una particularidad. En la ejecución de la simulación asociada al sistema fotovoltaico, los costes relativos al banco de baterías deben ser puestos a cero. De esta manera, sólo los costes asociados al generador fotovoltaico son tenidos en cuenta. Estos costes no sólo abarcan los de los paneles fotovoltaicos, sino también incluyen los de hardware, sistemas de control, cableado e instalación. No obstante, puesto que previamente a esta simulación no se ha establecido el número de convertidores en paralelo, los costes que dependen de este valor no pueden incluirse en esta simulación. El lugar apropiado para incluir los costes variables con el número de convertidores es la ejecución de la simulación asociada al banco de baterías (paso 4 del algoritmo). En esta simulación, como ya se ha comentado, una turbina eólica desempeña el papel del sistema fotovoltaico, y por tanto deberá recoger los costes asociados al número de convertidores. Obsérvese que en la ejecución del paso 4, el número de convertidores ya ha sido establecido. Además, la herramienta plantea el mismo tratamiento de costes en el generador fotovoltaico y en la turbina eólica, por lo que no existe ningún inconveniente para la sustitución en este sentido.

En resumen, en la simulación del paso 2 del algoritmo se calculan los costes asociados al generador fotovoltaico, y en la simulación del paso 4 se obtienen los costes asociados al banco de baterías más los costes que dependen del número de convertidores en paralelo. Finalmente, el coste actual neto total del sistema completo es la suma de los costes actuales netos totales de ambas simulaciones. Los costes fijos del sistema (independientes del dimensionado) se han supuesto nulos para poder validar esta relación.

3.5. Resultados

En esta sección se presentan los resultados obtenidos después de aplicar el procedimiento descrito en la sección 3.4.2 a las localizaciones de la sección 3.3.1 (ver apéndice D para detalles sobre la ejecución del software).

Como se comentó en la sección 3.3.1, los tamaños de los generadores fotovoltaicos se establecieron de acuerdo con un criterio de coste mínimo. Sin embargo, se evitó un número de baterías demasiado alto. Todas las soluciones deben satisfacer la carga descrita en la figura 3.6. El objetivo de las soluciones es mostrar la mejora en el ahorro energético y económico logrado gracias al paralelizado de convertidores CC/CC en un sistema fotovoltaico aislado. Además, los algoritmos desarrollados permiten ampliar las capacidades de HOMER para la búsqueda de la mejor alternativa formada por generador fotovoltaico + módulo de convertidores CC/CC en paralelo + banco de baterías. Los valores del parámetro *pérdida anual máxima de capacidad* fueron fijados de manera que el tamaño de las fuentes de potencia de las soluciones no excediera de unos valores normales. Finalmente debe remarcarse que es posible buscar otras alternativas basadas en otras fuentes de energía renovable a las aplicaciones consideradas en este trabajo, no obstante éste no es el objetivo planteado.

Respecto de los resultados, en primer lugar se estudia la mejora del tamaño del banco de baterías cuando se incrementa el número de convertidores en paralelo manteniendo un mismo tamaño del generador fotovoltaico. Los resultados de este análisis se exponen en la sección 3.5.1. Posteriormente se analizará la mejora en el dimensionado completo del sistema fotovoltaico, para lo cual se probará con varios tamaños del generador fotovoltaico (sección 3.5.2).

3.5.1. Mejora en el tamaño del banco de baterías manteniendo un mismo tamaño del generador fotovoltaico

Las tablas 3.2 a 3.4 presentan los resultados obtenidos.

Puede observarse como el tamaño del generador fotovoltaico resulta mayor para localizaciones con peor recurso solar (mayor latitud). Sin embargo, es precisamente en estas localizaciones donde la mejora en la eficiencia como consecuencia del paralelizado de convertidores es más importante, como ya se comentó en la sección 3.3. Esta conclusión podría aplicarse también cuando se analiza la mejora en el tamaño del banco de baterías. Así por

Localización: **Anchorage (Alaska), 61°13' N, 149°53' O.**
 Factor de pérdidas = 0.9
 Pérdida máxima anual de capacidad = 3 %
 $P_{sa_r} = 5 \text{ kW}$

Número de convertidores	Eficiencia total	Número de baterías
$n = 1$	0,7665	40
$n = 2$	0,8314	28
$n = 3$	0,8545	24
$n = 4$	0,8655	24
$n = 5$	0,8714	20
$n = 6$	0,8762	20

Tabla 3.2: *Mejora en el tamaño del banco de baterías (Anchorage)*

Localización: **Seattle (Washington), 47°36' N, 122°19' O.**
 Factor de pérdidas = 0.9
 Pérdida máxima anual de capacidad = 2 %
 $P_{sa_r} = 2,5 \text{ kW}$

Número de convertidores	Eficiencia total	Número de baterías
$n = 1$	0,7961	16
$n = 2$	0,8452	12
$n = 3$	0,8627	12
$n = 4$	0,8711	12
$n = 5$	0,8746	12
$n = 6$	0,8799	12

Tabla 3.3: *Mejora en el tamaño del banco de baterías (Seattle)*

Localización: **Miami Beach (Florida), 25°48' N, 80°8' O.**
 Factor de pérdidas = 0.9
 Pérdida máxima anual de capacidad = 0 %
 $P_{sa_r} = 0,6 \text{ kW}$

Número de convertidores	Eficiencia total	Número de baterías
$n = 1$	0,8332	24
$n = 2$	0,8634	16
$n = 3$	0,8739	16
$n = 4$	0,8789	16
$n = 5$	0,8828	16
$n = 6$	0,8845	16

Tabla 3.4: *Mejora en el tamaño del banco de baterías (Miami Beach)*

P_{sa_r}	n	Baterías	CAN total
5 kW	1	40	48982 \$
	2	28	46226 \$
	3	24	45308 \$
	4	24	45308 \$
4 kW	1	44	41941 \$
	2	36	40104 \$
	3	32	39186 \$
	4	28	38267 \$
3 kW	1	52	35818 \$
	2	44	33981 \$
	3	40	33063 \$
	4	40	33063 \$

Tabla 3.5: *Mejora en el dimensionado completo del sistema fotovoltaico (Anchorage)*

ejemplo, se puede apreciar en las soluciones de Anchorage que el incremento del número de convertidores va mejorando paulatinamente el tamaño del banco de baterías. Sin embargo, tanto en Seattle como Miami la mejora sólo se produce cuando se pasa de uno a dos convertidores en paralelo. Una explicación a este hecho podría ser que otros factores también afectan al dimensionado, como pueden ser la imposibilidad de mejora cuando se está en una solución muy cercana a la óptima o la restricción establecida en el número de baterías al aplicar siempre un múltiplo de cuatro.

3.5.2. Mejora en el dimensionado completo del sistema fotovoltaico

Se ha supuesto en las simulaciones que el coste del módulo de convertidores en paralelo es constante e independiente del número de convertidores. En cualquier caso, la metodología desarrollada en este trabajo permite considerar costes del módulo de convertidores dependientes de su número (ver sección 3.4.2). Los resultados de las simulaciones se recogen en las tablas 3.5 a 3.7.

A la vista de estos resultados se pueden extraer las conclusiones siguientes:

1. Los resultados en Anchorage muestran que la solución inicial (con un único convertidor CC/CC) basada en un generador fotovoltaico de 5 kW y 40 baterías de 225 Ah puede ser mejorada por un sistema formado por un generador fotovoltaico de 4 kW, 28 baterías de 225 Ah y un módulo de 4 convertidores CC/CC. La reducción en el coste actual

P_{sa_r}	n	Baterías	CAN total
2,5 kW	1	16	23572 \$
	2	12	22653 \$
	3	12	22653 \$
	4	12	22653 \$
2 kW	1	28	22348 \$
	2	20	20511 \$
	3	16	19593 \$
	4	16	19593 \$
1,5 kW	1	52	23879 \$
	2	36	20205 \$
	3	32	19287 \$
	4	32	19287 \$

Tabla 3.6: Mejora en el dimensionado completo del sistema fotovoltaico (Seattle)

P_{sa_r}	n	Baterías	CAN total
0,6 kW	1	24	10287 \$
	2	16	8450 \$
	3	16	8450 \$
	4	16	8450 \$
< 0,6 kW	Ninguna solución técnica		

Tabla 3.7: Mejora en el dimensionado completo del sistema fotovoltaico (Miami Beach)

neto total resulta ser de un 22%. Soluciones más económicas pueden encontrarse pero a costa de un número de baterías demasiado alto.

2. Los resultados en Seattle muestran que la solución inicial (con un único convertidor CC/CC) basada en un generador fotovoltaico de 2,5 kW y 16 baterías de 225 Ah puede ser mejorada por un sistema formado por un generador fotovoltaico de 2 kW, 16 baterías de 225 Ah y un módulo de 3 convertidores CC/CC. La reducción en el coste actual neto total resulta ser de un 17%. Al igual que en el caso de Anchorage, se pueden encontrar soluciones más económicas pero a costa de un número de baterías demasiado alto.
3. Los resultados en Miami muestran que la solución inicial (con un único convertidor CC/CC) basada en un generador fotovoltaico de 0,6 kW y 24 baterías de 225 Ah puede ser mejorada por un sistema formado por un generador fotovoltaico de 0,6 kW, 16 baterías de 225 Ah y un módulo de 2 convertidores CC/CC. La reducción en el coste actual neto total resulta ser de un 18%. No son posibles soluciones con una potencia nominal del generador fotovoltaico menor de 0,6 kW.
4. La reducción de costes ha resultado mayor en Anchorage, donde el recurso solar es más pobre.

3.6. Conclusiones

La metodología desarrollada permite analizar el ahorro energético y económico logrado en un sistema fotovoltaico aislado, cuando la etapa de acondicionamiento de potencia entre el generador fotovoltaico y el banco de baterías consiste en un módulo de convertidores CC/CC en paralelo. Con el complemento de una herramienta de dimensionado para sistemas híbridos de potencia, la metodología desarrollada permite seleccionar el sistema de coste del ciclo de vida mínimo. Esto permite calcular el tamaño del generador fotovoltaico, el del banco de baterías y el número de convertidores CC/CC en paralelo, de modo que pueda ser satisfecho un determinado perfil de carga teniendo en cuenta las condiciones solares marcadas por la localización donde se plantea la instalación. Varias localizaciones con diferentes latitudes han sido estudiadas. Los resultados muestran que la reducción de coste es más significativa cuando el recurso solar es muy pobre.

Metodología para el dimensionado de sistemas híbridos de potencia formados por pilas de combustible y baterías aplicados a sistemas de alimentación ininterrumpida

4.1. Introducción

COMO ya se indicó en el capítulo 2, las pilas de combustible ofrecen una alternativa interesante a las fuentes de potencia convencionales empleadas para el respaldo de energía en los sistemas de alimentación ininterrumpida, que son las baterías y los generadores basados en motores de combustión interna, denominados comúnmente grupos electrógenos. Particularmente, las pilas de combustible tipo PEM son las que despiertan mayor interés. Este tipo de pilas de combustible han experimentado un desarrollo significativo las últimas décadas, motivado principalmente por las inversiones en I+D llevadas a cabo por la industria automovilística. No obstante, los vehículos movidos por hidrógeno presentan hoy día algunos inconvenientes que deben ser superados antes de su expansión comercial. No es el caso de las aplicaciones de las pilas PEM para sistemas de alimentación ininterrumpida (SAI), que han tenido una mayor penetración comercial. El motivo de este desigual desarrollo se basa en el hecho de que los requisitos en las tecnologías de hidrógeno necesarios para estas aplicaciones son bastante más relajados que los solicitados en aplicaciones de automoción.

En el capítulo 2 se describieron las ventajas de las pilas de combustible respecto a las

baterías y los generadores cuando se aplican en sistemas SAI. Básicamente, las ventajas de las pilas de combustible frente a las baterías son: 1) mayor energía específica, lo que la hace más adecuada para grandes tiempos de autonomía; 2) mayor vida útil y fiabilidad, sobre todo en condiciones ambientales adversas; y 3) menores costes de mantenimiento. Las ventajas respecto a los generadores son: 1) eliminación de emisiones contaminantes si emplean hidrógeno como combustible, 2) funcionamiento mucho más silencioso, y 3) menores costes de mantenimiento. No obstante, uno de los principales inconvenientes de la pila de combustible es su alto coste de inversión. Uno de los factores que ayudarían a la reducción de este coste es la producción en masa de estos dispositivos, lo cual sucederá cuando las tecnologías de hidrógeno hayan conseguido penetrar suficientemente en el mercado. En consecuencia es fundamental encontrar aplicaciones donde las pilas de combustible no sean sólo una alternativa tecnológica sino también económica. En este sentido, la pila de combustible puede ser ventajosa económicamente frente a las alternativas convencionales en algunas aplicaciones para sistemas SAI, a pesar de su aún alto coste de inversión. Una de estas aplicaciones es el respaldo de energía para grandes tiempos de autonomía en sistemas de telecomunicaciones, especialmente si están situados en localizaciones remotas bajo condiciones ambientales adversas.

Otras limitaciones de la pila de combustible están relacionadas con su operación. Su respuesta dinámica es relativamente lenta tanto en el arranque como en el tratamiento de transitorios. Por este motivo, la pila de combustible necesita obligatoriamente de un sistema de almacenamiento energético complementario, comúnmente una batería y/o un ultracondensador. Estos elementos pueden también auxiliar a la pila en los picos de potencia, mientras que ésta suministra la potencia media.

En este trabajo se propone un sistema híbrido de potencia formado por una pila de combustible PEM y un banco de baterías para su uso como fuente de respaldo en sistemas SAI. A diferencia de los sistemas de pila de combustible empleados generalmente en los sistemas SAI, en este trabajo el banco de baterías no sólo ejecuta funciones secundarias, sino que también contribuye a satisfacer la carga en estado estacionario. La aplicación de esta estrategia híbrida en sistemas SAI permite disponer de más grados de libertad en busca de soluciones más económicas. Bajo determinados requerimientos de diseño, estos sistemas híbridos pueden representar una solución más económica que un sistema basado exclusivamente en pilas de combustible o en baterías, según se justifica en la sección 4.4.3, lo que podría favorecer la

extensión comercial de las pilas de combustible.

Junto a la propuesta de estos sistemas híbridos de potencia surge el problema de su dimensionado. Se trata de establecer los tamaños de la pila de combustible y del banco de baterías, junto con la estrategia de control, que minimicen el coste del ciclo de vida del sistema de potencia. Por otra parte, estas dimensiones y la estrategia de control definida deben ser suficientes para garantizar que la demanda energética establecida quede satisfecha durante un tiempo de autonomía máximo definido. La inmensa mayoría de trabajos encontrados en la literatura sobre dimensionado de sistemas híbridos formados por pila de combustible y baterías y/o ultracondensadores están dedicados a los sistemas de propulsión [Kim y Peng, 2007; Bauman y Kazerani, 2008; Feroldi *et al.*, 2009; Bernard *et al.*, 2009]. El planteamiento del problema de dimensionado de un sistema de propulsión basado en pila de combustible es diferente al que se propone en este trabajo. El objetivo principal presente en los distintos enfoques del problema de dimensionado de sistemas de propulsión es la minimización del consumo de hidrógeno cuando se simula el modelo del sistema frente a un conjunto de perfiles estandarizados de velocidad. Adicionalmente pueden aparecer otros objetivos como la minimización del coste de inversión, del tamaño o del peso del sistema de propulsión o maximizar las prestaciones del vehículo. Por otra parte, en un sistema SAI basado en pilas de combustible donde el sistema de almacenamiento realiza básicamente funciones de apoyo a la pila de combustible, el dimensionado de la pila de combustible y del sistema de almacenamiento se puede resolver sin grandes dificultades. Habitualmente, el tamaño de la pila de combustible viene determinado por el valor medio de la demanda energética, y el tamaño del sistema de almacenamiento se obtiene en base a alguna especificación sobre el transitorio que debe soportar [Perry y Strayer, 2006; Harfman-Todorovic *et al.*, 2008].

El problema de dimensionado que se plantea en este trabajo es original y distinto a los descritos anteriormente. A continuación se exponen los factores que definen el planteamiento del problema:

1. **Datos de partida:** demanda energética a satisfacer e información estadística sobre las perturbaciones de la red eléctrica que requieran respaldo de energía. A partir de este último dato se obtendrá el máximo tiempo de autonomía requerido.
2. **Incógnitas:** 1) tamaño de la pila de combustible, 2) tamaño del tanque de hidrógeno, 3) tamaño del banco de baterías, y 4) estrategia de control que establece el reparto de potencia entre las dos fuentes.

3. **Restricciones operativas:** 1) satisfacción de la demanda energética durante el máximo tiempo de autonomía requerido; y 2) satisfacción de la demanda energética durante el periodo entre dos repostajes consecutivos de hidrógeno, es decir, el tamaño del tanque de hidrógeno debe contener suficiente cantidad para afrontar el respaldo de energía necesario entre repostajes.
4. **Objetivo:** minimizar el coste del ciclo de vida del sistema de potencia.

Otra diferencia respecto al planteamiento de dimensionado en los sistemas de propulsión es que en estos últimos se impone el manteniendo del estado de carga del sistema de almacenamiento de energía. De esta forma la energía para la propulsión procede del hidrógeno y se evita el agotamiento de la energía almacenada. En los sistemas SAI, una vez que la perturbación de la red eléctrica ha remitido, el banco de baterías puede ser recargado a partir de la red, por lo que no hay inconveniente en agotar la energía almacenada en el banco de baterías durante la perturbación eléctrica, siempre que la demanda energética quede satisfecha.

En este trabajo se desarrolla una metodología para la resolución del problema de dimensionado formulado anteriormente en un determinado caso. Este caso consiste en que la demanda energética se conoce a través de un perfil de carga horaria. Este perfil representa los valores de las potencias medias horarias, aunque se admiten fluctuaciones respecto a los valores medios con una variabilidad conocida. Por tanto, la metodología permite seleccionar el tamaño de la pila de combustible, el tamaño del tanque de hidrógeno y el tamaño del banco de baterías, de acuerdo con un criterio de coste del ciclo de vida mínimo, a partir de un determinado perfil de carga horaria y una determinada información estadística sobre las perturbaciones de la red de suministro eléctrico. La metodología desarrollada emplea la herramienta de dimensionado HOMER (ver apéndice A) en algunos pasos. Puesto que esta herramienta está enfocada al diseño de sistemas de operación continua, sus capacidades iniciales han sido extendidas para poder considerar el funcionamiento de respaldo.

La sección 4.2 describe el sistema de potencia bajo estudio. La metodología desarrollada es descrita en la sección 4.3. A continuación, en la sección 4.4, la metodología es aplicada para un perfil de carga típico muy común en las estaciones de telecomunicaciones. Finalmente se muestran las conclusiones en la sección 4.5.

4.2. Descripción del sistema de potencia bajo estudio

La configuración del sistema híbrido de potencia que se va a estudiar se muestra en la figura 4.1 (en el interior de un recuadro), insertado en un sistema de alimentación ininterrumpida. Este sistema de potencia consiste en una pila de combustible, su tanque de hidrógeno, un banco de baterías y dispositivos de electrónica de potencia. Se incluye también un cargador de baterías que es alimentado directamente desde la red eléctrica. El convertidor CC/CC entre la pila de combustible y el bus CC permite adaptar la tensión de salida de la pila al bus y regular su potencia de salida. El convertidor CC/CC entre el banco de baterías y el bus CC debe tener un carácter bidireccional para llevar a cabo tanto los procesos de recarga como de alimentación. Esta configuración (ver capítulo 2) otorga mayor flexibilidad a la hora de seleccionar el tamaño del banco de baterías pues la tensión del banco no queda impuesta por la tensión del bus. En cambio, el diseño de los sistemas de control se complica puesto que la tensión del bus CC no queda fijada por ninguna fuente de potencia.

El Standard internacional IEC 62040-3 define tres topologías básicas para los sistemas SAI, cada una con sus ventajas e inconvenientes, a saber: 1) *stand-by*; 2) interactivo en línea, en inglés *line-interactive*; y 3) *on-line* de doble conversión, en inglés *double-conversión on-line* [Karve, 2000]. Entre ellas, la topología *on-line* de doble conversión es la única capaz de compensar casi cualquier tipo de perturbación eléctrica. El sistema SAI mostrado en la figura 4.1 está basado en esta topología, sólo que ahora el banco de baterías (la típica fuente de potencia de respaldo en los sistemas SAI) queda reemplazado por el sistema híbrido de potencia formado por la pila de combustible y el banco de baterías. Además, con objeto de dar mayor versatilidad a la propuesta, se han considerado salidas de tipo CC y de tipo CA. Un ejemplo de la necesidad de estos dos tipos de salida es un sistema de telecomunicaciones. La convergencia actual de equipos de telecomunicaciones y de tecnologías de la información puede derivar en la existencia de cargas críticas que requieran 48VCC, o 240 VCA [May, 2006].

El sistema SAI propuesto contempla tres modos de operación (ver figura 4.1):

1. Modo normal: la red eléctrica suministra la potencia, que es rectificadora hacia el bus CC, donde es distribuida hacia las cargas CC y CA.
2. Modo *energía almacenada*: cuando la calidad de la red eléctrica es inferior a un rango establecido, la potencia es suministrada por el sistema de potencia de respaldo. El bus

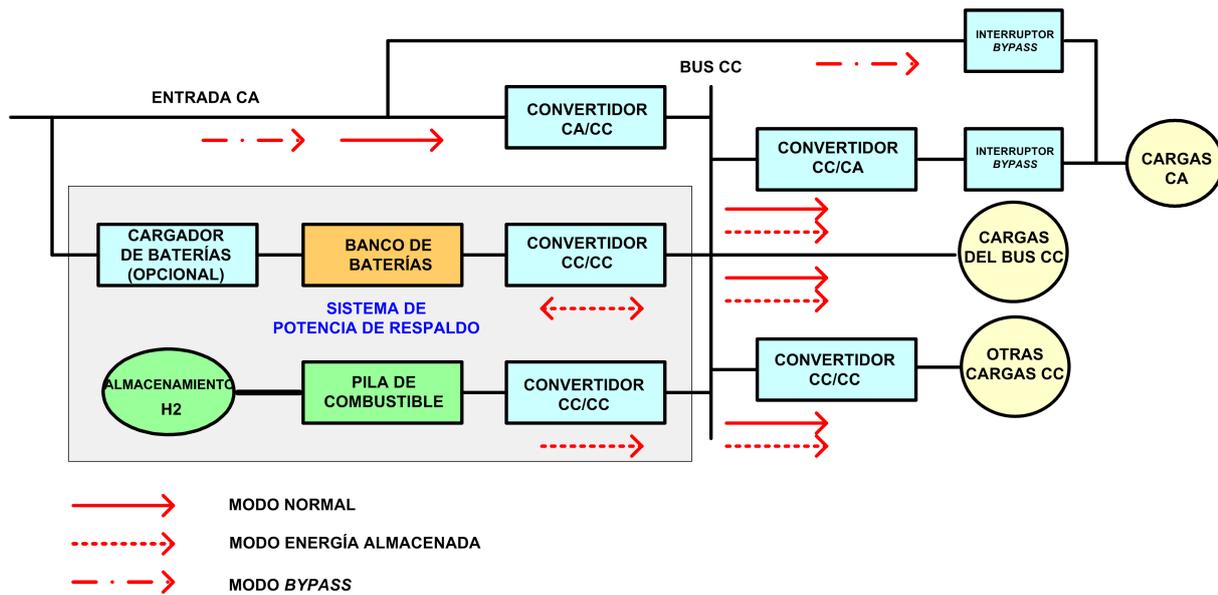


Figura 4.1: Configuración del sistema SAI bajo estudio

CC debe poseer condensadores o ultracondensadores para el suministro de potencia durante la transición a este modo.

3. Modo *bypass*. Un interruptor de *bypass* permite la alimentación de las cargas CA directamente desde la red eléctrica cuando el sistema SAI falla.

La metodología desarrollada tiene por objeto el dimensionado del sistema de pila de combustible y del banco de baterías, y es independiente del tipo de topología del sistema SAI elegido. En cualquier caso, el tipo de topología sí afectará al número de operaciones de respaldo requeridas y a su duración. La topología *on-line* de doble conversión posee el mayor rango de tolerancia antes de que se requiera energía de respaldo. En cambio, la topología *interactiva en línea*, y principalmente la topología *stand-by*, tienen menores rangos de tolerancia, pues su capacidad para controlar la calidad de la señal eléctrica es limitada. En conclusión, el tipo de topología del sistema SAI tiene repercusión en las estadísticas sobre perturbaciones eléctricas, que es una información de partida que necesita la metodología para el dimensionado.

Las funciones del banco de baterías en el sistema de potencia se indican a continuación:

1. Alimentación de los sistemas auxiliares de la pila de combustible durante el arranque en frío hasta que pueda hacerlo ésta.

2. Alimentación de los sistemas auxiliares de la pila de combustible durante el apagado de la pila de combustible.
3. Suministro de potencia para satisfacer la demanda eléctrica durante el arranque en frío de la pila de combustible.
4. Auxilio a la pila de combustible en el suministro de potencia durante los transitorios de la carga.
5. Auxilio a la pila de combustible en el suministro de potencia durante picos de potencia de corta duración.
6. Suministro de potencia para satisfacer la carga en estado estacionario en determinados periodos de tiempo (junto con la pila de combustible o no) según establezca la estrategia de control aplicada.

Quizás la principal novedad del sistema híbrido propuesto en este trabajo consiste en considerar esta sexta función. Las baterías utilizadas en los sistemas SAI basados en pila de combustible habituales suelen ejecutar las cinco primeras funciones. En cambio, la sexta función exige una mayor capacidad de energía al banco de baterías, lo que obliga al planteamiento del problema de dimensionado descrito con anterioridad.

El perfil de carga es un dato de partida que debe definirse. Dicho perfil se basará en valores horarios de potencia media, al igual que suele ocurrir en los problemas de dimensionado de sistemas autónomos (ver capítulo 2). Sin embargo, las fluctuaciones intrahorarias de la carga pueden afectar a los requerimientos energéticos del sistema de potencia. Por tal motivo, el concepto de *reserva operativa requerida* (ver apéndice A) es empleado para garantizar que el sistema de potencia posee suficiente energía para soportar dichas fluctuaciones. Por tanto, además del perfil de potencias medias se debe establecer un porcentaje de variabilidad sobre ellas para definir las posibles fluctuaciones de la carga.

El tiempo de autonomía máximo requerido (t_{backup}) es otro parámetro que debe establecerse. Para aclarar este concepto y simplificar las explicaciones, se denominará *perturbación eléctrica grave* a aquella que está fuera del rango de tolerancia del sistema SAI, y por tanto, que requiere energía de respaldo. Entonces, el tiempo de autonomía máximo requerido es un valor que debe establecerse, como mínimo, igual a la máxima duración esperable de una *perturbación eléctrica grave*.

El tamaño del tanque de hidrógeno se dimensionará en base a la información siguiente: 1) se asume un repostaje de hidrógeno anual, y 2) información estadística sobre las *perturbaciones eléctricas graves* en el punto de red donde se va a instalar el sistema híbrido. La sección 4.3.3 describe el método para el dimensionado del tanque de hidrógeno.

4.3. Metodología

Esta sección describe la metodología desarrollada para llevar a cabo el dimensionado del sistema híbrido de potencia propuesto. La metodología se basa en simulaciones del comportamiento a largo plazo para verificar la viabilidad técnica del sistema y para calcular su coste del ciclo de vida. La simulación consiste en balances horarios de energía.

El objetivo del dimensionado es obtener un sistema de coste mínimo a partir de un perfil de carga horaria determinado y un tiempo de autonomía máximo requerido. Este último valor es obtenido a partir de información estadística sobre las *perturbaciones eléctricas graves*. Mediante las simulaciones pueden evaluarse varias soluciones de dimensionado. Cada una está definida por los tamaños de la pila de combustible, tanque de hidrógeno y banco de baterías, y por la estrategia de gestión de la energía. Establecer una buena estrategia de gestión de energía es esencial para conseguir una buena solución de dimensionado, pues ambos problemas están acoplados [Kim y Peng, 2007].

La metodología debe aplicarse de acuerdo con el algoritmo descrito en la figura 4.2. A continuación se describen en detalle los pasos de la metodología.

4.3.1. Paso 1: selección del tamaño de la pila de combustible

En función del perfil de carga, deben tenerse en cuenta las consideraciones siguientes cuando se selecciona el rango de potencias nominales de la pila de combustible a probar:

1. Para determinar la potencia nominal mínima puede establecerse un valor igual a la máxima potencia media demandada por la carga durante cualquier intervalo de duración igual a t_{backup} . Sin embargo, esta restricción es conservativa pues no se está considerando la capacidad inicial del banco de baterías en el balance energético. Por tanto, potencias nominales menores podrían evaluarse. Por otra parte, interesaría evaluar también la solución basada exclusivamente en baterías (potencia nominal nula de la pila de combustible) para compararla con las soluciones híbridas.

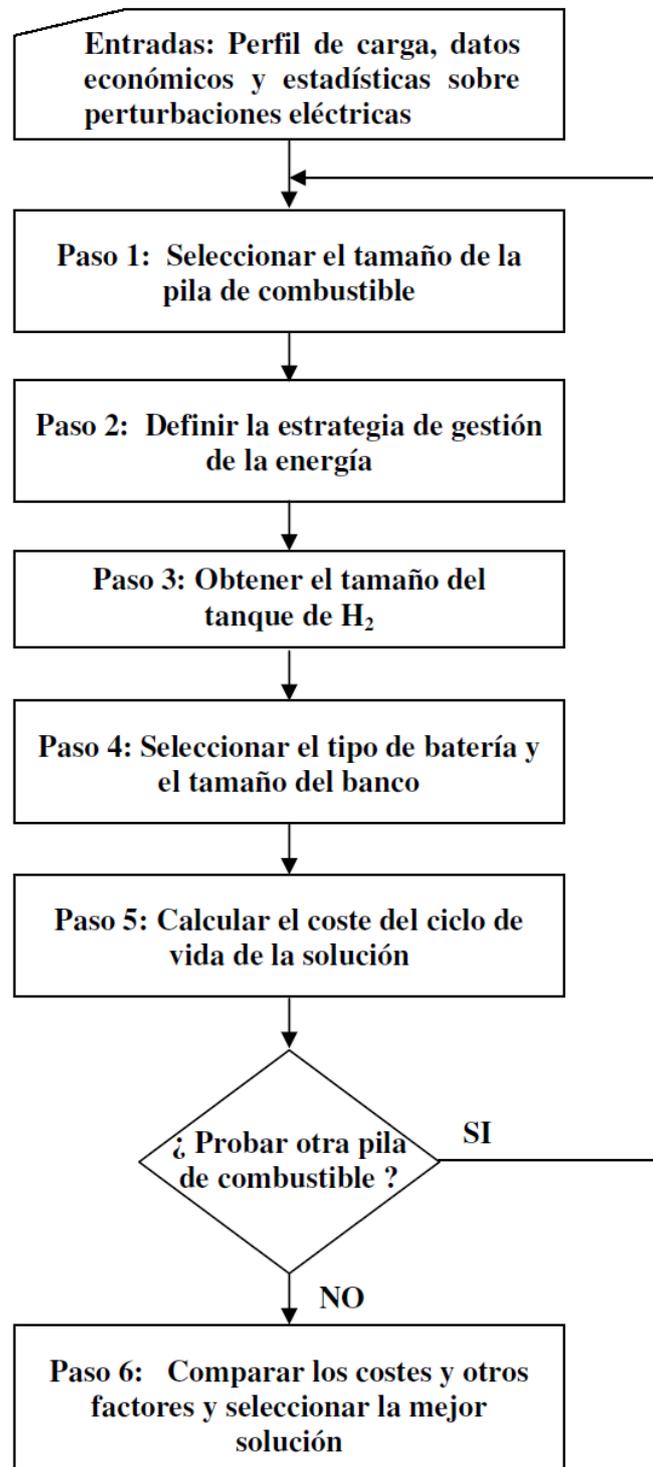


Figura 4.2: Algoritmo para dimensionar sistemas de respaldo formados por pilas de combustible y baterías

2. Para establecer la potencia nominal máxima deben tenerse en cuenta los dos criterios siguientes: 1) la potencia máxima esperable de la carga (calculada a la salida de la pila de combustible) establecerá un límite teórico superior para la potencia nominal, esto es, si la potencia nominal de la pila es mayor que este valor no hay necesidad de baterías (aparte de las necesarias para las funciones secundarias ya comentadas); y 2) la potencia mínima de la pila de combustible (recomendada por el fabricante debido a la pobre eficiencia a niveles bajos de carga) debe ser menor que la potencia mínima esperable de la carga (calculada a la salida de la pila de combustible). También es interesante evaluar la solución basada sólo en pila de combustible.

Es evidente que cuanto mayor sea la potencia nominal de la pila de combustible mayor será su coste de inversión, pero los requisitos exigidos al banco de baterías serán menos estrictos. Se trata, por tanto, de alcanzar un compromiso entre ambos conceptos.

4.3.2. Paso 2: definición de la estrategia de gestión de la energía

Establecer una estrategia de gestión adecuada de la energía es crucial para obtener un buen dimensionado en los sistemas híbridos de potencia. Previamente al desarrollo de la estrategia de control, se debe elegir un intervalo de tiempo dentro del perfil de carga de duración igual a t_{backup} . Este intervalo presentará los requisitos más exigentes en cuanto a la demanda de potencia y energía. El diseño estará basado, por tanto, en el caso más desfavorable, donde se debe garantizar que los tamaños de las fuentes de potencia y la estrategia de control aplicada son suficientes para suministrar la demanda energética. Puesto que en el problema de dimensionado propuesto en este trabajo, la demanda energética sólo debe ser satisfecha durante el tiempo de autonomía máximo requerido, no hay inconveniente en dejar agotado el banco de baterías al final del periodo. Es más, esto puede indicar que la energía almacenada se ha aprovechado al máximo, y por tanto que el dimensionado es más cercano al óptimo. Este no es el caso de, por ejemplo, las estrategias planteadas en los sistemas de propulsión, donde el mantenimiento del estado de carga de los elementos almacenadores de energía ha de ser un objetivo prioritario.

En el capítulo 2 se establecieron los conceptos básicos relacionados con las estrategias de control para la gestión de la energía en sistemas híbridos basados en pilas de combustible. Básicamente, los objetivos perseguidos son: 1) satisfacer la potencia demandada, 2) minimizar el consumo de hidrógeno, 3) mantener el estado de carga de los elementos almace-

nadores de energía, y 4) respetar los límites de funcionamiento de las distintas fuentes de potencia. Se podría añadir un quinto objetivo cuando se plantea simultáneamente el diseño del sistema de potencia y su estrategia de control: optimizar el dimensionado, ya sea minimizando costes, tamaños o pesos del sistema de potencia. De hecho, la estrategia de control es parte fundamental del conjunto de variables de diseño en un problema de dimensionado de sistemas híbridos.

Las estrategias de control presentes en la literatura pueden clasificarse en aquellas basadas en reglas o métodos heurísticos, o las fundamentadas en técnicas de optimización basadas en modelos. Otra segunda clasificación puede establecerse según si la estrategia de control aprovecha un conocimiento disponible de la demanda energética a satisfacer, o está desarrollada en base a un conocimiento nulo o muy escaso de la carga. La estrategia propuesta en este trabajo se basa en el conocimiento del perfil de carga horaria y emplea reglas para establecer el reparto de potencias sin tener en cuenta modelos dinámicos de comportamiento. No obstante, como se explicará más adelante, el tamaño del banco de baterías se establecerá después de la aplicación de simulaciones que sí consideran modelos dinámicos, particularmente el del propio banco.

El sistema de control, además de establecer el reparto de potencia en cada instante, debe resolver controles locales tales como la regulación de tensión en el bus CC, la regulación de la corriente de salida de la pila de combustible (evitando transitorios rápidos en la corriente que pudieran perjudicar el *stack*), o la correcta recarga del banco de baterías (aplicando recargas a corriente constante, o a tensión constante en la última etapa de la recarga). No obstante, puesto que la tarea a resolver es el dimensionado de las fuentes de potencia, los procesos de dinámica rápida no se tendrán en cuenta en la estrategia de control a desarrollar. Por tanto, se toman las decisiones siguientes: 1) el paso de actualización de la estrategia, al igual que en el perfil de carga, es de una hora; y 2) los modelos de comportamiento de los distintos elementos, necesarios para ejecutar las simulaciones, son estáticos, salvo aquellos asociados a una acumulación importante de energía (banco de baterías y tanque de hidrógeno) que deben contener necesariamente variables de estado. Por otra parte, al existir dos fuentes de potencia, la determinación de la salida de potencia de la pila de combustible fija completamente el reparto de potencia. En consecuencia, la estrategia de control debe calcular la salida de potencia de la pila de combustible cada hora.

La suposición de un perfil conocido de carga horaria facilita el diseño de la estrategia

óptima para la gestión de la energía. La teoría de control óptimo [Bernard *et al.*, 2006] puede aplicarse a este caso. Entonces, a partir de la elección del tamaño de las fuentes de potencia se desarrollaría el reparto de potencia que satisficiera la demanda energética, respetara los límites de funcionamiento de las fuentes de potencia y minimizara el consumo de hidrógeno. Esta optimización dinámica se basaría, lógicamente, en los modelos dinámicos del sistema, particularmente en el modelo dinámico del banco de baterías pues, como se comentó con anterioridad, el análisis se aplica sobre un comportamiento a largo plazo. Ha de tenerse en cuenta que el comportamiento de la batería, tanto como fuente de potencia como en su recarga, depende de la intensidad de corriente, del estado de carga y de su historia reciente. No es, por tanto, una caja negra donde almacenar y extraer energía sin ninguna limitación a parte de sus niveles de carga máximo y mínimo. Para describir este comportamiento se emplea el modelo KiBM (ver apéndice A). En cambio, en el comportamiento del tanque de hidrógeno no se considera ninguna restricción en la entrega de hidrógeno, con lo cual su modelo dinámico puede ser simplemente un integrador.

No obstante lo anterior, en este trabajo se propone una solución diferente y más sencilla, basada en reglas, aunque no conduce a una solución óptima. En cualquier caso, la estrategia propuesta tiene por objeto la búsqueda de una solución de bajo coste, y presenta gran sencillez y una alta velocidad de ejecución.

A continuación se describe la estrategia de control desarrollada. Siguiendo la secuencia del algoritmo (figura 4.2), la estrategia de control debe ser definida posteriormente a la determinación del tamaño de la pila de combustible y con anterioridad a la elección del número de baterías. La estrategia de control desarrollada considera rendimientos constantes en todas las transformaciones de energía y no tiene en cuenta las restricciones en la carga y descarga típicas de las baterías. Los objetivos de la estrategia son, en orden de prioridad: 1) reducir la capacidad necesaria del banco de baterías; y 2) reducir el consumo de hidrógeno, lo cual afectará al tamaño del tanque de hidrógeno. Para cumplir estos objetivos, la estrategia aplica una serie de reglas para establecer el reparto de potencia. Una vez definido el reparto de potencias, en el paso 4 del algoritmo desarrollado (figura 4.2) se podrá elegir, mediante la simulación dinámica sobre el intervalo más desfavorable, el tamaño del banco de baterías que encaje con el reparto de potencia de manera que, por un lado, se satisfaga la demanda energética, y por otro, las recargas y generaciones programadas sean soportadas por el banco verificándose el cumplimiento del modelo de comportamiento de las baterías.

Las reglas en las que se basa la estrategia se describen a continuación:

1. Si la potencia demandada por la carga es mayor que la potencia nominal de la pila de combustible, entonces la pila de combustible trabaja a potencia nominal y el resto de potencia es suministrado por el banco de baterías.
2. En caso contrario la pila de combustible generará una potencia suficiente para satisfacer simultáneamente la demanda de la carga y recargar el banco de baterías, de manera que se minimice el consumo de hidrógeno.

Estas reglas favorecen la reducción del tamaño del banco de baterías pues sólo se requiere el uso de energía procedente de las baterías (entiéndase en estado estacionario) cuando la potencia de la pila no es suficiente. Por otra parte, tan pronto se pueda ejecutar la recarga de las baterías ésta se llevará a cabo. En el apéndice E se describe de forma más detallada las reglas desarrolladas. También se muestra el algoritmo que se debe ejecutar para calcular el reparto de potencias como resultado de la aplicación de las reglas. Finalmente se señalan algunas consideraciones sobre la implantación en tiempo real de la estrategia de control.

4.3.3. Paso 3: obtención del tamaño del tanque de hidrógeno

Con objeto de abaratar las tareas de reposición de combustible, se asume que el tanque de hidrógeno es repostado anualmente. La información estadística siguiente es necesaria para dimensionar el tanque de hidrógeno:

1. Estimación del número de *perturbaciones eléctricas graves* por año (n).
2. Estimación de la duración máxima de una *perturbación eléctrica grave* (t_{max}).
3. Duración media de las *perturbaciones eléctricas graves* (t_{avg}).

A partir de estos datos se calculan los parámetros siguientes:

$$t_{backup} \geq t_{max} \quad (4.1)$$

y

$$t_{backup_per_year} = nt_{avg} \quad , \quad (4.2)$$

donde $t_{backup_per_year}$ es una estimación del número de horas de operación del sistema de potencia por año. Obsérvese que en este diseño el tamaño del sistema de potencia garantizará el suministro continuo de la carga durante un tiempo máximo igual a t_{backup} , pero varias veces a lo largo del año. Por tanto, después de una *perturbación eléctrica grave*, la red eléctrica debe volver a recargar las baterías para que el sistema de potencia esté preparado para actuar frente a una nueva *perturbación eléctrica grave*. Por otra parte, el tanque de hidrógeno debe tener el tamaño adecuado para suministrar energía durante todas las *perturbaciones eléctricas graves* ocurridas en el año

A partir de los parámetros anteriores y otros valores (salida de potencia de la pila de combustible, curva de eficiencia de la pila de combustible, etc.), se puede definir el tamaño del tanque. Para llevar a cabo esta tarea se aplica el método siguiente:

1. Calcular el parámetro m mediante la expresión 4.3:

$$m = \text{ceil} \left(\frac{t_{backup_per_year}}{t_{backup}} \right) , \quad (4.3)$$

donde $\text{ceil}(x)$ es una función que calcula el entero superior más cercano a x . Nótese que el parámetro m representa el número de veces en las que el periodo de tiempo t_{backup} cabe en $t_{backup_per_year}$.

2. Calcular el consumo de hidrógeno ($cons_{H_2}$) en un intervalo de duración t_{backup} . Este valor depende de varios factores: 1) la parte del perfil de carga que se considera dentro del intervalo (ver sección 4.3.2); 2) la salida de potencia de la pila de combustible (ver sección 4.3.2); y 3) la curva de eficiencia de la pila de combustible, que se supone conocida.
3. Calcular el tamaño del tanque de hidrógeno (st_{H_2}) mediante la expresión 4.4:

$$st_{H_2} = f_{s1} m cons_{H_2} , \quad (4.4)$$

donde f_{s1} es un factor de seguridad recomendado para el dimensionado. En la sección 4.4 se propone un valor para f_{s1} .

4.3.4. Paso 4: selección del tipo de batería y obtención del tamaño del banco

Las baterías de plomo ácido son el tipo más extendido en aplicaciones de respaldo debido a su alta relación calidad-precio, y son las que se van a considerar en este trabajo. HOMER permite seleccionar un tipo de batería comercial entre las que tiene en su base de datos. Las propiedades técnicas de las baterías están ya incluidas en la herramienta, lo que permite simular su comportamiento. En cambio, la información sobre costes debe ser insertada por el usuario. Por otra parte, la herramienta también permite definir un nuevo tipo.

Una vez que la potencia nominal de la pila de combustible, la salida de potencia de la pila de combustible y el tipo de batería han sido establecidos, se debe determinar el tamaño del banco de baterías. Puesto que el perfil de carga es conocido, la determinación de la generación horaria de potencia de la pila de combustible especifica la distribución horaria de potencias de generación y recarga que debe acometer el banco de baterías. El tamaño del banco debe ser lo suficientemente grande para cumplir con este perfil de potencias.

Para simular el comportamiento a largo plazo de la batería, se utilizará un modelo conocido como modelo KiBM [Manwell y McGowan, 1993]. Varias herramientas de dimensionado y simulación de sistemas híbridos emplean este modelo, por ejemplo HOMER (ver apéndice A), HOGA [Dufo-López y Bernal-Agustín, 2005] y HYBRID2 (ver capítulo 2).

En este trabajo de investigación se utilizará HOMER para ejecutar el modelo KiBM. Sin embargo, la herramienta no permite analizar sistemas de potencia de respaldo, pues está diseñada para estudiar sistemas de operación continua. Para resolver este problema, se ha desarrollado un método para extender las capacidades de HOMER y poder aplicarlo al diseño de sistemas de potencia de respaldo. La sección 4.3.6 describe este método.

4.3.5. Paso 5: cálculo del coste del ciclo de vida del sistema de potencia

El cálculo del coste del ciclo de vida de cada solución se lleva a cabo bajo la suposición de las consideraciones siguientes:

1. El número de horas de operación que definen la vida útil de una pila de combustible excede de las necesarias en aplicaciones de respaldo, por tanto la degradación de la pila de combustible estará causada, principalmente, por envejecimiento y no por operación [Ocklind, 2005]. En consecuencia, la vida útil debido al envejecimiento es el parámetro

que se debe usar en el cálculo del coste de reemplazamiento durante el ciclo de vida del sistema de potencia.

2. La consideración indicada en el punto anterior también se aplica a las baterías.
3. El coste de inversión de cada fuente de potencia también incluye el coste de instalación y de elementos accesorios.
4. El coste de reemplazamiento de cada fuente de potencia sólo incluye, lógicamente, el coste de reemplazamiento de los elementos susceptibles de sustitución.
5. El coste de operación y mantenimiento (O&M) de las fuentes de potencia se supone un valor anual.
6. Se asume que el tanque de hidrógeno es repostado anualmente. Por tanto, los costes relacionados con el tanque de hidrógeno que se van a considerar son: 1) coste de instalación del tanque de hidrógeno, y 2) coste de suministro anual del tanque.
7. El valor residual de cada fuente de potencia al final de la vida del proyecto es proporcional a su vida útil restante.
8. Las soluciones se clasifican en función del *coste actual neto total* (CAN total)¹. El *interés real anual* y el *tiempo de vida* del proyecto son parámetros de entrada necesarios para el cálculo del CAN total. Para más detalles sobre las expresiones para el cálculo del CAN total se sugiere consultar la ayuda de HOMER.
9. El tamaño del tanque de hidrógeno se establece de acuerdo al método descrito en la sección 4.3.3.
10. Se supone que el coste de recarga de baterías es despreciable.

Las consideraciones anteriores son similares a las usadas en [Mahadevan *et al.*, 2007] para llevar a cabo la comparación económica de varias soluciones de respaldo basadas en pilas de combustible, baterías y generadores diesel. El CAN total de cada solución se calculará

¹En español se suele emplear el término *valor actual neto* (VAN) para indicar la rentabilidad de una inversión. Es la suma de los distintos ingresos menos los gastos actualizados al inicio de la inversión, siendo mejor inversión cuanto mayor es el VAN. Sin embargo, en el análisis llevado a cabo todos los flujos de caja son costes, por lo cual en esta Tesis se emplea el término *coste actual neto*, debiendo quedar claro que se trata del mismo concepto sólo que de signo contrario

al mismo tiempo que se verifica la actuación del banco de baterías mediante la simulación ejecutada en HOMER.

4.3.6. Método para obtener el tamaño del banco de baterías y para calcular el CAN total usando HOMER

En general, los datos de entrada necesarios para una simulación en la herramienta de dimensionado son los siguientes: condiciones locales de los recursos naturales, perfil de carga, configuración del sistema, información técnica y económica de los componentes del sistema de potencia, parámetros financieros para el cálculo del coste del ciclo de vida del proyecto, restricciones de operación y parámetros del sistema de control. No obstante, para simular un sistema de potencia de respaldo se deben tener en cuenta algunas consideraciones adicionales: los recursos naturales no son de aplicación y el perfil de carga debe establecerse con valor nulo fuera del intervalo de tiempo estudiado (ver sección 4.3.2). Nótese que de esta forma se está suponiendo que sólo se produce una única *perturbación eléctrica grave* a lo largo del año en la simulación de HOMER. Sin embargo, esto no plantea ningún inconveniente ya que: 1) las vidas útiles de las fuentes de potencia son independientes de las horas de operación y, por tanto, sus costes de reemplazamiento; 2) el consumo de hidrógeno y el tanque de hidrógeno son calculados en el paso 3 del algoritmo (ver figura 4.2) y no en la simulación de HOMER, por tanto, los costes para el almacenamiento de hidrógeno son conocidos previamente a la simulación; y 3) los costes de O&M se han supuesto de valor anual.

El problema principal cuando se quiere simular un sistema de respaldo en HOMER es que la estrategia de gestión de la energía no puede ser definida a conveniencia. Únicamente las dos estrategias implementadas en HOMER pueden ejecutarse (*seguimiento de carga y recarga cíclica*), por tanto el dimensionado del sistema de potencia no puede optimizarse. En consecuencia, la salida de potencia de la pila de combustible calculado en el paso 2 del algoritmo desarrollado no puede insertarse en HOMER.

Para solventar el problema anterior se sustituye la pila de combustible por una turbina eólica cuya salida de potencia es la misma que la especificada para la pila de combustible. Esta salida de potencia puede ser definida por el usuario mediante una serie temporal insertada con un fichero de texto, al igual que se hizo en el capítulo 3 para emular la salida de potencia del módulo de convertidores CC/CC en paralelo. Usando este método se pueden probar estrategias diferentes a las dos implementadas en HOMER, particularmente aquellas

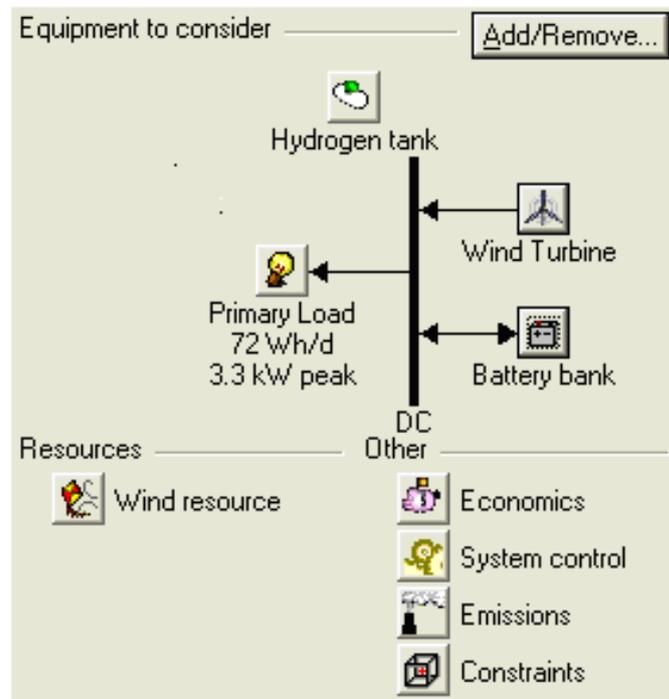


Figura 4.3: Configuración del sistema de potencia insertado en HOMER

desarrolladas en el paso 2 del algoritmo (ver figura 4.2). En cualquier caso, lo que se introduce en la herramienta es la salida de potencia de la pila de combustible generada por la estrategia de control aplicada, no la estrategia en sí. La estrategia desarrollada en el paso 2, basada en el conocimiento del perfil de carga y en la suposición de que el banco de baterías no tiene limitaciones en la recarga y descarga, es una estrategia de control en bucle abierto, pues no se realimenta del comportamiento del sistema.

Por otra parte, no existe inconveniente en que la turbina eólica sustituya a la pila de combustible en las simulaciones puesto que HOMER ejecuta balances energéticos horarios. Además, el tratamiento de costes que HOMER aplica a la turbina eólica es el que necesita la pila de combustible según lo establecido en la sección 4.3.5.

La figura 4.3 muestra la configuración del sistema insertado en HOMER.

En base a las consideraciones indicadas en la sección 4.3.5, se debe introducir en HOMER la información siguiente relativa a los costes de los componentes del sistema:

1. Componente Turbina Eólica.
 - a) Coste de inversión.
 - b) Coste de reemplazamiento.

- c) Coste O&M anual.
 - d) Vida útil (años). Nótese que, tal y como se ha comentado anteriormente, este parámetro representa la vida útil por envejecimiento.
2. Componente Banco de Baterías.
- a) Coste de inversión.
 - b) Coste de reemplazamiento.
 - c) Coste O&M anual.
 - d) Vida útil (años). Nótese que, igual que en la turbina eólica, este parámetro representa la vida útil por envejecimiento. El parámetro de HOMER que se corresponde con este factor es *float life*, que se puede encontrar en la descripción del tipo de batería.
3. Componente Tanque de hidrógeno. Este componente está desconectado del resto de los de la simulación. Su única función es introducir los costes relacionados con el tanque de hidrógeno en los resultados de la simulación. Ha de tenerse en cuenta que el tamaño del tanque de hidrógeno ya ha sido establecido en el paso 3 del algoritmo (ver figura 4.2).
- a) Coste de inversión. Este valor representa el coste de instalación del sistema de almacenamiento de hidrógeno.
 - b) Coste O&M anual. Además del coste O&M se debe sumar el coste anual por el suministro y llenado del tanque.
 - c) Coste de reemplazamiento. En este caso se anula pues el reemplazamiento ya se está ejecutando con el suministro y llenado anual del tanque de hidrógeno. Por tanto el valor de la vida útil es indiferente.

Otros parámetros que se deben introducir antes de la simulación son los siguientes:

1. *Interés real anual* y *tiempo de vida* del proyecto, accesible en el botón *Economics*.
2. Salida de potencia de la pila de combustible emulada por la turbina eólica, accesible en el botón *Wind resource*. Se debe introducir un fichero de texto con una serie horaria de 8.760 valores (un año), siendo nulos todos los que no se correspondan con el

intervalo estudiado. En realidad, estos valores representan velocidades de viento. Para convertirlos en potencia se debe introducir como curva de potencia de la turbina eólica (potencia en kW frente a velocidad en m/s) la función rampa unidad. Esta curva es accesible desde el botón *Wind turbine*.

3. *Pérdida anual máxima de capacidad* y parámetros para definir la *reserva operativa*. Estos conceptos se describen en el apéndice A. Para permitir a la herramienta visualizar todas las soluciones, se establece un valor de 100 % para la *pérdida anual máxima de capacidad*, así todas las soluciones son válidas y visibles. Aplicando un valor de cero a este parámetro sólo se muestran las soluciones sin pérdida de capacidad. El valor porcentual aplicado a la carga para componer la *reserva operativa* se elige igual a la variabilidad establecida en el perfil de carga respecto a los valores medios. El valor porcentual aplicado a la potencia eólica para componer la *reserva operativa* se debe poner a cero pues la turbina está emulando a la pila de combustible y, por tanto, su potencia no está sujeta a fluctuaciones. Además, la *reserva operativa* que aporta la turbina eólica es cero puesto que no es una fuente de potencia regulable en la simulación en HOMER, al contrario que la pila de combustible. Por tanto, toda la *reserva operativa* es soportada por el banco de baterías, lo que representa una situación más desfavorable que el caso real. Este hecho provee de un margen de seguridad para el dimensionado del banco de baterías.

En resumen, la potencia nominal de la pila de combustible, la salida de potencia de la pila de combustible, el tamaño del tanque de hidrógeno y el tipo de baterías son variables ya definidas en este punto. Sólo queda por determinar el número de baterías. A continuación se prueban varios números de baterías en la simulación y se selecciona aquella solución con el menor número de baterías y sin pérdida de capacidad. Asimismo, debe anotarse el CAN total calculado por HOMER para esta solución.

Debido a que el comportamiento de las baterías es incierto y difícil de describir mediante un modelo matemático, y además empeora con el tiempo (debido a la temperatura y otros factores), se recomienda aplicar un factor de seguridad (f_{s2}) para obtener el tamaño definitivo del banco de baterías. En la sección 4.4 se propone un valor para f_{s2} . Nótese que la sustitución con cierta frecuencia de las baterías decrece la incertidumbre en su comportamiento debido al envejecimiento.

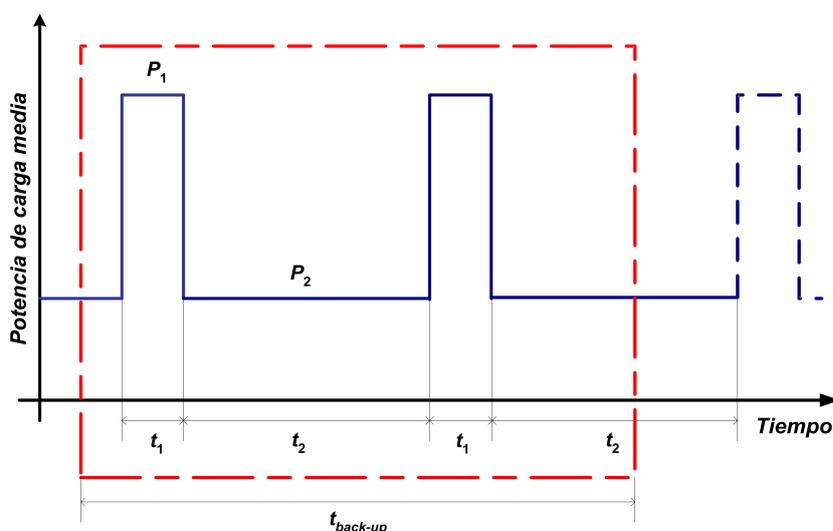


Figura 4.4: Perfil de carga típico de una estación de telecomunicaciones

4.4. Ejemplo de aplicación

Como ejemplo práctico la metodología desarrollada se aplicará al dimensionado de un sistema de potencia de respaldo para una estación de telecomunicaciones. Es relativamente frecuente que los requerimientos de potencia para estos sistemas presenten dos niveles bien definidos a lo largo de un día [Vilsan y Nita, 1997; Borowy y Salameh, 1994; Rinaldi y Veca, 2007]. La figura 4.4 muestra un perfil de carga genérico encontrado habitualmente en estaciones de telecomunicaciones remotas, donde el parámetro t_2 es significativamente mayor que t_1 (típicamente 80-85% frente a 15-20%), y el valor P_1 es también mayor que P_2 [Beaudoin y McMahon, 2007; Feitelberg *et al.*, 2006; Segura *et al.*, 2009]. Para propósitos de cálculo los valores P_1 y P_2 se consideran en el bus CC. Se analizarán dos perfiles, A y B, cuyos parámetros toman los valores siguientes: $t_1 = 2$ horas, $t_2 = 10$ horas, $P_1 = \frac{3}{\eta_{loadconverter}}$ kW y $P_2 = \frac{0,65}{\eta_{loadconverter}}$ kW para el perfil A; $P_1 = \frac{3}{\eta_{loadconverter}}$ kW y $P_2 = \frac{1,5}{\eta_{loadconverter}}$ kW para el perfil B, siendo $\eta_{loadconverter}$ la eficiencia en la etapa de acondicionamiento de potencia entre el bus CC y las cargas. Las pérdidas en los convertidores CC de la pila de combustible y del banco de baterías también se consideran en el dimensionado, como se verá más adelante. A partir de la información estadística sobre las *perturbaciones eléctricas graves* se establece un valor para el máximo tiempo de autonomía requerida de 22 horas, según se calcula más adelante.

Las características de este perfil y el máximo tiempo de autonomía requerida invitan a la búsqueda de sistemas híbridos de potencia formados por pilas de combustible y baterías

como solución de respaldo de potencia. Las baterías auxiliarían a la pila de combustible a satisfacer la carga durante el periodo de alta potencia, pudiéndose reducir la potencia nominal de la pila de combustible necesaria, que es la fuente de potencia más cara. Por otra parte, el alto valor de la autonomía requerida favorece la aplicación de sistemas basados en pila de combustible frente a soluciones sólo con baterías.

4.4.1. Operación del sistema de potencia de respaldo

Cuando aparece una *perturbación eléctrica grave*, el sistema de potencia de respaldo debe satisfacer la carga durante un mínimo de t_{backup} horas, o hasta que la red eléctrica vuelva a recuperar la calidad necesaria. En ese momento se procede a la recarga del banco de baterías a partir de la red eléctrica.

Las fases de operación del sistema de potencia de respaldo se muestran en la figura 4.5. De acuerdo con la estrategia de control desarrollada en la sección 4.3.2, la pila de combustible trabaja a potencia nominal en las fases B y D, suministra toda la carga en las fases A y E, y recarga las baterías al mismo tiempo que satisface la carga en la fase C.

Una nueva fase, fase 0 (ver figura 4.5), puede considerarse en la operación del sistema. Aunque esta fase no es tenida en cuenta en el proceso de dimensionado, es interesarle considerarla para mejorar la actuación del sistema. Cuando aparece una *perturbación eléctrica grave* en un periodo de baja potencia, el banco de baterías comienza a suministrar la carga iniciándose la fase 0. Esta fase debe tener una duración corta, pues el dimensionado no la consideró. Esta fase elimina falsos arranques de la pila de combustible o arranques para perturbaciones demasiado cortas. De esta manera, el número de arranques y horas de operación de la pila de combustible se ve reducido y por tanto su degradación. En cualquier caso, como ya se mencionó anteriormente el proceso que marcará la degradación de la pila en operaciones de respaldo es principalmente su envejecimiento. Sin embargo, evitar la operación de la pila de combustible reduce el consumo de hidrógeno. Nótese que recargar baterías es más económico que repostar el tanque de hidrógeno, y que la reducción del consumo de hidrógeno es muy ventajosa en localizaciones remotas donde su suministro sea costoso y/o problemático.

La medida del nivel de potencia demandada permite ejecutar las transiciones entre las fases. Una máquina de estados debe utilizarse para dirigir la secuencia de fases. La medida de la cantidad de hidrógeno establecerá el fin de la fase E. En cualquier caso, el estado de

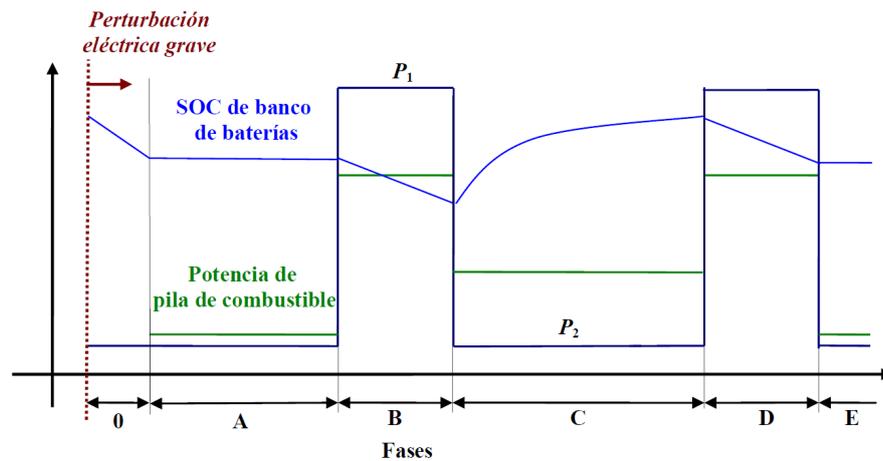


Figura 4.5: Fases de operación del sistema de potencia de respaldo

carga del banco de baterías (SOC) no debe caer por debajo del valor mínimo recomendado por el fabricante.

La selección del método para la medida del contenido energético en el tanque de hidrógeno y en el banco de baterías no pertenece al alcance de este trabajo. No obstante se harán algunos comentarios al respecto. El contenido en hidrógeno comprimido en recipientes, normalmente cilíndricos, se puede medir fácilmente a partir de la presión en el gas. En otros medios de almacenamiento de hidrógeno, por ejemplo aquellos basados en hidruros metálicos, esta relación es más compleja [Botzung *et al.*, 2008]. El estado de carga de las baterías también es una variable difícil de medir. Uno de los métodos más comunes es la integración en tiempo real de la corriente. Sin embargo, este método necesita de un proceso de recalibración. Una comparación entre varios métodos puede encontrarse en [Lukic *et al.*, 2008].

4.4.2. Datos de entrada

Los parámetros de entrada siguientes se han considerado en el dimensionado:

1. Pila de combustible:

- a) Coste de inversión (también incluye coste del convertidor CC/CC): 11.400 \$/1,2 kW.
- b) Coste de reemplazamiento: 10.200 \$/1,2 kW.
- c) Coste O&M: 15 \$/(1,2 kW. año).

- d) Vida útil: 15 años.
- e) Curva de eficiencia: lineal pasando por $(20\%P_{FC,n}, 0,47)$ y $(P_{FC,n}, 0,40)$.

2. Banco de baterías con unidades pequeñas (para el sistema híbrido):

- a) Tipo: Vision 6FM55D, batería hermética de plomo ácido.
- b) Propiedades eléctricas: 12V, $C_{20} = 55$ Ah.
- c) Tiempo entre reemplazos: 3 años o 5 años.
- d) Mínimo SOC: 40 %.
- e) Eficiencia del ciclo completo recarga-descarga: 80 %.
- f) Eficiencia del ciclo completo recarga-descarga para la simulación en HOMER (incluyendo pérdidas de energía en el convertidor del banco de baterías): 65 %.
- g) Coste de inversión: 175 \$/unidad.
- h) Coste de reemplazamiento: 175 \$/unidad.
- i) Coste O&M: 5 \$/(unidad.año).

3. Banco de baterías con unidades grandes (solución sólo con baterías):

- a) Tipo: Surrette 4KS25P, batería abierta de plomo ácido.
- b) Propiedades eléctricas 4V, $C_{100} = 1.900$ Ah.
- c) Tiempo entre reemplazos: 3 años o 5 años.
- d) Mínimo SOC: 40 %.
- e) Eficiencia del ciclo completo recarga-descarga: 80 %.
- f) Eficiencia del ciclo completo recarga-descarga para la simulación en HOMER (incluyendo pérdidas de energía en el convertidor de banco de baterías): 65 %.
- g) Coste de inversión: 1.100 \$/unidades (sin incluir coste de convertidor CC/CC).
- h) Coste de reemplazamiento: 1.100 \$/unidades.
- i) Coste O&M: 50 \$/(unidad.año).

4. Convertidor CC/CC para el banco de baterías:

- a) Coste de inversión: 1.000 \$/kW.
- b) Coste de reemplazamiento: 0.
- c) Coste O&M: 0.
- d) La potencia nominal es independiente del número de baterías e igual a la máxima potencia que tendría que suministrar el banco de baterías en el caso más desfavorable, esto es, en el periodo de alta potencia.

5. Tanque de hidrógeno:

- a) Coste O&M (incluyendo coste anual por suministro del tanque) : 500 \$/(kgH₂ . año).
- b) Coste de inversión (coste de la instalación de H₂): 3.000 \$.
- c) Coste de reemplazamiento: 0.

6. Parámetros financieros:

- a) *Interés real anual*: 6 %.
- b) *Tiempo de vida* del proyecto: 15 años.

7. Eficiencias en las etapas de acondicionamiento de potencia (ver apéndice E):

- a) $\eta_{FCconverter} = 0,9$.
- b) $\eta_{BATconverter} = 0,9$.
- c) $\eta_{loadconverter} = 0,9$.

8. Restricciones en la simulación de HOMER:

- a) *Pérdida anual máxima de capacidad*: 0 %.
- b) Porcentajes para definir la *reserva operativa requerida*: 1) aplicado a la carga horaria: 10 %, 2) aplicado a la potencia pico anual: 0 %, y 3) aplicado a la salida de potencia de la turbina eólica: 0 %.

9. Datos estadísticos sobre *perturbaciones eléctricas graves*:

- a) Estimación del número de *perturbaciones eléctricas graves* por año (n): 5.

- b) Estimación de la duración máxima de una *perturbación eléctrica grave* (t_{max}): 20 horas.
- c) Duración media de las *perturbaciones eléctricas graves* (t_{avg}): 8 horas.

Por simplicidad se ha supuesto que los costes son lineales con el tamaño de los componentes. Los precios están basados en valores de mercado. A partir de la información estadística sobre *perturbaciones eléctricas graves*, se calcula el parámetro m usado en el dimensionado del tanque de hidrógeno mediante las ecuaciones 4.2 y 4.3, resultando un valor de 2. El tiempo de autonomía máximo requerido se establece en 22 horas.

4.4.3. Resultados del dimensionado

En la figura 4.6 se muestra el intervalo de tiempo seleccionado según lo descrito en la sección 4.3.2, esto es, aquel con las condiciones más exigentes en la demanda energética (escenario I). En este escenario, el banco de baterías debe auxiliar a la pila de combustible en el suministro de potencia en dos periodos de alta potencia. Entonces, por cada potencia nominal de la pila de combustible que se va a probar, se emplea el escenario I para generar la salida de potencia de la pila de combustible de acuerdo a la sección 4.3.2, y para dimensionar el tanque de hidrógeno y el banco de baterías según lo descrito en las secciones 4.3.3 y 4.3.4 respectivamente. Los valores elegidos para los factores de seguridad empleados en el dimensionado son $f_{s1} \approx 1,10$ y $f_{s2} \approx 1,20$. En cualquier caso, el número de baterías seleccionado siempre ha de ser par.

En primer lugar se va a considerar el perfil A. Se probarán dos valores para el tiempo de reemplazamiento de las baterías: 3 años y 5 años, al igual que en [Mahadevan *et al.*, 2007]. El menor tiempo de reemplazamiento se corresponde con una situación de condiciones ambientales adversas, lo que perjudica el desempeño de las baterías, obligando a reducir el tiempo entre reemplazos. Este hecho incrementa el coste del ciclo de vida de las baterías. Por otra parte, también se evaluarán las soluciones no híbridas, esto es, sólo banco de baterías o sólo pila de combustible (en la práctica debe haber una pequeña batería para funciones intrínsecas al funcionamiento de la pila). Entre los dos tipos de baterías, aquellas con capacidad de 1.900 Ah se utilizarán para el caso de la solución sólo con baterías, con objeto de reducir su número. La batería de menor capacidad se emplea en el sistema híbrido.

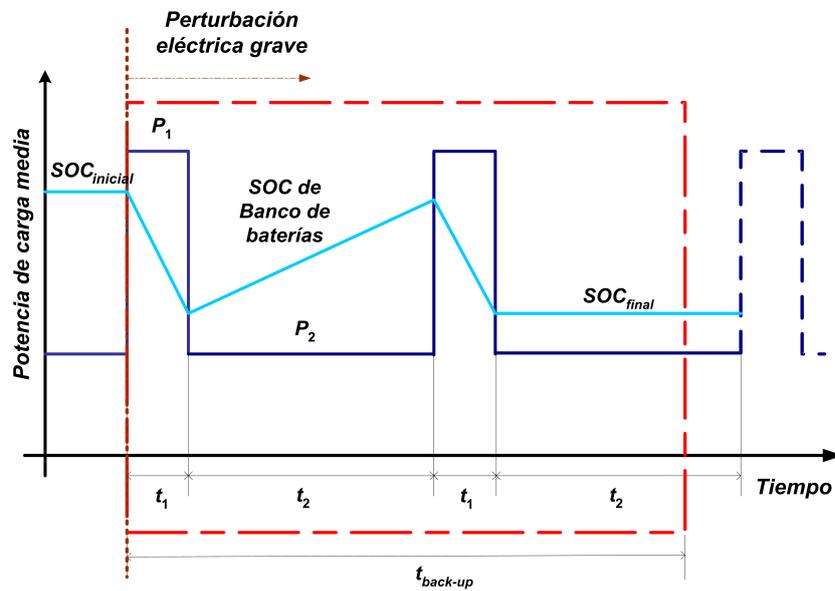


Figura 4.6: Escenario I

Potencia nominal PC (kW)	Tanque de H ₂ (kg), $f_{s1} \approx 1, 10$	Número de baterías $f_{s2} \approx 1, 20$	CAN total (\$)
4	4,5	batería pequeña	63.338
2,4	4,3	12 (55 Ah)	53.650
1,5	4,4	18 (55 Ah)	48.921
-	-	10 (1.900 Ah)	33.551

Tabla 4.1: Resultados para el perfil A con tiempo de reemplazamiento de baterías de 5 años

Potencia nominal PC (kW)	Tanque de H ₂ (kg), $f_{s1} \approx 1, 10$	Número de baterías $f_{s2} \approx 1, 20$	CAN total (\$)
4	4,5	batería pequeña	63.338
2,4	4,3	12 (55 Ah)	56.439
1,5	4,4	18 (55 Ah)	53.104
-	-	10 (1.900 Ah)	48.157

Tabla 4.2: Resultados para el perfil A con tiempo de reemplazamiento de baterías de 3 años

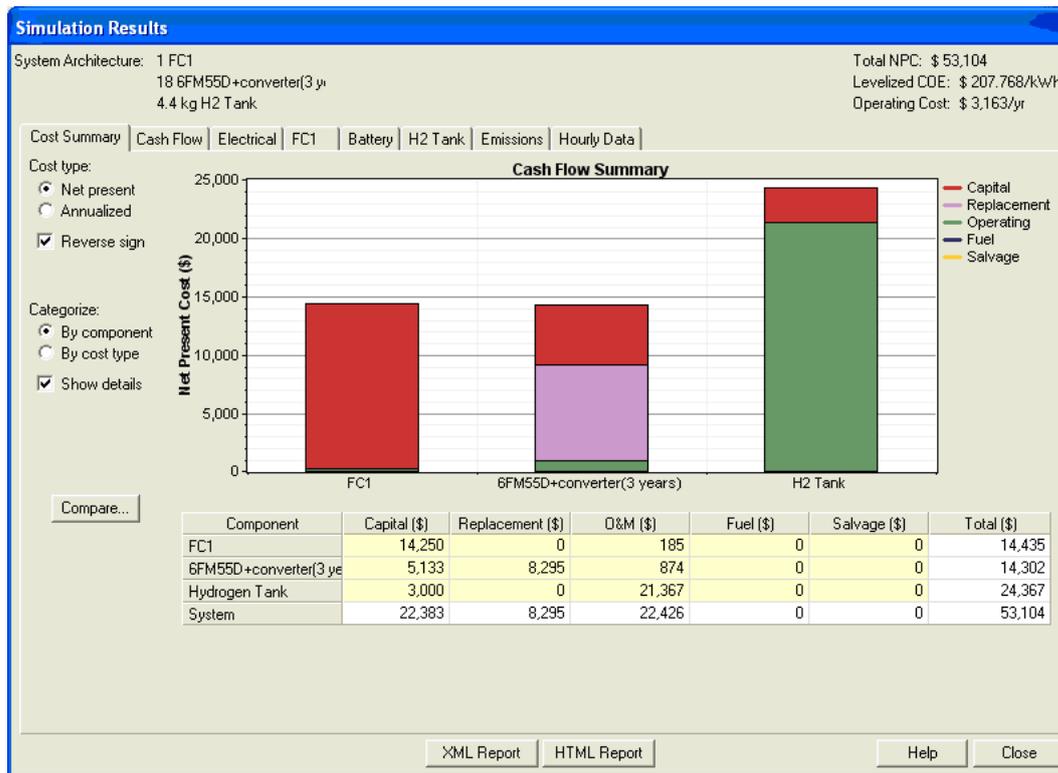


Figura 4.7: Desglose de costes de la solución basada en PC 1,5 kW + 18 baterías 55 Ah

Las tablas 4.1 y 4.2 muestran que la solución más económica, incluso para un tiempo de reemplazamiento de las baterías de 3 años, es la basada únicamente en un banco de baterías. Es decir, el sistema híbrido no presenta ninguna ventaja económica en este caso. En las figuras 4.7 y 4.8 se desglosan los costes de las dos últimas soluciones de la tabla 4.2, con objeto de analizar el motivo por el cual no se consigue ahorrar costes con la hibridación.

Se puede apreciar como el coste de O&M en el tanque de hidrógeno (que incluye el coste del suministro anual del tanque) es el término más gravoso en el sistema híbrido, y el responsable de que las soluciones basadas en pila de combustible no sean favorables económicamente para este caso.

Se estudiará ahora el perfil B. En él la potencia de la carga en el periodo de potencia baja es mucho mayor que en el perfil A (1,50 kW frente a 0,65 kW). Esto aumentará la cantidad de hidrógeno necesaria pero también el tamaño del banco de baterías en la solución basada únicamente en baterías. Las tablas 4.3 y 4.4 recogen los resultados del dimensionado para tiempos de reemplazamiento de las baterías de 5 años y 3 años, respectivamente.

Sólo en la tabla 4.4 (con tiempo de reemplazamiento de las baterías de 3 años) la solución

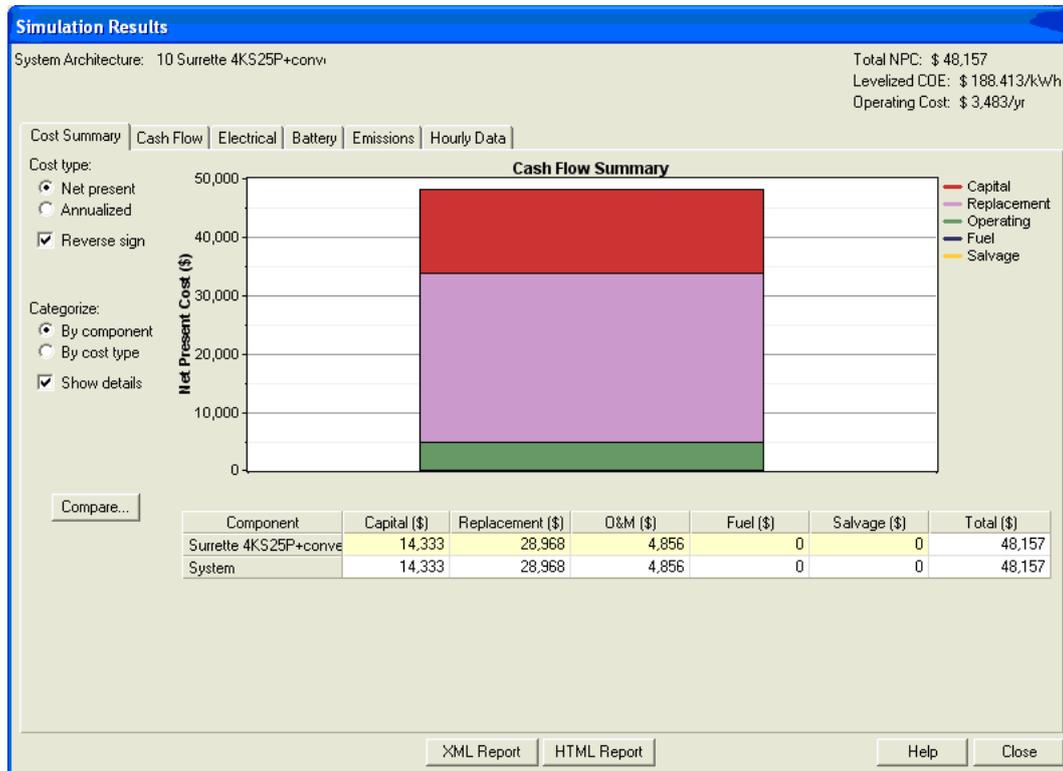


Figura 4.8: Desglose de costes de la solución basada en PC 4 kW

Potencia nominal PC (kW)	Tanque de H ₂ (kg), $f_{s1} \approx 1, 10$	Número de baterías $f_{s2} \approx 1, 20$	CAN total (\$)
4	7,3	batería pequeña	76.935
2,4	7,6	12 (55 Ah)	59.596
-	-	16 (1.900 Ah)	51.682

Tabla 4.3: Resultados para el perfil B con tiempo de reemplazamiento de baterías de 5 años

Potencia nominal PC (kW)	Tanque de H ₂ (kg), $f_{s1} \approx 1, 10$	Número de baterías $f_{s2} \approx 1, 20$	CAN total (\$)
4	7,3	batería pequeña	76.935
2,4	7,6	12 (55 Ah)	72.389
-	-	16 (1.900 Ah)	75.051

Tabla 4.4: Resultados para el perfil B con tiempo de reemplazamiento de baterías de 3 años

híbrida (2,4 kW PC + 12 baterías 55 Ah) es la más económica. En esta ocasión, la alta capacidad requerida en la solución basada sólo en el banco de baterías, junto con el pequeño valor del tiempo de remplazamiento, originan un alto coste. Por otra parte, la solución basada únicamente en pila de combustible, al igual que en todos los casos estudiados, tiene el valor mayor de CAN total.

Obsérvese que el análisis está basado en unos valores establecidos para los costes. Otros valores hubieran supuesto resultados distintos. Por ejemplo, el coste O&M del tanque de hidrógeno representó una cantidad importante dentro del coste total, por lo que una reducción en éste favorecería económicamente a las soluciones basadas en pilas de combustible. Por otra parte, el alto coste de inversión actual de la pila de combustible tiende a disminuir de forma apreciable en un futuro próximo, con lo cual las soluciones basadas en pilas de combustible serán cada vez más competitivas.

Finalmente se muestran en las figuras 4.9, 4.10 y 4.11 las simulaciones de los balances energéticos en algunos de los casos estudiados. En particular, las simulaciones mostradas son las siguientes:

1. Simulación en el escenario I para el perfil B de la solución basada en pila de combustible 2,4 kW + 12 baterías 55 Ah (figura 4.9).
2. Simulación en el escenario I para el perfil B de la solución basada en 16 baterías 1.900 Ah (figura 4.10).
3. Simulación en el escenario I para el perfil B de la solución basada en pila de combustible 2,4 kW + 8 baterías 55 Ah (figura 4.11).

Las figuras muestran los conceptos siguientes (ver leyendas en figuras):

1. Carga en el bus CC (*DC Primary Load*).
2. Potencia de salida de la pila de combustible medida en el bus CC (*FC1*).
3. Exceso de potencia (*Excess Electricity*).
4. Pérdida de capacidad (*Capacity Shortage*).
5. Estado de carga de las baterías (*Battery State of Charge*).

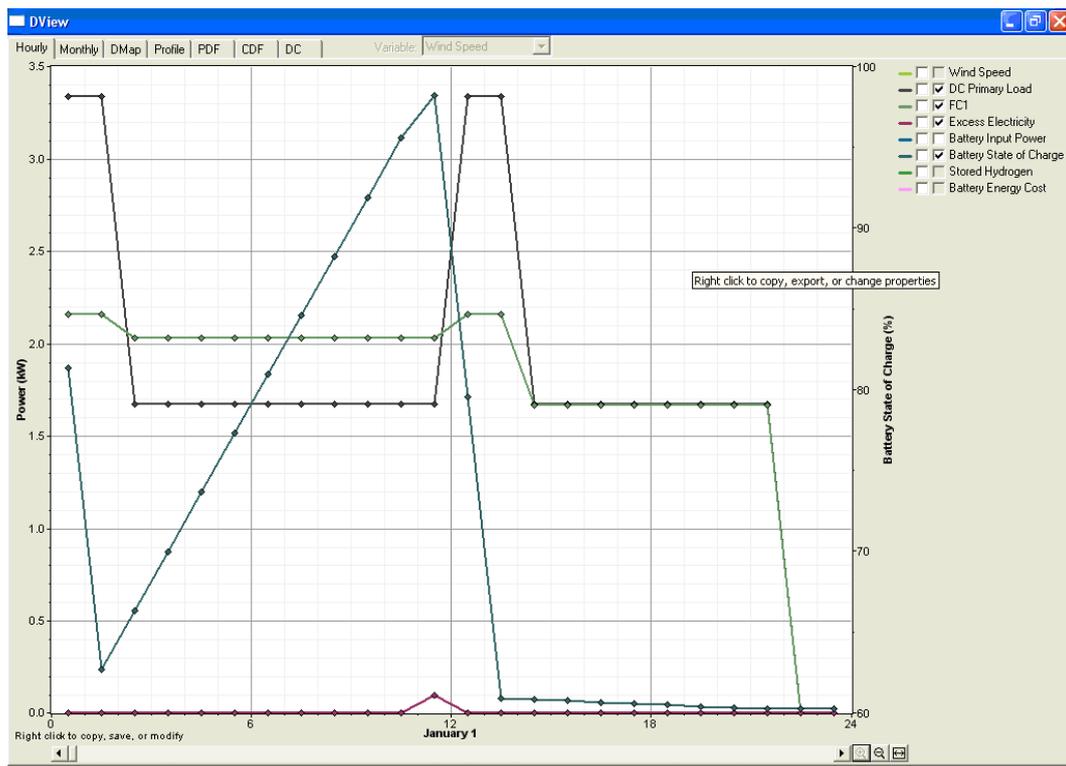


Figura 4.9: Simulación para el perfil B de la solución PC 2,4 kW + 12 baterías 55 Ah.

El exceso de potencia puede aparecer en el último periodo de recarga de las baterías, pues en tiempo real la potencia de recarga debe reducirse pese a que HOMER considera un valor constante cada hora. La pérdida de capacidad indica si el número de baterías es suficiente para satisfacer la carga demandada y la reserva operativa requerida. Pueden haber dos razones para un número insuficiente de baterías: 1) la potencia de descarga es demasiado alta, y 2) el estado de carga ha alcanzado un valor muy bajo. En la figura 4.11 se puede apreciar cómo el número de baterías no es suficiente pues existe pérdida de capacidad. En relación con la potencia generada por la pila de combustible, se observa en las figuras 4.9 y 4.11 que: 1) en los periodos de potencia alta se trabaja a potencia nominal, 2) en el primer periodo de potencia baja la potencia generada permite simultáneamente alimentar la carga y recargar las baterías, y 3) en el segundo periodo de potencia baja la potencia generada es exactamente la demandada por la carga.

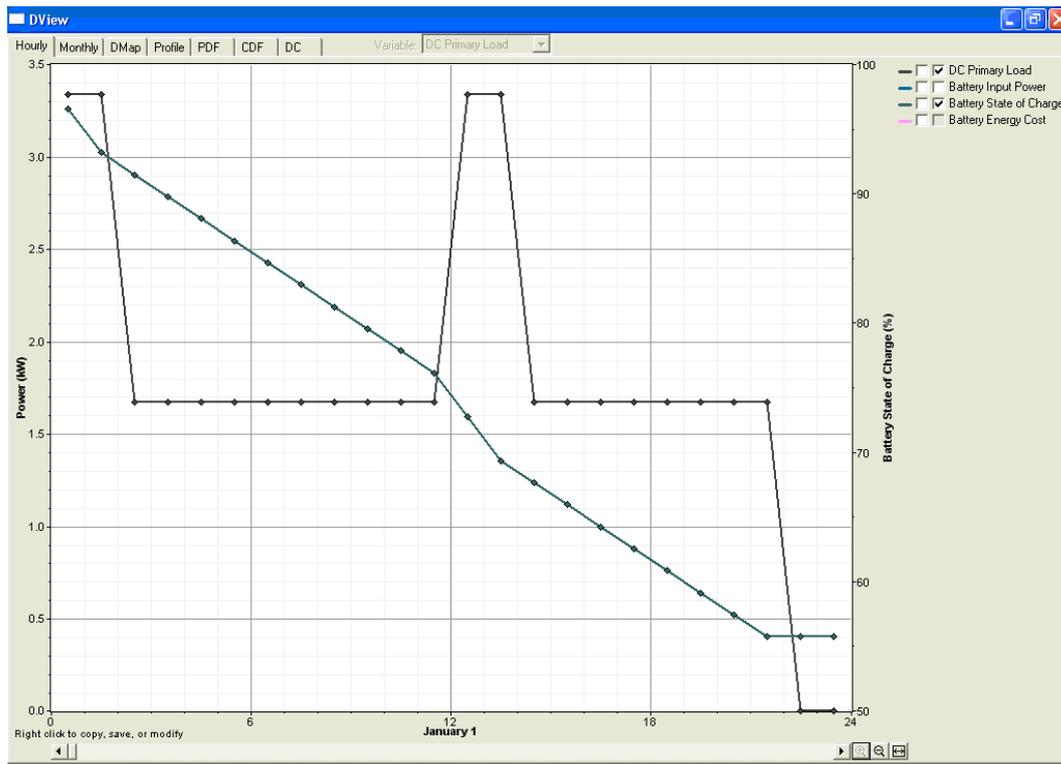


Figura 4.10: Simulación para el perfil B de la solución 16 baterías 1.900 Ah.

4.5. Conclusiones

En este trabajo se ha propuesto, en primer lugar, un sistema híbrido de potencia formado por una pila de combustible PEM y un banco de baterías para su uso como fuente de respaldo en sistemas SAI. A diferencia de los sistemas de pila de combustible empleados generalmente en los sistemas SAI, el banco de baterías no sólo ejecuta funciones secundarias sino que también ha de contribuir a satisfacer la carga en estado estacionario. Se dispone, por tanto, de más grados de libertad para la búsqueda de soluciones de respaldo más económicas, lo que puede repercutir positivamente en la competitividad comercial de los sistemas basados en pilas de combustible.

La elección óptima de los tamaños de los distintos componentes de este tipo de sistemas origina un nueva formulación del problema de dimensionado de sistemas híbridos basados en pila de combustible. Este nuevo planteamiento es original y diferente a los encontrados en la literatura científica. Básicamente se trata de establecer los tamaños del banco de baterías, pila de combustible y tanque de hidrógeno, así como la estrategia de gestión de la energía, a partir de información sobre la demanda energética a satisfacer e información estadística

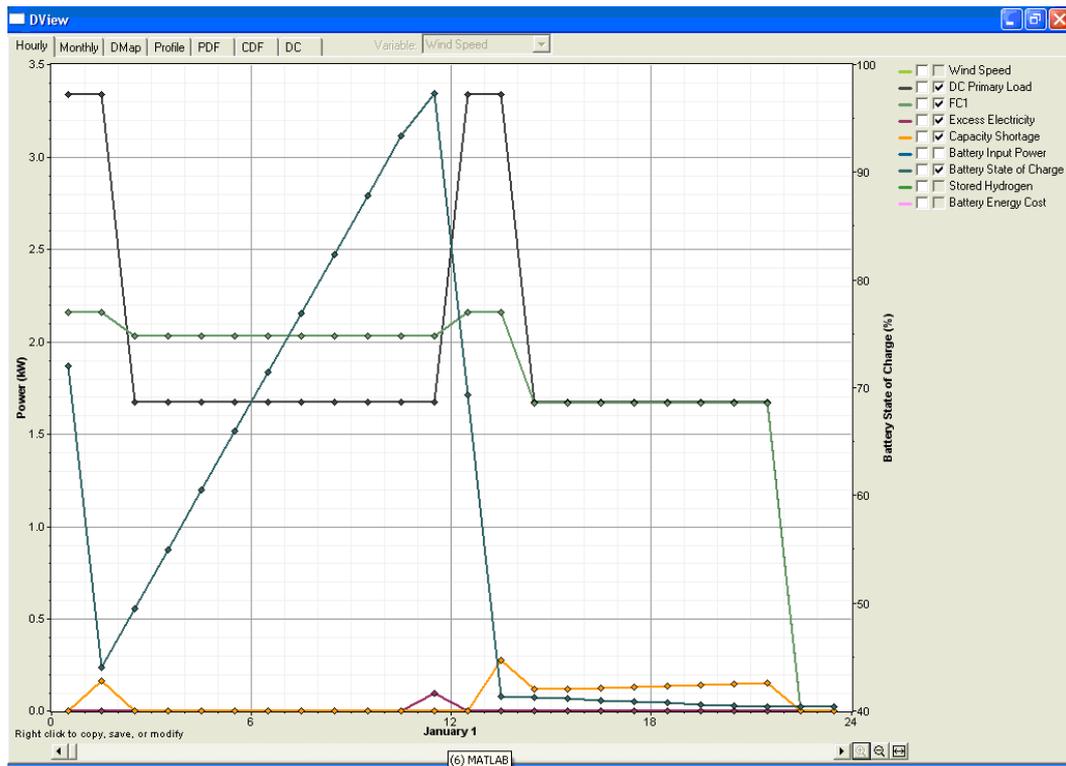


Figura 4.11: Simulación para el perfil B de la solución PC 2,4 kW + 8 baterías 55 Ah.

sobre las perturbaciones de la red eléctrica que requieran respaldo de energía. El objetivo de dimensionado es la minimización del coste del ciclo de vida del sistema de potencia.

En este trabajo, el problema propuesto es resuelto en el caso en que la demanda energética se conoce mediante un perfil de carga horaria donde se especifican las potencias medias, admitiéndose fluctuaciones con una variabilidad conocida. Para llevar a cabo dicha resolución se ha desarrollado una metodología completa. En uno de los pasos de esta metodología se ha desarrollado una estrategia de control, basada en el conocimiento del perfil de carga, que establece el reparto de potencias del sistema híbrido de manera que, en primer lugar, el tamaño del banco de baterías resulte mínimo y, en segundo lugar, se minimice también el consumo de hidrógeno. Por otra parte, la verificación del tamaño del banco de baterías y el cálculo de coste del ciclo de vida del sistema de potencia se han realizado mediante HOMER, que es una herramienta de libre acceso para el dimensionado de sistemas híbridos. Puesto que esta herramienta no incluye el estudio de sistemas de respaldo, se ha desarrollado un método para extender sus capacidades iniciales y poder usar la herramienta en el dimensionado del sistema de potencia de respaldo.

Finalmente, la metodología desarrollada se ha aplicado en el dimensionado de un sistema de potencia de respaldo para una estación de telecomunicaciones. Se han considerado dos perfiles de carga (A y B) y un valor para el tiempo máximo de autonomía de 22 horas. En los casos más desfavorables, el perfil de carga A se corresponde con una demanda energética de 26,33 Kwh, y el perfil B con 43,33 kWh. Se han supuesto dos valores para el tiempo de reemplazamiento de las baterías: 3 y 5 años, el primero correspondiente a una situación con condiciones ambientales adversas. También se han evaluado las soluciones no híbridas, esto es, aquellas basadas exclusivamente en baterías o en pila de combustible. Para la realización del dimensionado se han establecido costes de las fuentes de potencia basados en valores actuales de mercado. Casi todas las soluciones de dimensionado evaluadas en los cuatro casos se pueden ordenar económicamente según el tamaño de la pila de combustible. A mayor potencia nominal de la pila de combustible, el coste del ciclo de vida ha resultado mayor. En cambio, una solución híbrida para el perfil B con tiempos de reemplazamiento de 3 años es la mejor económicamente. Por tanto, la hibridación ha resultado adecuada para uno de los ejemplos considerados, y potencialmente interesante para cualquier aplicación de respaldo con tiempo de autonomía alto y perfil de carga conocido. En cualquier caso, la tendencia actual del mercado con un abaratamiento continuo de los costes de las pilas de combustible, así como la mayor disponibilidad de las redes de distribución de hidrógeno, permite vaticinar un futuro muy prometedor para los sistemas híbridos pila de combustible + baterías, ya que serán cada vez más competitivos. Para los lectores interesados en probar la metodología desarrollada, se ofrece la descarga libre de los ficheros necesarios desde la web <http://www.uhu.es/manuel.vasallo/fuelcellbat>.

Diseño e implementación de un laboratorio flexible de producción, almacenamiento y conversión energética de hidrógeno.

Adaptación a las normativas de seguridad

5.1. Introducción

EN este capítulo se lleva a cabo el diseño de un laboratorio flexible (que permite diferentes configuraciones) para la producción, almacenamiento y conversión energética de hidrógeno en base a varios equipos comerciales y electrónica y software de diseño específico. Los equipos a integrar son un electrolizador alcalino (para la producción de hidrógeno), ocho cilindros de hidruros metálicos (para el almacenamiento de hidrógeno) y dos pilas de combustible tipo PEM (ver figura 5.1). El laboratorio objeto de diseño (en lo sucesivo laboratorio de hidrógeno) va a ser dedicado a tareas de investigación en el ámbito del hidrógeno como vector energético, con lo cual ha de cumplir todas las normativas de seguridad que le sean de aplicación.

La configuración del laboratorio ha de ser apta, al menos, para trabajar como sistema de potencia híbrido autónomo aislado (sistema fotovoltaico + pilas de combustible + banco de baterías + generación y almacenamiento de hidrógeno) y como sistema de potencia de respaldo de la red eléctrica (la recarga de los sistemas de almacenamiento, baterías e hidrógeno, se realiza a partir de la red eléctrica). En general, lo que se pretende es configurar

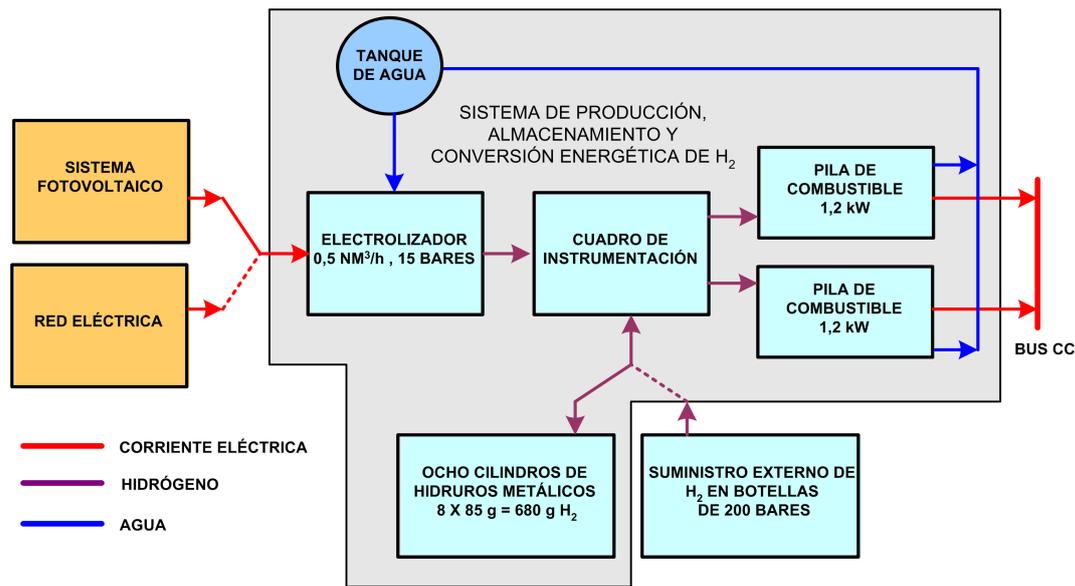


Figura 5.1: Esquema de laboratorio para la producción, almacenamiento y conversión energética de hidrógeno

un laboratorio versátil y seguro que, trabajando de forma aislada o en conjunción con otros laboratorios (energía fotovoltaica, electrónica de potencia, etc.) permita generar la sinergia necesaria para afrontar proyectos de envergadura en el ámbito de los sistemas de potencia híbridos que utilizan el hidrógeno como vector energético.

Como se comentó en el capítulo 2, los inconvenientes de la electrólisis de baja temperatura como medio de producción de hidrógeno es su alto coste en comparación con el método convencional, el reformado de hidrocarburos. Sin embargo, en aplicaciones distribuidas y combinada con fuentes de energía renovable, puede resultar interesante, pues se evitan los costes de suministro de hidrógeno, se ejecuta una producción libre de emisiones contaminantes y se posibilita el almacenamiento en hidrógeno de cantidades relativamente grandes de energía procedentes del exceso de producción de los sistemas de energía renovable.

En el sentido de lo anterior, la producción de hidrógeno vía electrólisis de baja temperatura es una alternativa interesante en sistemas híbridos autónomos aislados y en sistemas de potencia de respaldo. Respecto de la configuración del laboratorio, el sistema de potencia híbrido autónomo aislado está formado por un sistema fotovoltaico y dos fuentes más de potencia dotadas de generación y almacenamiento de energía, a saber, un banco de baterías y un sistema de hidrógeno compuesto por un electrolizador, un sistema de almacenamiento basado en hidruros metálicos y dos pilas de combustible. La utilidad de los dos sistemas de

almacenamiento consiste en que el banco de baterías lleva a cabo un almacenamiento para el corto plazo, mientras que el de hidrógeno es más adecuado para el largo plazo, pues goza de mayor capacidad.

El sistema de potencia de respaldo se configura en base a dos pilas de combustible, un banco de baterías, un electrolizador y un sistema de hidruros metálicos. La recarga de los sistemas de almacenamiento se ejecuta a partir de la red eléctrica. La utilización de un sistema de producción de hidrógeno *in situ* en lugar de acudir al suministro periódico de botellas de hidrógeno tiene sentido cuando se logra compensar los costes de suministro de hidrógeno. Por supuesto el laboratorio dispondrá también de un sistema de suministro externo de hidrógeno independiente de los resultados de las investigaciones que se estén llevando a cabo. Este se configura en base a botellas de alta presión cuyo recarga y/o suministro es efectuada por una empresa especializada.

En cuanto a la elección de cilindros de hidruros metálicos como medio de almacenamiento de hidrógeno en el laboratorio, ésta se basa en: 1) la mejora en la seguridad y comodidad en el trasiego, pues estos equipos trabajan con presiones relativamente bajas (en torno a 17 bares); 2) su alta densidad energética por unidad de volumen; y 3) la posibilidad de recargar los cilindros directamente desde el electrolizador, sin necesidad de un compresor intermedio como ocurriría en el almacenamiento mediante botellas de alta presión. Su claro inconveniente es el peso en relación a la capacidad de almacenamiento, aunque esta desventaja es menos crítica en aplicaciones estacionarias.

En resumen, el sistema diseñado puede formar parte de un sistema de potencia aislado cuando se conecta el electrolizador a la fuente de energía renovable y la salida de las pilas de combustible al bus CC, o puede formar parte de un sistema de potencia de respaldo cuando se conecta el electrolizador a la red eléctrica y la salida de las pilas de combustible al bus CC. El objetivo del laboratorio diseñado es realizar tareas de investigación en estas dos prometedoras aplicaciones (y otras) de las tecnologías de hidrógeno. Algunos de los puntos que se plantean investigar con el laboratorio objeto de diseño son:

1. Proceso de recarga de los cilindros de hidruros metálicos a partir del electrolizador.
2. Integración de los cilindros de hidruros metálicos con las pilas de combustible.
3. Intercambio térmico entre las pilas de combustible y los cilindros para favorecer la extracción de hidrógeno de los cilindros (en el proceso de desorción es necesario calentar

- el hidruro).
4. Alimentación del electrolizador desde un sistema fotovoltaico ubicado en otro laboratorio del Grupo de investigación (producción renovable de hidrógeno).
 5. Gestión de la energía en el sistema de potencia aislado formado por el sistema fotovoltaico, sistema de hidrógeno y banco de baterías.
 6. Gestión de la energía en el sistema de potencia de respaldo formado por pila de combustible y banco de baterías.
 7. Gestión de la energía cuando se emplean dos pilas de combustible.

Es interesante resaltar que aunque actualmente las pilas de combustible, los electrolizadores y los sistemas de hidruros metálicos tienen un precio muy alto, debido principalmente a que su fabricación se realiza en pocas unidades pues todavía no han penetrado suficientemente en el mercado, todo esfuerzo en investigación, desarrollo y demostración de estos sistemas puede favorecer su expansión comercial y, por ende, la reducción de sus costes. Precisamente, esta falta de madurez comercial origina un problema cuando se plantea la integración de estos equipos para configurar sistemas más complejos, ya que el mercado disponible es escaso, la falta de información es notoria y la experiencia en resultados experimentales demostrativos es aún reducido. Particularmente, el electrolizador y los cilindros de hidruros metálicos se configuran con tecnologías aún artesanales, poco probadas y con escasa información disponible *a priori*, de modo que el aprendizaje y obtención de datos fiables es un proceso aún fundamentalmente empírico. Todo esto plantea numerosos problemas a la hora de realizar el diseño del laboratorio propuesto en este trabajo de investigación. El diseño realizado se caracteriza por esta incertidumbre que se ha comentado, de modo que sólo la práctica corregirá los posibles errores cometidos.

Las dimensiones de los equipos han sido establecidas en base a un criterio de coste y a la escasa disponibilidad comercial, lo cual ha impedido trabajar a partir de unas determinadas especificaciones en la demanda energética. La capacidad del electrolizador seleccionado es de $0,5 \text{ Nm}^3/\text{h}$, la capacidad del almacenamiento de hidrógeno es de $8 \times 85 \text{ g} = 680 \text{ g}$, y las dos pilas de combustible son del modelo *Nexa* de *Ballard* de 1,2 kW. Este modelo es ideal cuando se pretende investigar en pilas de combustible sin tratar el tema del BOP¹, que ya

¹*Balance of Plant* (BoP): conjunto de elementos auxiliares de la pila de combustible que acompañan al *stack* y son necesarios para su correcta operación (ver capítulo 2).

está resuelto en este modelo. En cambio, la salida de potencia no está regulada, lo cual exige instalar un convertidor CC/CC a la salida para regularla. Se eligieron dos pilas para hacer el sistema más flexible y poder aumentar la potencia de salida.

Junto con el diseño del sistema de producción, almacenamiento y conversión energética de hidrógeno, también se describen en este capítulo las medidas tomadas para llevar a cabo la adaptación del laboratorio de hidrógeno a las normativas de seguridad españolas relativas a la protección contra explosiones. El hidrógeno es un combustible de alto poder calorífico, extremadamente volátil y muy propenso a fugas, por lo que la seguridad es un aspecto esencial en cualquier sistema basado en hidrógeno.

En la sección 5.2 se describe la estructura del laboratorio de hidrógeno, mientras que en la sección 5.3 se detallan las medidas de prevención para la protección contra explosiones. Los equipos para la producción, almacenamiento y conversión energética de hidrógeno son descritos en la sección 5.4 y su compatibilidad se analiza en la sección 5.5. En la sección 5.6 se describe el cuadro de instrumentación diseñado y construido para la conexión de los equipos. Finalmente, en la sección 5.7 se exponen las conclusiones.

5.2. Descripción del laboratorio

En las figuras 5.2 a 5.4 se muestra el plano del laboratorio de hidrógeno (planta, alzado y perfil) según diseño. La sala (existente) está construida mediante cerramiento a base de ladrillos, excepto todo un lateral que está solucionado mediante tres ventanas de cristal únicamente separadas entre sí por dos columnas pertenecientes a la estructura del edificio. Por otra parte, la sala dispone de un falso techo situado a 2,40 m de altura y ha sido dividida en dos subsalas separadas por un muro de obra que va desde el suelo hasta el verdadero techo de la sala. Estas dos nuevas salas han sido denominadas *sala de procesado de hidrógeno* y *sala de potencia y control*. En la primera se ubican los equipos del proceso del hidrógeno, esto es, electrolizador, cilindros de H₂, cuadro de instrumentación y pilas de combustible; mientras que en la segunda se ubican los equipos de control de los equipos citados, los equipos electrónicos de potencia y las cargas eléctricas, en los cuales ya no interviene el hidrógeno. En la sala de potencia y control también se ha instalado el equipo de refrigeración del electrolizador, pues es un equipo eléctrico que adolece de las protecciones adecuadas para atmósferas explosivas.

En un patio exterior del edificio, ubicado dos niveles bajo las ventanas del laboratorio, se encuentra el suministro alternativo externo por botellas de hidrógeno. La caseta de suministro está diseñada para albergar simultáneamente cuatro botellas de hidrógeno estándares a alta presión (200 bares). Este suministro se usará cuando las tareas de investigación requieran consumo de hidrógeno pero no incluyan operaciones con el electrolizador y con los cilindros de hidruros metálicos.

En las figuras 5.2 a 5.4 también se muestran las distintas canalizaciones diseñadas en las dos salas en las que está dividido el laboratorio. El cuadro de instrumentación conecta el electrolizador, los ocho cilindros de hidruros metálicos, las dos pilas de combustible y la acometida procedente del suministro alternativo externo por botellas de hidrógeno comprimido. Mediante un conjunto de válvulas se puede optar por varios modos de operación. Por otra parte, el hidrógeno y oxígeno residuales producidos por el electrolizador pueden ser venteados de forma segura al exterior a través de conducciones cuya parte superior ha de estar situada como mínimo a más de medio metro por encima de la cubierta del recinto. Además, desde el cuadro de instrumentación se lleva una conducción de purga hasta la cubierta, cuya parte superior ha de estar también situada como mínimo a más de medio metro por encima de la cubierta del recinto. Asimismo, los extremos de las conducciones de purga de oxígeno e hidrógeno se sitúan a una distancia suficiente con objeto de evitar la formación de mezclas explosivas. La zona de la cubierta donde se encuentran los extremos de las conducciones de purga se ha de acotar y señalizar convenientemente con el propósito de evitar situaciones de riesgo.

Las pilas de combustible producen agua en su funcionamiento. En cuanto al electrolizador produce hidrógeno a partir de agua y electricidad. En consecuencia, estos equipos deben estar conectados a depósitos de agua, como se muestra en la figura 5.2.

5.3. Medidas de prevención para la protección contra explosiones

En primer lugar se ha de llevar a cabo la clasificación de la sala de procesado de hidrógeno como área de riesgo de explosión. El propósito de la clasificación en zonas de los distintos emplazamientos donde se procesan y/o manipulan gases o sustancias inflamables, es permitir la selección apropiada de los aparatos eléctricos y no eléctricos que se utilizan en dichas zonas. El principio o fundamento de la clasificación de zonas es establecer los niveles de probabilidad

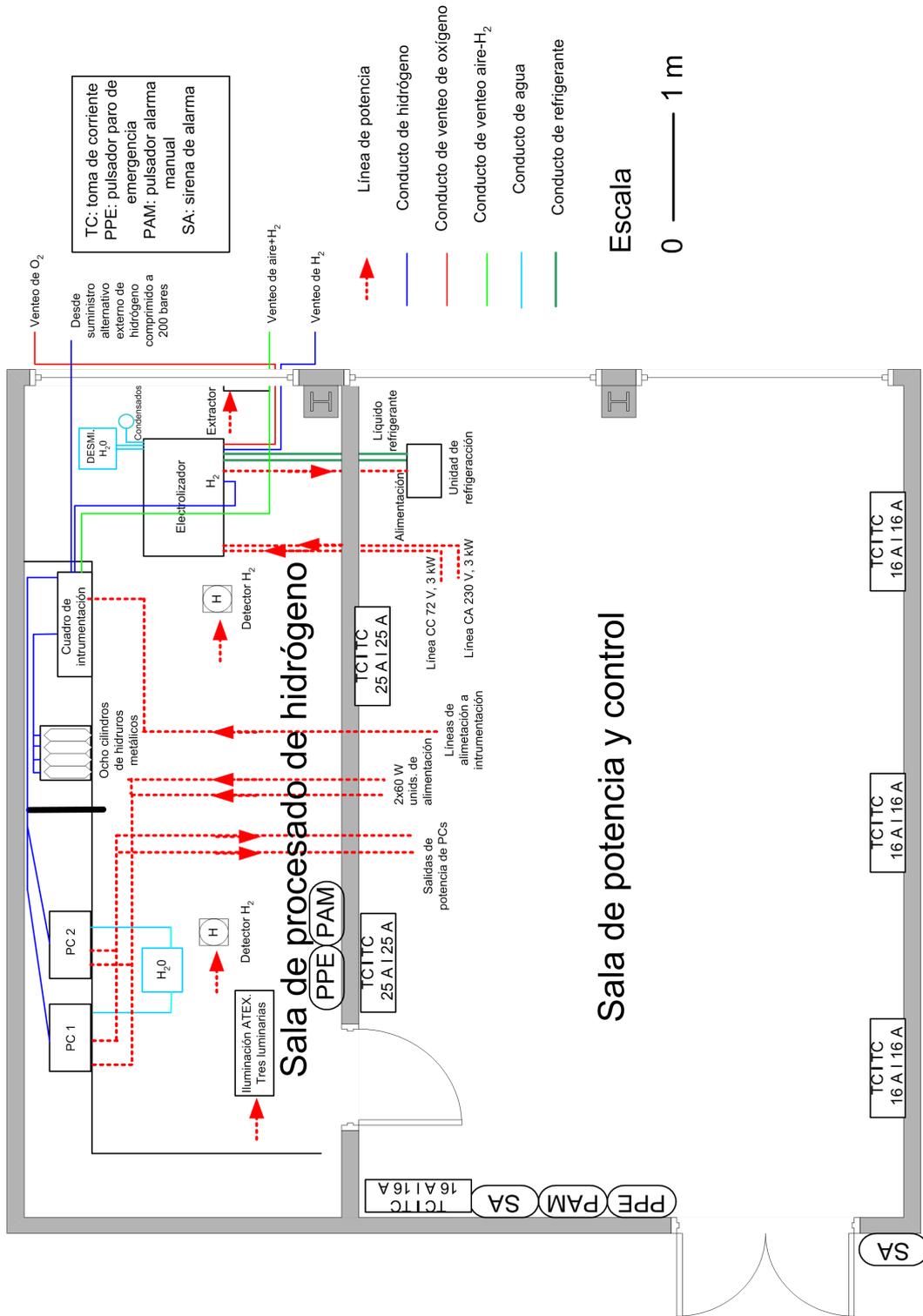


Figura 5.2: Plano del laboratorio de hidrógeno. Planta

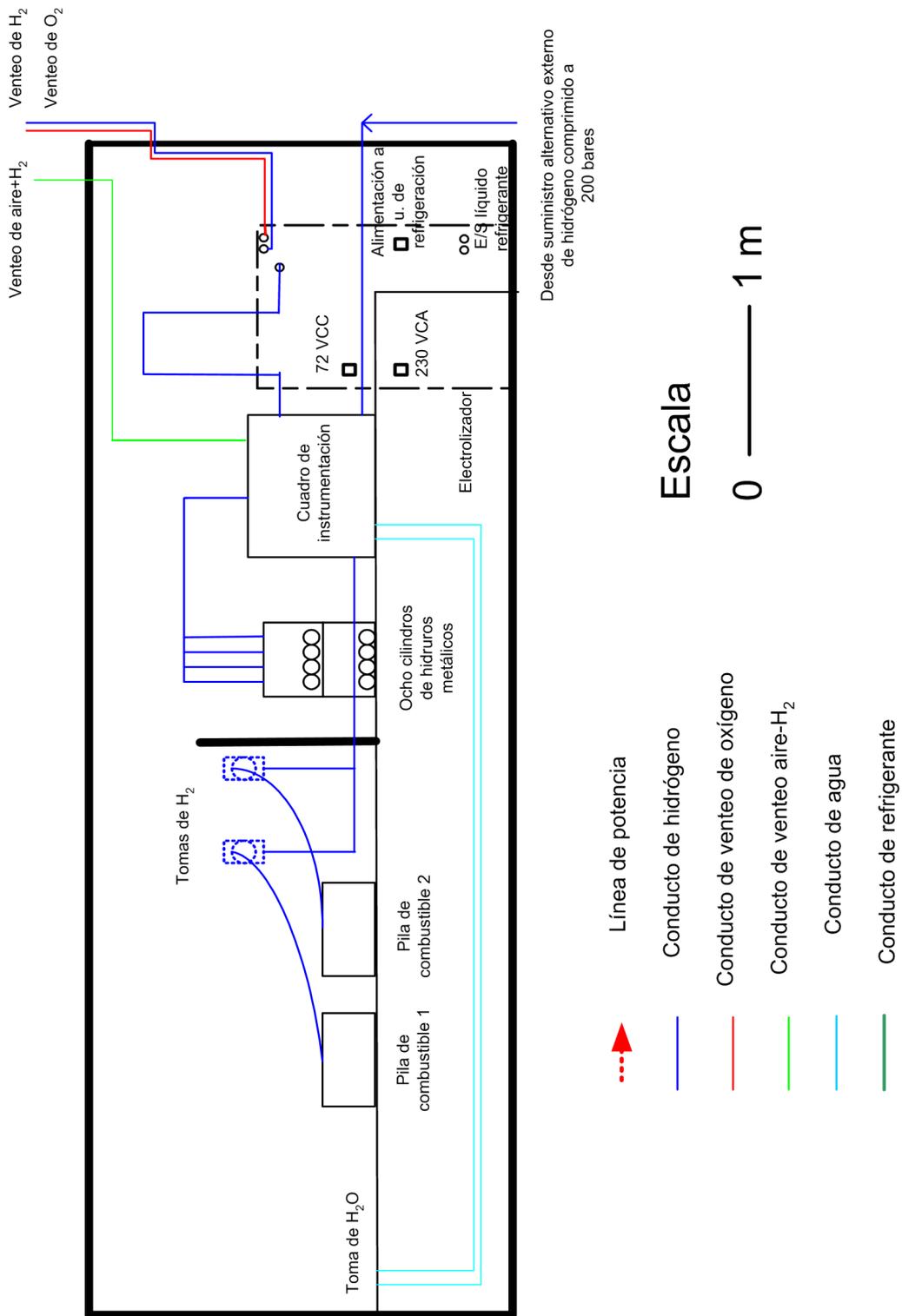


Figura 5.3: Plano del laboratorio de hidrógeno. Alzado de la sala de procesamiento de hidrógeno

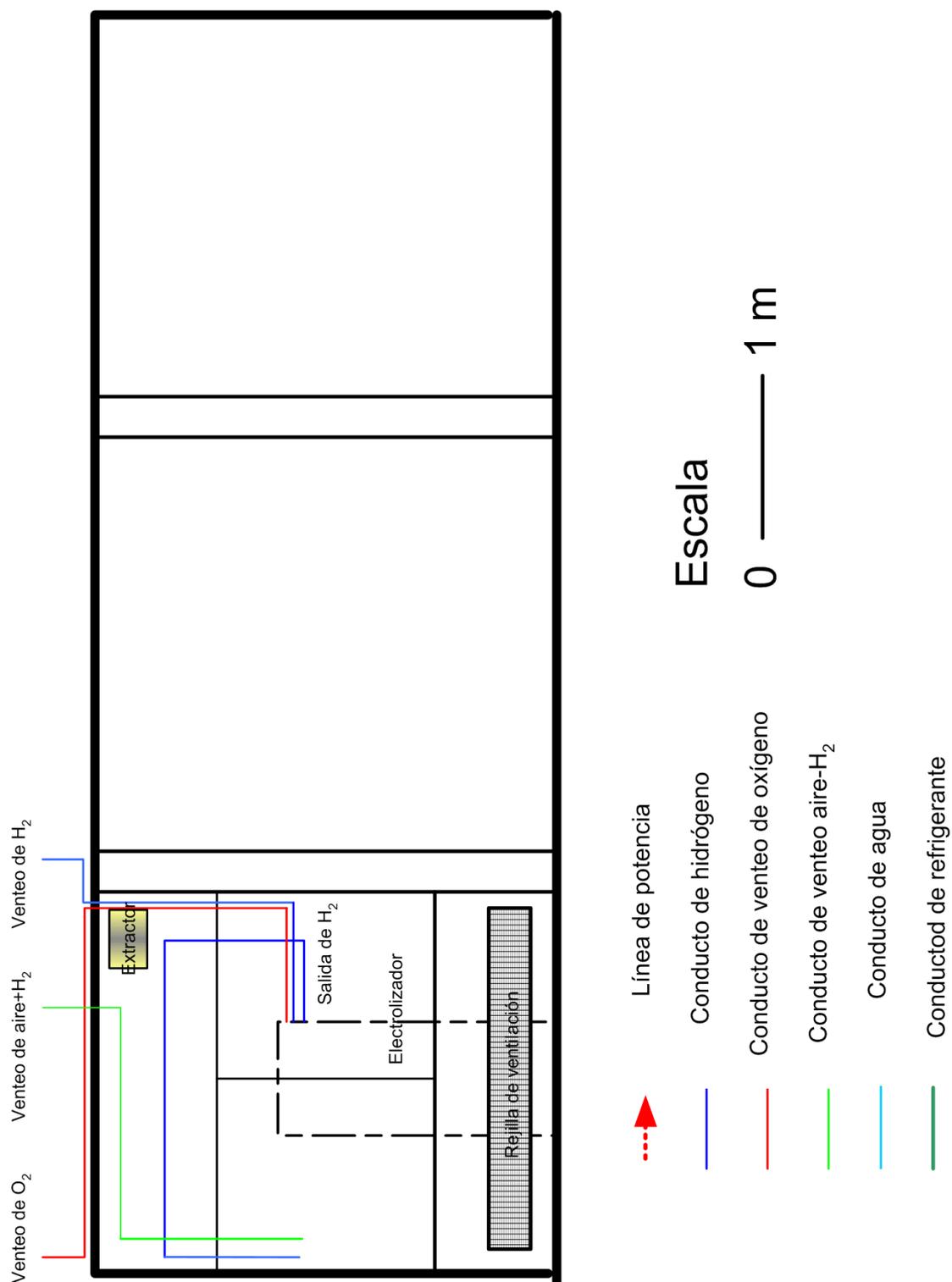


Figura 5.4: Plano del laboratorio de hidrógeno. Perfil de la sala de procesado de hidrógeno

de generación y existencia de atmósferas explosivas a lo largo del tiempo. Atendiendo a la naturaleza de las fuentes de escape (acoples, conexiones, válvulas y uniones de los accesorios) y al grado y disponibilidad de ventilación (más tarde se describe), la sala de procesado de hidrógeno se clasifica como zona 2 ATEX, según EN-60079-10 [UNE, 2010]. Por otra parte, la sala de potencia y control es una sala cerrada. En ella por si misma no pueden producirse escapes de hidrógeno, dado que no hay equipos ni procesos que lo utilicen. Por lo tanto es considerada zona no peligrosa.

En relación con la Normativa vigente [RD, 2003], se han tomado una serie de medidas de prevención para la protección contra explosiones, las cuales se resumen a continuación:

1. *Medidas organizativas.* Se ha elaborado un conjunto de procedimientos de trabajo para lograr los propósitos siguientes: 1) disminuir los riesgos derivados de la actividad a desarrollar, 2) asegurar la correcta utilización de los equipos, 3) comprobar la adecuación de los equipos adquiridos así como su posterior instalación, y 4) revisar los equipos e instalaciones según los plazos de normativas y fabricantes. En este sentido, en los procedimientos desarrollados se tratan aspectos como la formación del personal del laboratorio, la compra de equipos, el mantenimiento de equipos e instalaciones, el control de acceso al laboratorio, el manejo de equipos y los protocolos de seguridad.
2. *Medidas de infraestructura.* Se ha diseñado y ejecutado una obra de reforma del laboratorio con objeto de adaptarlo a las normativas de seguridad. Esta obra ha consistido básicamente en:
 - a) Construcción de un muro sólido y resistente para la separación de las dos salas, como ya se comentó en la sección 5.2 (ver figura 5.5).
 - b) Supresión del falso techo en la sala de procesado de hidrógeno con objeto de evitar acumulaciones de este gas.
 - c) Instalación de un sistema de ventilación artificial consistente en un extractor mural ATEX zona 2 colocado sobre la ventana (ver figuras 5.4 y 5.6), y unas rejillas situadas en su parte inferior. Esta ventilación permite la existencia de un flujo de aire constante, lo que mantiene al recinto en condiciones atmosféricas adecuadas, sin posibilidad de acumulaciones de hidrógeno. El extractor seleccionado permite extraer un caudal de $2.950 \text{ m}^3/\text{h}$, lo que equivale a aproximadamente 54 renovaciones por hora.



Figura 5.5: Vista desde la sala de procesamiento de hidrógeno de la división del laboratorio en dos salas

d) Diseño y montaje de la instalación eléctrica en la sala de procesamiento de hidrógeno conforme a la Normativa vigente [REBT, 2002; ITC, 2002] en relación con los locales con riesgo de incendio o explosión.

3. *Medios de prevención y lucha contra incendios.* Por último se han instalado en el laboratorio los medios de prevención y lucha contra incendios siguientes (ver figuras 5.7 a 5.9): 1) señalización de seguridad, 2) extintores contra el fuego, 3) sirenas de alarma, 4) pulsadores de paro de emergencia, 5) pulsadores de alarma manual, 6) detectores de hidrógeno, 7) central de seguridad, y 8) autómata programable para la implementación de la lógica de seguridad. El autómata programable ha de detectar cualquier situación de riesgo, así como activar las sirenas y enviar órdenes para la parada de los equipos si el riesgo detectado es alto. La central de seguridad actúa como sistema de enlace entre los detectores de hidrógeno y el autómata programable. En el apéndice F se describe la lógica de seguridad implementada y el sistema de seguridad completo.

En la figura 5.10 se muestra una vista de la sala de procesamiento de hidrógeno donde se puede observar el cuadro de instrumentación para la conexión de electrolizador, pilas de



Figura 5.6: Sistema de ventilación artificial de la sala de procesado de hidrógeno

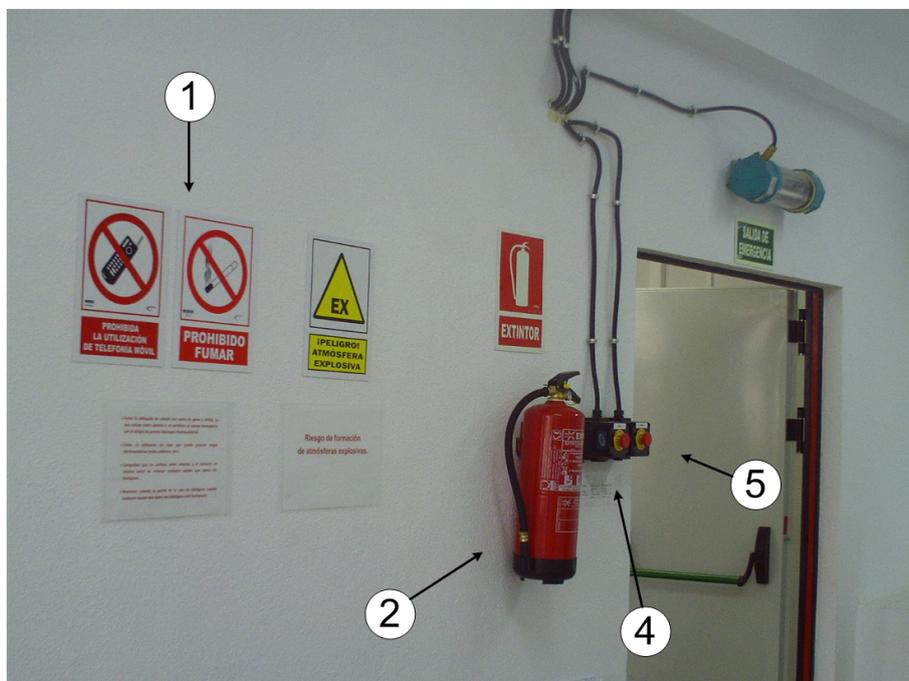


Figura 5.7: Medios de prevención y lucha contra incendios ubicados en la sala de procesado de hidrógeno I

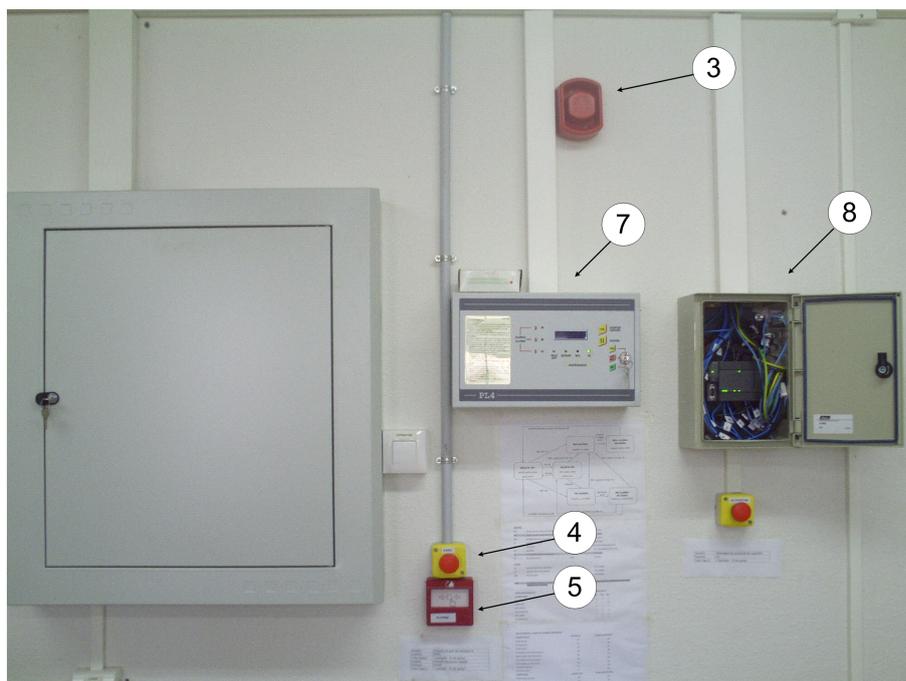


Figura 5.8: Medios de prevención y lucha contra incendios ubicados en la sala de potencia y control

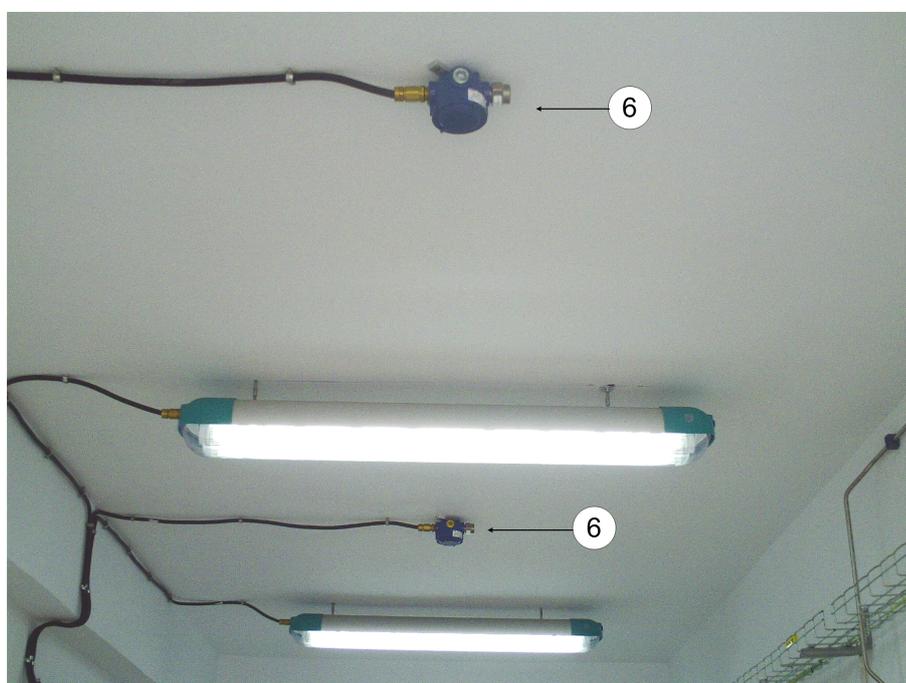


Figura 5.9: Medios de prevención y lucha contra incendios ubicados en la sala de procesado de hidrógeno II



Figura 5.10: Vista de la sala de procesamiento de hidrógeno ya montada

combustible y almacenamiento de hidrógeno (sobre la pared y separado en dos placas) y una pila de combustible.

5.4. Descripción de los equipos para la producción, almacenamiento y conversión energética de hidrógeno

En esta sección se describen las características del electrolizador, los cilindros de hidruros metálicos y las pilas de combustible comerciales que fueron seleccionados.

El electrolizador es un electrolizador alcalino (ver figura 5.11) con las características básicas siguientes:

- Fabricante: *Nitidor Clever* (Italia), tecnología de la empresa suiza *Casale Chemicals*, tecnología de celdas patentada VOLTIANA®.
- Producción nominal (en base seca): 0,5 Nm³/h.
- Rango controlable de producción: 20–100 %.
- Pureza (por volumen y en base seca): 98,8 %.



Figura 5.11: *Electrolizador alcalino de 0,5 Nm³/h*

- Presión máxima: 15 bares relativos.
- Humedad del hidrógeno saturada.
- Alimentación eléctrica: 220–230 V/50 Hz CA, 72 V CC.
- Consumo de potencia a plena carga: 3 kW.
- Consumo de agua a plena carga: 0,45 l/h.
- Dimensiones: 800 x 800 x 1500 (altura) mm.
- Agua desionizada con conductividad $< 5 \mu\text{S/cm}$.

El modelo básico descrito ha sido potenciado para nuestro laboratorio con las características añadidas siguientes:

- Analizador de gas para la determinación continua de la concentración de oxígeno en el hidrógeno producido, incluyendo su integración con el electrolizador y la monitorización de datos.

- Analizador de gas para la determinación continua de la concentración de hidrógeno en el oxígeno producido, incluyendo su integración en el electrolizador y la monitorización de datos.
- Software dedicado para el manejo remoto mediante un PC.
- Unidad de purificación de gas para pureza de hidrógeno del 99,999 %. Las impurezas de O₂ y H₂O a plena carga son ambas de un valor inferior a 10 ppm.

El almacenamiento de hidrógeno consiste en 8 cilindros de hidruros metálicos (ver figura 5.12) modelo 900L 85G250 de la empresa norteamericana *Ovonics*, con las características siguientes:

- Dimensiones: 9 cm de diámetro, 40 cm de altura.
- Peso: 7 kg.
- Capacidad de hidrógeno almacenado extraíble: 85 g (940 NI).
- Velocidad máxima de extracción: 5,5 slpm (litros estándar por minuto).
- Presión interna: 250 psig (17,24 bares relativos) a 30° de temperatura.
- Temperatura de almacenamiento: -29°C a +54°C.
- Temperatura de operación: +10°C a +75°C.

Las dos pilas de combustible son del modelo *Nexa* de *Ballard* (ver figura 5.13), con las características siguientes:

- Potencia nominal: 1,2 kW.
- Tensión de salida no regulada: 22 V a 50 V.
- Tensión nominal: 26 V.
- Combustible: 99.99 % H₂ (volumen).
- Máximo nivel de impurezas en el hidrógeno: H₂O – 0,01 % en volumen, O₂ – 500 ppm.
- Margen de presiones de suministro: 0,70–17,2 bares relativos (10,15 – 249,5 psig).



Figura 5.12: Cilindros de hidruros metálicos de 85 g de capacidad de almacenamiento

- Consumo a potencia nominal: 18,5 slpm.
- Temperatura en el *stack* a plena carga: 65°C.

Las curvas de polarización y de potencias bruta, parásita y neta de la pila se muestran en la figura 5.14. En un sistema de pila de combustible los elementos auxiliares (el BoP) deben ser alimentados también por la energía eléctrica generada en el *stack*. Esto es lo que se conoce como carga parásita, que está formada básicamente por el compresor de aire, el ventilador del sistema de refrigeración, los sensores y los sistemas de control. Se denominará como variables eléctricas netas aquellas correspondientes a la salida del sistema de pila de combustible, una vez que ha sido sustraída la carga parásita. Entonces, la curva de polarización del sistema de pila de combustible (trazo azul de la figura 5.14) se define como la tensión neta frente a la corriente neta. Esta curva será algo distinta de la curva característica del *stack* no sólo por emplear variables netas, sino porque se trata de un sistema en lazo cerrado donde los controladores internos han regulado los flujos de suministro de los reactivos en función de la demanda eléctrica solicitada. En la figura 5.14 también se muestran las potencias bruta (trazo verde), parásita (trazo negro) y neta (trazo rojo) en función de la corriente neta.

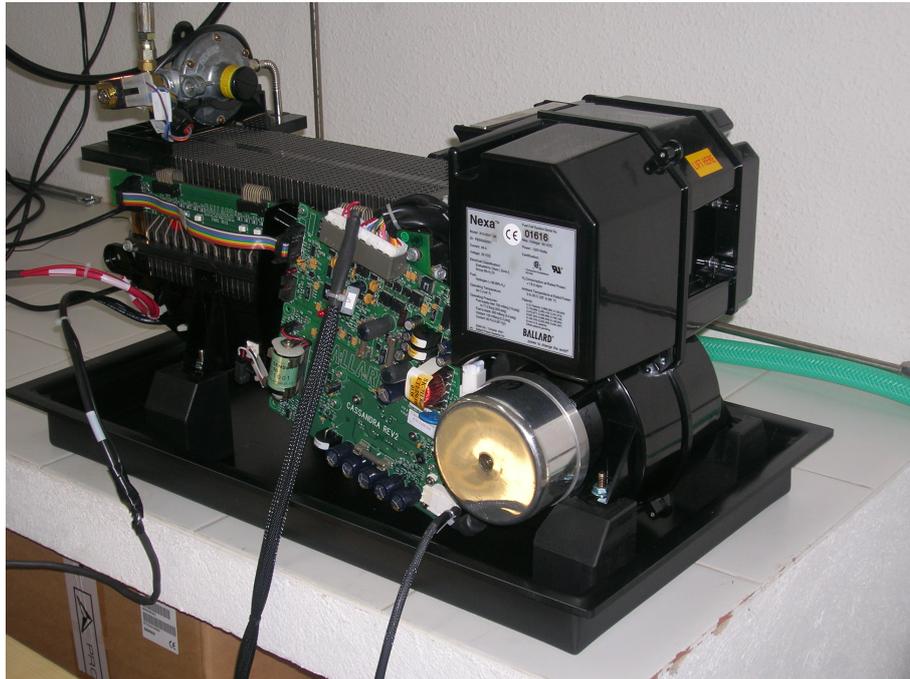


Figura 5.13: Pila de combustible de 1,2 kW

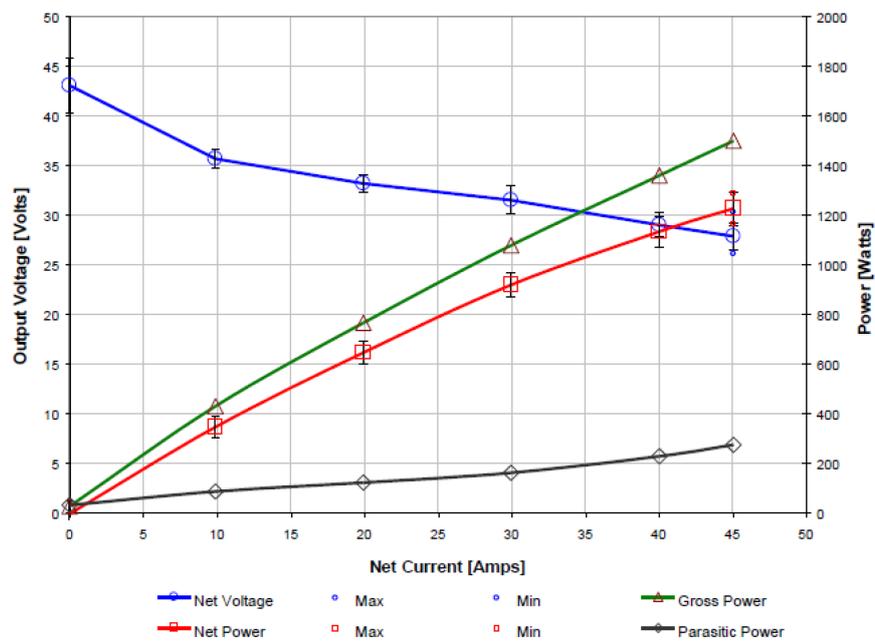


Figura 5.14: Curvas de polarización y de potencia de la pila de combustible

5.5. Análisis de la compatibilidad entre los distintos equipos

En esta sección se analiza, en primer lugar, la compatibilidad entre el electrolizador y los ocho cilindros de hidruros metálicos en aspectos como las presiones de trabajo, los caudales, la temperatura y el nivel de pureza del hidrógeno generado. Posteriormente se lleva a cabo el mismo estudio entre los ocho cilindros y las dos pilas de combustible. Como se ha comentado en la sección 5.1, el análisis de la compatibilidad de los tres equipos está basado en la escasa información que ponen a disposición los fabricantes. Una vez instalado todo el sistema se llevarán a cabo una serie de pruebas para verificar la integración de los equipos, corrigiéndose los posibles errores que, por falta de información técnica exhaustiva, se hubieran podido cometer en el diseño.

5.5.1. Integración del electrolizador y los ocho cilindros de hidruros metálicos

El hidrógeno producido por el electrolizador se almacenará en los ocho cilindros de hidruros metálicos. La información que suministra el fabricante en relación a la recarga de los cilindros es, básicamente, la siguiente:

1. La presión de recarga debe ser menor que 250 psig (17,24 bares relativos). Cuanto mayor sea la presión de recarga menor será el tiempo de recarga.
2. La temperatura de la superficie del cilindro debe estar entre 15°C y 30°C.
3. Los límites recomendados de impurezas son: agua 10 ppm, oxígeno 10 ppm. Téngase en cuenta que las impurezas que se introducen en el cilindro no son extraídas después, por lo que estos contaminantes van reduciendo la capacidad del cilindro en cada ciclo recarga-descarga.
4. No se debe superar la capacidad máxima de los cilindros.
5. Se debe permitir que los cilindros alcancen el equilibrio térmico y de presiones una vez recargados, dejando un tiempo de espera de entre 4 y 6 horas. Posteriormente se debe verificar que los valores de presión y temperatura en equilibrio se encuentren dentro de los márgenes establecidos en la figura 5.15, correspondientes con una recarga adecuada. Si se está fuera de estos márgenes se debe expulsar o introducir más hidrógeno en el cilindro según el caso.

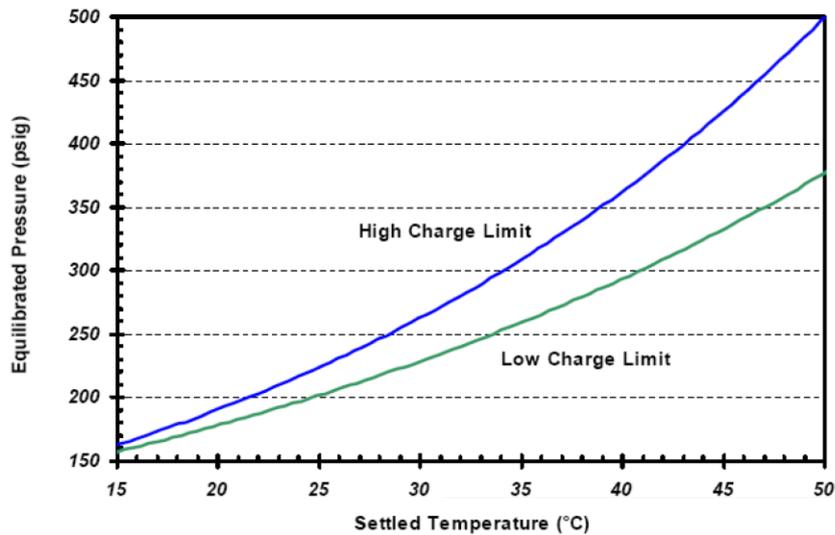


Figura 5.15: Valores de presión y temperatura en equilibrio para el cilindro modelo 85G250 de Ovonic

6. Un proceso de enfriamiento asegura una recarga más rápida y una mejor adsorción de hidrógeno. La figura 5.16 muestra la evolución de los gramos de hidrógeno recargados en función del tiempo para cuatro métodos de enfriamiento diferentes.
7. Se debe realizar una purga de aire en la instalación previa a la recarga.

En relación con las presiones, el electrolizador es adecuado para la recarga de los cilindros (15 bares relativos a la salida del electrolizador es inferior a la presión de carga máxima: 17,24 bares relativos). Por otra parte, la pureza del hidrógeno producido por el electrolizador a plena carga (<10 ppm en H₂O y O₂) también es adecuada para la recarga de los cilindros (H₂O 10 ppm, O₂ 10 ppm).

Finalmente se determinará la relación entre el caudal máximo de hidrógeno generado por el electrolizador, el rango de control de dicho caudal, el número de cilindros que se recargan al mismo tiempo y el método de enfriamiento. Si el caudal de hidrógeno producido por el electrolizador es superior al caudal máximo de absorción de los cilindros en un determinado momento para el método de enfriamiento aplicado, la presión en los cilindros aumentará. Cuando dicha presión sea superior a la máxima permitida por el electrolizador, el sistema de control del electrolizador lo parará. Tras un tiempo en espera en el que los cilindros absorban el hidrógeno en exceso, el electrolizador se puede volver a arrancar. De lo anterior se deduce que es conveniente que el caudal de hidrógeno del electrolizador pueda ser absorbido sin

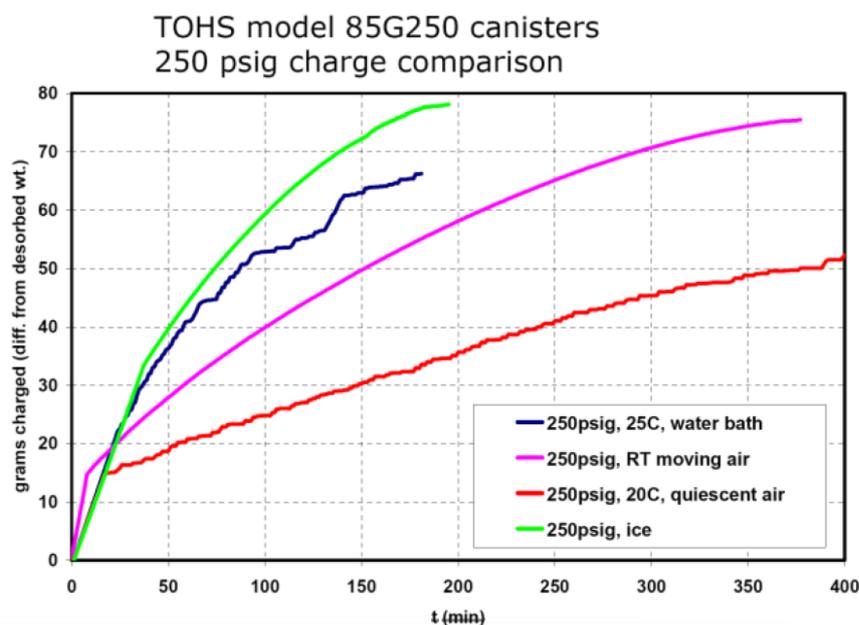


Figura 5.16: Comparación de la recarga mediante cuatro métodos de enfriamiento diferentes en el cilindro modelo 85G250 de Ovonics

problemas por los cilindros para evitar paradas frecuentes del electrolizador y retrasos en la recarga.

La única y escasa información suministrada por el fabricante en relación al comportamiento del cilindro de hidruros metálicos durante la recarga es la figura 5.16, donde se muestra la evolución del contenido de hidrógeno recargado para varios métodos de enfriamiento. A partir de dicha figura se va a deducir una información orientativa del comportamiento en la recarga de un grupo, de cualquier número de cilindros, donde se aplica cualquiera de los cuatro métodos de enfriamiento. Es importante señalar que estas conclusiones hay que tomarlas con reserva, puesto que el comportamiento real podría diferir del indicado por el fabricante en sus tests.

Según la figura 5.16, cuanto mejor sea el enfriamiento, más rápida será la recarga, como era de esperar. Se observa como en una primera fase de recarga, ésta es rápida y a velocidad constante (primera etapa de recarga), para posteriormente entrar en una fase con velocidad de recarga mucho menor. En este segundo periodo, en general, la velocidad de recarga va decreciendo conforme el cilindro se encuentre más lleno. A efectos de análisis se dividirá este segundo periodo en dos etapas, una en la que la velocidad de recarga es mayor que la velocidad media de dicho periodo (segunda etapa de carga), y otro en la que ocurre lo

Método de enfriamiento	Flujos medio/máximo de recarga (g/h)
Bajo hielo	17/60,1
En baño de agua	12,6/60,1
Flujo de aire a temperatura ambiente	7,9/114,6
Aire en reposo a 20°C	4,9/60,1

Tabla 5.1: *Flujos medio/máximo de recarga por cilindro para una presión de 250 psig*

Método de enfriamiento	Flujos medio/máximo de recarga (g/h)
Bajo hielo	14,7/52,2
En baño de agua	10,9/52,2
Flujo de aire a temperatura ambiente	6,8/99,7
Aire en reposo a 20°C	4,2/52,2

Tabla 5.2: *Flujos medio/máximo de recarga por cilindro para una presión de 217,56 psig*

contrario (tercera etapa de carga).

En la tabla 5.1 se muestra la velocidad de recarga media para un cilindro descrita anteriormente, y la velocidad de recarga máxima (en la primera etapa) para los cuatro métodos de enfriamiento de la figura 5.16.

Puesto que el electrolizador suministra hidrógeno a una presión de 15 bares relativos (217,56 psig), los valores de la tabla 5.1 no son aplicables a dicho caso. Para solventar este problema se ha supuesto que los flujos de adsorción son proporcionales a las presiones de recarga. De hecho, puesto que se ha disminuido la presión (de 250 psig a 217,56 psig), los flujos de adsorción también se reducirían, y por tanto se está contemplando una situación que beneficia el proceso de recarga, lo que favorece la asunción de esta hipótesis.

En la tabla 5.2 se recogen los valores estimados de las magnitudes de la tabla 5.1 pero considerando ahora una presión de carga de 15 bares relativos (217,56 psig). En la tabla 5.3 se muestra la estimación de la velocidad de recarga media del segundo periodo a una presión de 15 bares relativos para cualquier grupo de uno a ocho cilindros.

El rango de control del caudal de producción del electrolizador es de 20 % - 100 % x 0,5 Nm³/h. Esto implica que se tiene un rango de caudal de 9 g/h - 45 g/h. Consecuentemente, si el caudal de hidrógeno producido es inferior a la velocidad de recarga media descrita con anterioridad para un determinado número de cilindros y para un método de enfriamiento concreto, el electrolizador sólo puede sufrir paradas en la tercera etapa de recarga. En dicha etapa se debe reducir el caudal de producción si se quiere terminar la recarga sin interrupciones de funcionamiento en el electrolizador. En consecuencia, en la tabla 5.3 se han

Estimación del flujo medio de recarga (g/h)	1 c	2 c	3 c	4 c	5 c	6 c	7 c	8 c
Bajo hielo	14,7	29,4	44,1	58,8	73,5	88,2	102,9	117,6
En baño de agua	10,9	21,8	32,7	43,6	54,5	65,4	76,3	87,2
Flujo de aire a temp. ambiente	6,8	13,6	20,4	27,2	34	40,8	47,6	54,4
Aire en reposo a 20°C	4,2	8,4	12,6	16,8	21	25,2	29,4	33,6

Tabla 5.3: *Estimación del flujo medio de recarga para varios cilindros a una presión de 217,56 psig*

marcado en verde los casos en los que una producción del 100 % del electrolizador sólo necesita regular su caudal en la tercera etapa; en azul aquellos casos en los que habría que regular el caudal del electrolizador en la segunda y tercera etapas; y en rojo aquellos casos en los que el caudal mínimo del electrolizador puede ser demasiado grande para la capacidad de recarga de los cilindros en la segunda y tercera etapa. Si se observan los caudales máximos de la tabla 5.2, se puede llegar a la conclusión de que en ningún caso el caudal del electrolizador es demasiado grande para presentar problemas de adsorción en la primera etapa de recarga.

Del análisis de la tabla 5.3 se deduce también que para el peor método de enfriamiento, tienen que recargarse un mínimo de tres cilindros para que la recarga no presente demasiados problemas con las paradas, siendo necesaria la regulación del caudal del electrolizador en la segunda y tercera etapas. Por otro lado, para recargar un grupo de ocho cilindros se puede observar que el segundo peor método de enfriamiento ya no es problemático, a excepción de la necesidad de regulación del caudal de producción en la tercera etapa de recarga, que existirá en todos los casos. En resumen, se puede concluir que, *a priori*, el electrolizador es adecuado para la recarga de los cilindros en relación al caudal de producción. Una vez instalado el sistema se deberán realizar las pruebas oportunas para verificar todas estas hipótesis y para elegir el método de enfriamiento adecuado.

En consecuencia, se concluye que la recarga de los cilindros mediante el electrolizador seleccionado es adecuada en relación a las presiones de trabajo, a la pureza y a los caudales del hidrógeno. Del análisis anterior se deduce también el interés de instalar un lazo de regulación para la presión de salida del electrolizador, de modo que actúe sobre la capacidad de producción del electrolizador para impedir que la presión no supere los 15 bares relativos, lo cual garantizará que no se produzcan paradas en el electrolizador. La posibilidad de controlar la capacidad de producción del electrolizador vía remoto permitirá instalar un controlador digital para tal fin.

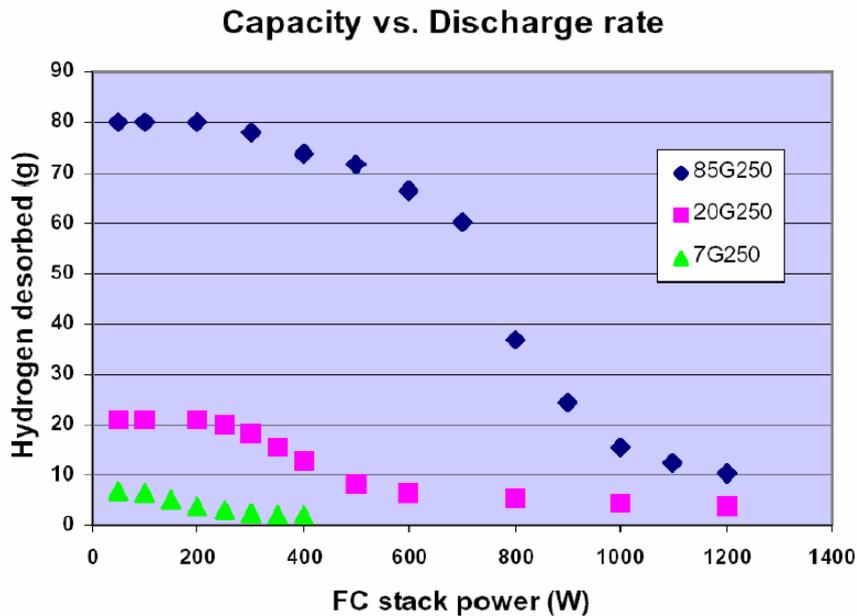


Figura 5.17: Capacidad en hidrógeno frente a la razón de descarga en el cilindro modelo 85G250 de Ovonic

5.5.2. Integración de las dos pilas de combustible y los ocho cilindros de hidruros metálicos

En relación a las presiones de trabajo y a la pureza del hidrógeno, los cilindros de hidruros metálicos y las pilas son compatibles (ver sección 5.4). Nótese que el hidrógeno suministrado por un tanque de hidruros metálicos es de una pureza muy alta, ya que las impurezas quedan depositadas en el interior del cilindro.

A continuación se procede a verificar la adecuación de los flujos máximos de desorción indicados por el fabricante de los cilindros a los flujos necesarios para las pilas de combustible. El fabricante de los cilindros ofrece dos datos en relación al flujo máximo de descarga de los cilindros:

1. El flujo de hidrógeno extraído de un cilindro debe ser menor que 5,5 slpm.
2. La capacidad de descarga de hidrógeno de un cilindro frente a la velocidad de descarga (expresada en kW de potencia del *stack* de la pila), con ayuda de un leve calentamiento mediante el flujo de aire sobre la superficie del cilindro, viene determinada por la figura 5.17.

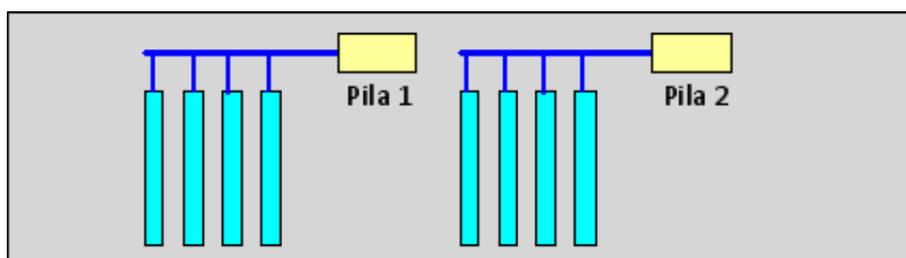


Figura 5.18: Configuración I de la conexión pilas con cilindros

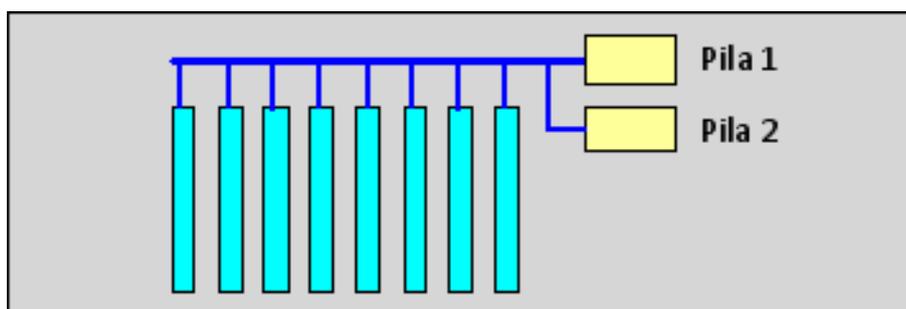


Figura 5.19: Configuración II de la conexión pilas con cilindros

Es necesario establecer qué configuración en la conexión entre cilindros y pilas se va a considerar. Se analizarán las dos configuraciones representadas en las figuras 5.18 y 5.19.

La ventaja de la configuración II es que el suministro de hidrógeno es común para las dos pilas, evitando de esta manera el agotamiento de combustible para cualquiera de ellas. Además, si sólo trabaja una pila de combustible el flujo solicitado por cilindro es menor, con lo que aumenta la capacidad de descarga (ver figura 5.17). Como desventaja hay que señalar que la configuración II es más susceptible de desequilibrios (presiones, caudales, cantidad de hidrógeno almacenado y temperaturas distintas en cada cilindro), puesto que son ocho los cilindros conectados en paralelo.

El flujo máximo de descarga solicitado por las pilas de combustible para un cilindro en cada una de las configuraciones I y II es $18,5/4 \text{ slpm} = 4,63 \text{ slpm}$, donde $18,5 \text{ slpm}$ es el máximo consumo de la pila *Nexa* según el fabricante. Se verifica que dicho valor es menor que el flujo máximo de descarga para un cilindro según el fabricante ($5,5 \text{ slpm}$).

Por otra parte, la potencia bruta generada en el *stack* a plena carga es $1,5 \text{ kW}$ (ver figura 5.14). En las dos configuraciones esta potencia se repartiría entre cuatro cilindros, resultando una potencia solicitada en forma de hidrógeno de 375 W por cada cilindro. Introduciendo dicho valor en la figura 5.17 se concluye que para el funcionamiento a plena carga de las dos

pilas se aprecia una pequeña disminución de la capacidad de descarga de hidrógeno de un cilindro, pasando de 80 g a 75 g aproximadamente.

Conforme a todo lo anterior se concluye que los cilindros y las pilas de combustible no presentan problemas de incompatibilidad.

5.6. Diseño del cuadro de instrumentación

En la figura 5.20 se muestra un esquema del cuadro de instrumentación diseñado. Este cuadro tiene por objeto la conexión del electrolizador, los ocho cilindros de hidruros metálicos, las dos pilas de combustible y la acometida procedente del almacenamiento alternativo externo por botellas de hidrógeno comprimido.

Existen tres modos de operación:

1. Recarga de los cilindros con el hidrógeno producido en el electrolizador (modo recarga).
2. Suministro de hidrógeno desde los cilindros a las dos pilas de combustible (modo suministro).
3. Suministro de hidrógeno a las pilas de combustible a partir de la alimentación externa mediante botellas de hidrógeno comprimido.

El cambio al último modo de operación se ha resuelto mediante cuatro válvulas antirretorno y dos válvulas de tres vías según se detalla en el recuadro en línea discontinua de la figura 5.20.

Para posibilitar los modos suministro y recarga de los cilindros el cuadro dispone de los elementos siguientes: válvulas manuales de dos vías, válvulas manuales de tres vías, válvulas antirretorno, una válvula de seguridad, un filtro, un intercambiador de calor para el enfriamiento del hidrógeno procedente del electrolizador, manómetros, termómetros para la medición de la temperatura del hidrógeno y para la temperatura superficial de los cilindros, medidores de flujo másico para el caudal de hidrógeno, y analizadores de pureza del hidrógeno. Lógicamente, el diseño del esquema del cuadro está basado en la información proporcionada por los fabricantes de los equipos, la cual reiteramos que es bastante escasa. Por ello, si bien el objetivo final es tener toda la instrumentación de la figura 5.20 completamente automatizada, en esta primera fase, cuando aún no se tiene la certeza de que todos los procedimientos diseñados de trasiego y recarga de hidrógeno van a funcionar correctamente,

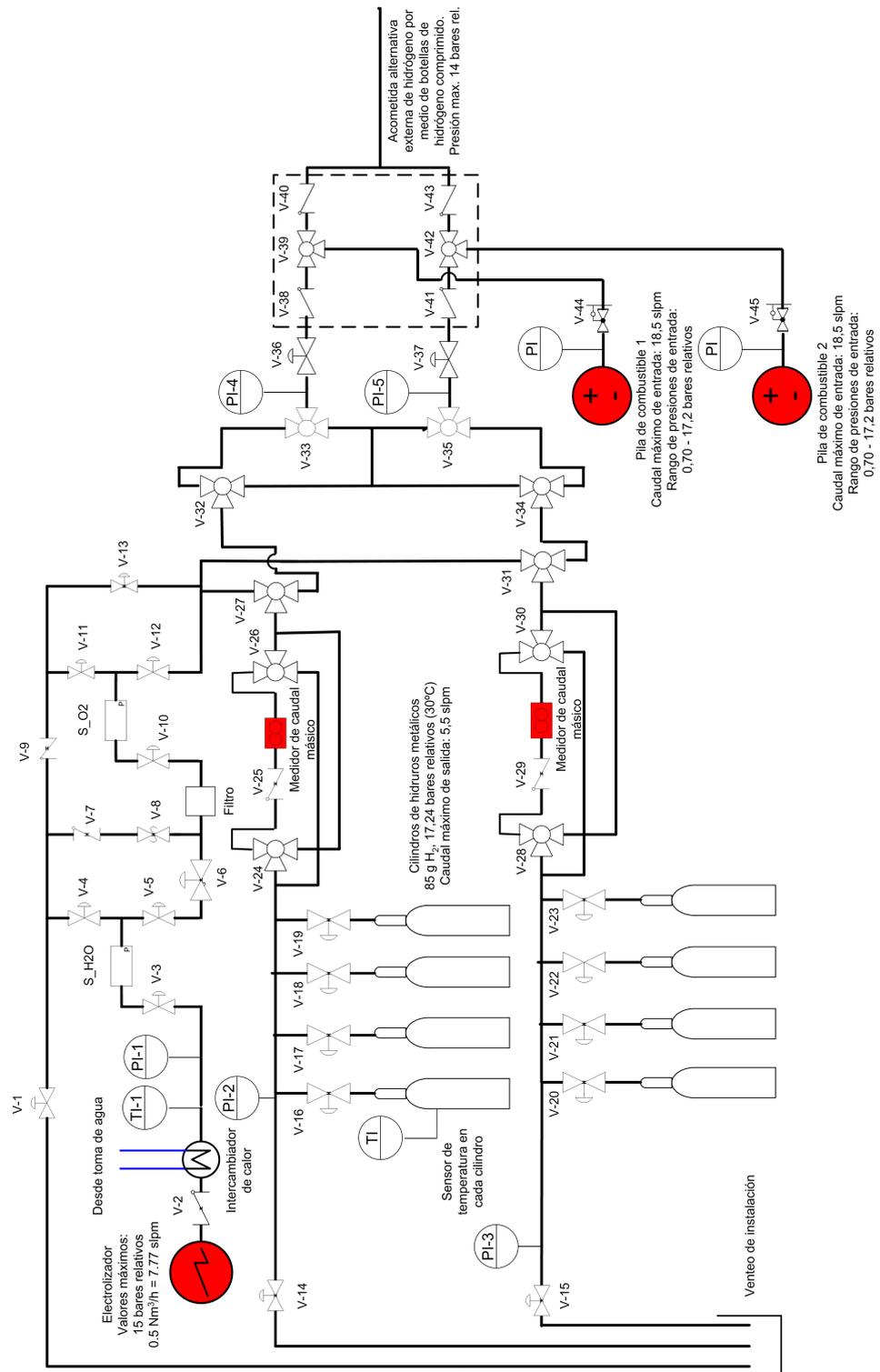


Figura 5.20: Esquema del cuadro de instrumentación

se ha optado por que los procesos de suministro y recarga de hidrógeno se realicen a mano, de modo que las válvulas de la figura 5.20 son manuales.

Las válvulas de tres vías V-24, V-26, V-27 y V-28, V-30, V-31 permiten pasar de modo recarga a paro y de paro a modo suministro. Nótese como gracias al montaje con cuatro válvulas de tres vías y dos válvulas antirretorno (V-25 y V-29) los medidores de flujo pueden medir la cantidad de hidrógeno que fluye en ambos sentidos.

Las válvulas de tres vías V-32, V-33, V-34 y V-35 permiten ejecutar de dos formas el modo suministro, según las dos configuraciones de las figuras 5.18 y 5.19. Los manómetros PI-4 y PI-5 permiten medir la presión de salida hacia las pilas de combustible.

La válvula V-8 es una válvula de seguridad para la protección de la instalación en el modo recarga, de modo que tras una alta presión el hidrógeno sobrante es venteado hasta el exterior. Por tanto, la válvula V-1 debe estar siempre abierta cuanto se está en modo recarga. El filtro protege a los medidores de flujo de las impurezas procedentes del electrolizador.

Se ha colocado un intercambiador de calor a la salida del electrolizador con el propósito de reducir la temperatura del hidrógeno producido, ya que éste puede alcanzar los 81°C. De esta manera se protegen los medidores de flujo másico que permiten una temperatura máxima de entrada de 50°C. El fluido refrigerante es agua procedente de la red pública de suministro. Una solución más apropiada a esta primera que requiere un consumo continuo (aunque pequeño) de agua, consistirá en la realización de un circuito cerrado de recirculación de agua con etapa enfriadora. Realmente este circuito será parte del necesario para aprovechar el *residuo* producido por las pilas en su funcionamiento. Cabría pensar en una solución alternativa mediante la adquisición de otro medidor de flujo másico con menores restricciones en cuanto a la temperatura de trabajo. Sin embargo, luego aparecería el problema en las restricciones de temperatura del hidrógeno para recargar los cilindros. En cualquier caso siempre es aconsejable evitar temperaturas elevadas de hidrógeno en la instalación.

A continuación se describe el procedimiento para la recarga manual de los cilindros, lo que explicará las funciones del resto de elementos de la instalación aún no nombrados:

1. Arranque y producción de hidrógeno por parte del electrolizador.
2. Purga de aire inicial. Las válvulas V-1, V-13, V-14 y V-15 deben abrirse inicialmente para ventear hacia el exterior el hidrógeno generado, de manera que arrastre al aire contenido en las canalizaciones. Se debe permitir que el hidrógeno siga esas trayectorias abriendo las válvulas adecuadas.

3. Apertura de la toma de agua de la red² para llevar a cabo el enfriamiento del hidrógeno generado.
4. Medida de la presión de salida del electrolizador mediante el manómetro PI-1. Si la presión medida supera el valor máximo permitido (17,24 bares relativos) se debe parar el electrolizador y ventear el hidrógeno que se ha producido a través de las válvulas V-13 y V-1. En cualquier caso el electrolizador debe producir hidrógeno como máximo a 15 bares relativos.
5. Medida de la pureza del hidrógeno generado. Los analizadores S_H2O y S_O2 miden la concentración de agua y oxígeno respectivamente. Si alguno de estos valores están por encima del valor máximo permitido (10 ppm) se llevará el hidrógeno producido al punto de venteo. Si la concentración alta es la de agua, la válvula V-5 corta la alimentación y la válvula V-4 ventea el hidrógeno. Por otro lado, si la concentración alta es la de oxígeno, la válvula V-12 corta la alimentación y la válvula V-11 ventea el hidrógeno.
6. Medida de la temperatura del hidrógeno a la salida del intercambiador de calor mediante el termómetro TI-1. Si la temperatura supera los 50°C pueden dañarse los medidores de flujo másico, con lo cual el hidrógeno se debe ventear actuando sobre las válvulas V-4 y V-5.
7. Cuando todos los valores anteriores son correctos, se admitirá el paso del hidrógeno a los cilindros.
8. Medida de la temperatura superficial de los cilindros mediante los sensores de temperatura en cada cilindro (TI). Si la temperatura no se encuentre dentro de los límites permitidos (15°C–30°C) se debe detener el proceso de recarga parando el electrolizador.
9. Medida de la cantidad de hidrógeno cargado en los cilindros mediante los medidores de flujo másico. Se debe detener del proceso de recarga parando el electrolizador en el momento que los cilindros ya han sido cargados con la cantidad de hidrógeno suficiente.
10. Espera de un periodo de tiempo necesario (4 o 6 horas) para que los cilindros alcancen el equilibrio térmico y de presiones.

²Aunque realmente no se ha hecho aún, hay que prever un automatismo que detenga la generación de hidrógeno si por cualquier causa se corta la alimentación de agua.

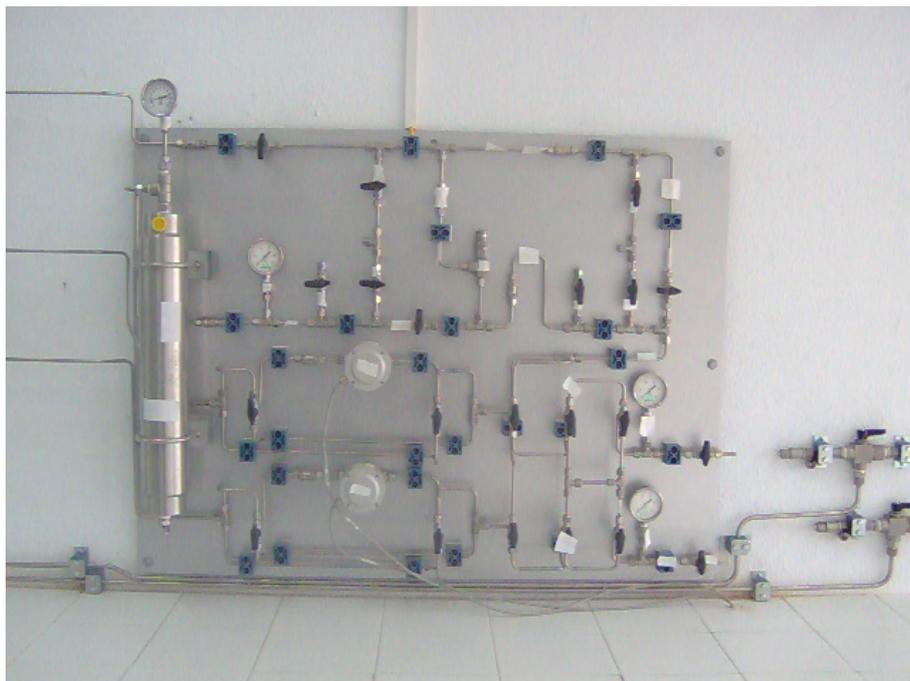


Figura 5.21: *Cuadro de instrumentación: parte I*

11. Medida de la presión en el interior de los cilindros (mediante los manómetros PI-2 y PI-3) y las temperaturas superficiales para comprobar los valores en equilibrio. Si estos valores en algún cilindro están fuera del rango establecido en la figura 5.15, se procede a expulsar el hidrógeno necesario, o a cargar hidrógeno adicional en el cilindro afectado, para lo cual se actuará sobre su válvula (V-16 a V-23).

Finalmente, las tomas de hidrógeno para las pilas de combustible (fuera del cuadro de instrumentación) disponen de válvulas reductoras de presión (V-44 y V-45). Nótese que el rango de presiones de funcionamiento para las pilas es 0,70–17,2 bares relativos. Por razones de seguridad se hará trabajar a las pilas, en la medida de lo posible, a bajas presiones (en torno a 3 bares relativos).

En las figuras 5.21 y 5.22 se muestra el cuadro de instrumentación construido e instalado en el laboratorio. Está colocado sobre la pared y separado en dos placas.

5.7. Conclusiones

En este capítulo se ha descrito el diseño de un laboratorio de investigación dedicado a producción, almacenamiento y conversión energética de hidrógeno en base a varios equipos

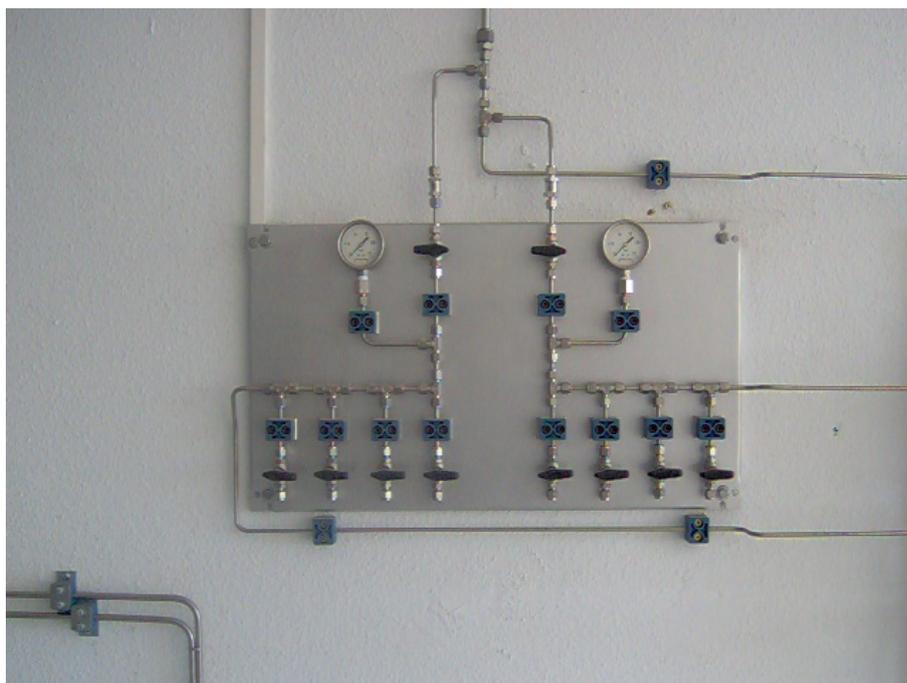


Figura 5.22: *Cuadro de instrumentación: parte II*

comerciales, a saber, un electrolizador alcalino, ocho cilindros de hidruros metálicos y dos pilas de combustible. En principio se han previsto dos configuraciones básicas, a saber, como sistema de potencia aislado (cuando se conecta el electrolizador a un sistema de energía renovable, ubicado en otro laboratorio, y las pilas de combustible al bus CC), o bien como sistema de potencia de respaldo (cuando se conecta el electrolizador a la red eléctrica y la salida de las pilas de combustibles al bus CC).

El dimensionado se llevó a cabo en base a criterios de coste y de disponibilidad comercial, y no a partir de unas especificaciones en la demanda energética. Se ha comprobado la compatibilidad de los equipos en aspectos como la pureza del hidrógeno, presiones, caudales y temperaturas. Por otra parte, con objeto de hacer el sistema desarrollado seguro a la vez que versátil, se ha diseñado y montado un cuadro de instrumentación para la conexión del electrolizador, los ocho cilindros de hidruros metálicos, las dos pilas de combustible y la acometida alternativa externa por medio de botellas de hidrógeno comprimido. Mediante un conjunto de válvulas, se puede seleccionar el modo de operación del sistema, a saber: 1) recarga de los cilindros con el hidrógeno producido en el electrolizador (modo recarga), 2) suministro de hidrógeno desde los cilindros de hidruros metálicos a las dos pilas de combustible (modo suministro), y 3) suministro de hidrógeno a las pilas de combustible a partir

de la acometida externa de hidrógeno comprimido. Además, el cuadro contiene la instrumentación necesaria para llevar a cabo la recarga de los cilindros y suministro desde los mismos. En cualquier caso, el diseño del sistema ha de entenderse como una solución aún no óptima, puesto que está basada en información muy escasa suministrada por los fabricantes, lo que permite prever que serán necesarias modificaciones y ajustes tanto en la puesta en marcha como con la experiencia adquirida en el funcionamiento continuo. De ahí que para este primer prototipo se hayan previsto controles y actuaciones manuales.

Por otra parte, también se han descrito en este capítulo las medidas tomadas para llevar a cabo la adaptación del laboratorio de hidrógeno a las normativas de seguridad españolas relativas a la protección contra explosiones. Estas medidas se clasifican en tres tipos: 1) medidas organizativas, 2) medidas de infraestructura, y 3) medios de prevención y lucha contra incendios.

Conclusiones y desarrollos futuros

El objetivo de este capítulo es exponer las conclusiones de la Tesis, indicar las líneas de investigación abiertas y los desarrollos futuros que se contemplan.

Los desarrollos llevados a cabo en esta Tesis pueden dividirse en dos grupos. Por un lado están los trabajos relacionados con la optimización del dimensionado de sistemas de potencia basados en energía fotovoltaica y en tecnologías de hidrógeno (capítulo 3 y 4), y por otro los trabajos encaminados al diseño de un laboratorio flexible (que permite diferentes configuraciones) para la producción, almacenamiento y conversión energética de hidrógeno en base a varios equipos comerciales, prestando gran atención al cumplimiento de las normativas de seguridad pues va a ser dedicado a tareas de investigación en el ámbito del hidrógeno como vector energético (capítulo 5). A continuación se expondrán las conclusiones y los desarrollos futuros por cada capítulo.

El primer objetivo del **capítulo 3** es demostrar el aumento del rendimiento anual de un sistema fotovoltaico aislado cuando la etapa de acondicionamiento de potencia está basada en el paralelizado de convertidores CC/CC. El segundo objetivo es trasladar esta mejora al dimensionado del sistema fotovoltaico y, por tanto, a su coste. Nótese la importancia de una disminución en el coste en los sistemas de energía renovable, especialmente en el caso de los sistemas fotovoltaicos, que poseen una alta inversión. Para tal fin se ha desarrollado una metodología, apoyada en simulaciones del comportamiento a largo plazo del sistema de potencia, que permite seleccionar la configuración con el coste de ciclo de vida mínimo. Es decir, se obtiene el tamaño del generador fotovoltaico, del banco de baterías y el número de convertidores CC/CC en paralelo, de modo que pueda ser satisfecho al menor coste un determinado perfil de carga, teniendo en cuenta las condiciones solares marcadas por la

localización donde se plantea la instalación. La metodología permite seleccionar entre dos tipos de técnicas para el control de los convertidores en paralelo que permiten la reducción de pérdidas, a saber, la denominada de *desfasado* (*interleaving*) y la que resulta de la aplicación de un esquema de funcionamiento en el que el número de convertidores activos es el mínimo necesario para suministrar la carga demandada en un determinado instante. Por otra parte, la metodología desarrollada se basa en la ejecución de las simulaciones mediante la herramienta HOMER, para lo cual ha sido necesario el desarrollo e implementación de nuevos algoritmos que la herramienta no poseía.

La metodología se aplicó en el dimensionado de un sistema fotovoltaico aislado para el suministro de una estación de telecomunicaciones con una demanda de 2 kWh/día y 339 W de potencia máxima. Dicho dimensionado se llevó a cabo en tres localizaciones con diferentes latitudes. La técnica elegida para el control de los convertidores en paralelo es la segunda mencionada con anterioridad. En los tres casos el uso del paralelizado de convertidores derivó en una mejora en el coste del ciclo de vida del sistema fotovoltaico necesario. Se pudo comprobar, además, que la reducción de coste es más significativa cuando el recurso solar es pobre.

Puesto que el trabajo desarrollado en el **capítulo 3** ha supuesto el desarrollo de una nueva metodología de optimización de dimensionado en sistemas fotovoltaicos, los caminos abiertos son muy numerosos. A continuación se indican algunos **desarrollos futuros** que se abordarán:

1. Mejorar la metodología para reducir el número de simulaciones y de transferencias de datos, a fin de facilitar su ejecución por parte del usuario.
2. Llevar a cabo una comparativa entre las dos técnicas para el control de los convertidores en paralelo con objeto de estudiar cuál de ellas permite una mayor mejora económica.
3. Realizar un análisis de sensibilidad con objeto de descubrir las variables con más incidencia en la mejora económica.
4. Analizar con más detalle la influencia de la latitud en la optimización del dimensionado.
5. Analizar los resultados de la metodología empleando modelos más precisos, como por ejemplo los empleados en la herramienta de simulación HYBRID2.

6. Extender la metodología desarrollada al dimensionado de sistemas híbridos donde una de las fuentes de potencia es un generador fotovoltaico con etapa de acondicionamiento de potencia formada por convertidores en paralelo.

Respecto a los objetivos cubiertos en el **capítulo 4** pueden resumirse en los siguientes:

1. Propuesta de utilización de sistemas híbridos de potencia pila de combustible + baterías en los sistemas de respaldo de potencia. A diferencia de los sistemas de pila de combustible empleados generalmente en estos sistemas, en esta propuesta el banco de baterías no sólo ejecuta funciones secundarias sino que también contribuye a satisfacer la carga en estado estacionario. Se dispone, por tanto, de más grados de libertad para la búsqueda de soluciones de respaldo más económicas, lo que puede repercutir positivamente en la competitividad comercial de los sistemas basados en pilas de combustible.
2. Planteamiento del problema de dimensionado de los sistemas híbridos de potencia propuestos en el apartado anterior. El objetivo del dimensionado es la determinación del sistema de potencia de menor coste de ciclo de vida que satisfaga la demanda energética durante un tiempo de autonomía establecido a partir de estadísticas de las perturbaciones en la red eléctrica. Este nuevo planteamiento de dimensionado de sistemas híbridos pila de combustible + baterías es original y diferente a los encontrados en la literatura científica, mayoritariamente enfocadas a los sistemas de propulsión de vehículos.
3. Desarrollo de una metodología para la resolución del problema anterior cuando se disponga del conocimiento del perfil horario de carga y de estadísticas sobre las perturbaciones eléctricas. Como resultado se obtiene, con un criterio de coste mínimo, el tamaño de la pila de combustible, del tanque de hidrógeno y del banco de baterías que son suficientes para alimentar la carga durante la presencia de perturbaciones eléctricas. Esta metodología también se ha basado en la herramienta HOMER para la ejecución de las simulaciones del comportamiento a largo plazo. Por otra parte, la estrategia de gestión de la energía, que establece el reparto de potencia entre las fuentes, se basó en un conjunto de reglas, cuyos objetivos, en orden de prioridad, son los siguientes: 1) reducir la capacidad necesaria del banco de baterías, y 2) reducir el consumo de hidrógeno.

4. Aplicación de la metodología desarrollada en el dimensionado de un sistema de potencia de respaldo para una estación de telecomunicaciones. Se han considerado dos perfiles de carga tipo, ambos con potencia media máxima de 3 kW y autonomía de 22 horas. El sistema se ha dimensionado y resuelto para ambos perfiles. Por último, también se han evaluado las soluciones no híbridas, esto es, aquellas basadas exclusivamente en baterías o en pila de combustible.

Casi todas las soluciones de dimensionado evaluadas en los cuatro casos se pueden ordenar económicamente según el tamaño de la pila de combustible, pues es el elemento más caro. A mayor potencia nominal de la pila de combustible, el coste del ciclo de vida ha resultado mayor. Sin embargo, la hibridación ha resultado adecuada para uno de los ejemplos considerados, y potencialmente interesante para cualquier aplicación de respaldo con tiempo de autonomía alto y perfil de carga conocido. En cualquier caso, la tendencia actual del mercado con un abaratamiento continuo de los costes de las pilas de combustible, así como la mayor disponibilidad en las redes de distribución de hidrógeno, permite vaticinar un futuro muy prometedor para los sistemas híbridos pila de combustible + baterías, ya que serán cada vez más competitivos.

En relación a las nuevas líneas de investigación abiertas por los trabajos desarrollados en el **capítulo 4**, éstas son numerosas, ya que ahora se dispone de un nuevo método para la optimización del dimensionado de sistemas híbridos basados en pila de combustible aplicados a los sistemas de respaldo. Se comentan a continuación algunos **desarrollos futuros** que se pretenden abordar:

1. Extensión de la metodología desarrollada para que se consideren, además de las pilas de hidrógeno de tipo PEM y el suministro de éste, otros tipos de pilas que trabajen con otros combustibles y sistemas que producen hidrógeno *in situ* mediante un electrolizador.
2. Estudio de la implementación en tiempo real de la estrategia de gestión de la energía desarrollada. Cabría preguntarse qué problemática surgirá cuando el conjunto de reglas desarrollado para establecer el reparto de potencia quiere aplicarse en tiempo real.
3. Modificación de la estrategia de optimización aplicada y análisis de los nuevos resultados. La estrategia de optimización aplicada es una técnica enumerativa que se basa en los pasos siguientes: 1) elección de las potencias nominales de la pila de combustible

que se van a probar; 2) para cada potencia nominal de la pila, aplicación de las reglas que establecen el reparto de potencia; 3) obtención del mínimo tamaño del banco de baterías, en base a su modelo dinámico, que satisface el perfil de potencias de suministro y recarga derivados del reparto de potencia anterior; y 4) cálculo del coste del ciclo de vida de cada solución. Esta estrategia es sencilla pero no garantiza una solución óptima. La modificación que se propone es variar la secuencia de determinación de las variables de diseño, de manera que la secuencia de pasos sea la siguiente: 1) cada valor de las potencias nominales de la pila de combustible que se quiere analizar, se combina con cada tamaño del banco de baterías a considerar; 2) para cada una de las combinaciones anteriores se obtiene, haciendo uso de optimización dinámica, la distribución óptima de potencias que, satisfaciendo las necesidades energéticas y el comportamiento del banco de baterías, minimice el consumo de hidrógeno; y 3) elección de la solución de menor coste de ciclo de vida.

4. Determinación de la influencia del modelo de la batería en los resultados de la metodología. El modelo dinámico empleado es el modelo KiBM, usado por HOMER. Cabría preguntarse si los resultados de la metodología difieren significativamente cuando se emplee otro modelo.
5. Estudiar el problema de dimensionado en los casos en los que no se conozca el perfil horario de carga. En principio, habría que averiguar qué otro tipo de información sobre la demanda energética puede obtenerse para el dimensionado. Una vez adquirida esta información se debe analizar cómo enfocar el problema de optimización, que derivaría probablemente en un problema estocástico.

En el **capítulo 5** se ha descrito el procedimiento de diseño de un laboratorio de investigación para la producción, almacenamiento y conversión energética de hidrógeno en base a varios equipos comerciales, a saber, un electrolizador alcalino, ocho cilindros de hidruros metálicos y dos pilas de combustible. El propósito de la investigación del laboratorio diseñado se centra en el ámbito de los sistemas híbridos que emplean hidrógeno como vector energético. En principio se han previsto dos configuraciones básicas, a saber, como sistema de potencia aislado (cuando se conecta el electrolizador a un sistema de energía renovable, ubicado en otro laboratorio, y las pilas de combustible al bus CC), o bien como sistema de

potencia de respaldo (cuando se conecta el electrolizador a la red eléctrica y la salida de las pilas de combustibles al bus CC).

El dimensionado se llevó a cabo en base a criterios de coste y de disponibilidad comercial, y no a partir de unas especificaciones en la demanda energética. Se ha comprobado la compatibilidad de los equipos en aspectos como la pureza del hidrógeno, presiones, caudales y temperaturas. Por otra parte se ha diseñado e instalado un cuadro de instrumentación para la conexión del electrolizador, los ocho cilindros de hidruros metálicos, las dos pilas de combustible y la acometida alternativa externa por medio de botellas de hidrógeno comprimido. Mediante un conjunto de válvulas, se puede seleccionar el modo de operación del sistema, a saber: 1) recarga de los cilindros con el hidrógeno producido en el electrolizador (modo recarga), 2) suministro de hidrógeno desde los cilindros de hidruros metálicos a las dos pilas de combustible (modo suministro), y 3) suministro de hidrógeno a las pilas de combustible a partir de la acometida externa de hidrógeno comprimido. Además, el cuadro contiene la instrumentación necesaria para llevar a cabo la recarga de los cilindros y suministro desde los mismos. En cualquier caso, el diseño del sistema ha de entenderse como una solución preliminar puesto que está basada en la escasa información suministrada por los fabricantes, lo que permite prever que serán necesarias modificaciones y ajustes posteriores tanto en la puesta en marcha como a partir de la experiencia adquirida con el funcionamiento continuo. De ahí que para este primer prototipo se hayan previsto controles y actuaciones manuales.

Por otra parte, también se han descrito en este capítulo las medidas tomadas para llevar a cabo la adaptación del laboratorio de hidrógeno a las normativas de seguridad relativas a la protección contra explosiones. Estas medidas se clasifican en tres tipos: 1) medidas organizativas, 2) medidas de infraestructura, y 3) medios de prevención y lucha contra incendios.

Puesto que el laboratorio de hidrógeno va a ser dedicado a tareas de investigación en el ámbito del hidrógeno como vector energético, la existencia de líneas futuras de investigación son la motivación principal de los trabajos expuestos en el **capítulo 5**. Se expone a continuación un conjunto de **desarrollos futuros** que se quieren llevar a cabo:

1. Comprobación del diseño del sistema, pues fue concebido en base a la escasa información suministrada por los fabricantes. Los aspectos a verificar son, entre otros: 1) el proceso de recarga de los cilindros de hidruros metálicos a partir del electrolizador, y 2) la integración de los cilindros de hidruros metálicos con las pilas de combustible.
2. Automatización del cuadro de instrumentación.

3. Cierre hacia el electrolizador del circuito de agua generada por las pila de combustible.
4. Intercambio térmico entre las pilas de combustible y los cilindros para favorecer la extracción de hidrógeno de los cilindros (en el proceso de desorción es necesario calentar el hidruro).
5. Alimentación del electrolizador desde un sistema fotovoltaico (producción renovable de hidrógeno). Esto permitirá hacer completamente renovable la generación eléctrica mediante el sistema híbrido paneles fotovoltaicos + electrolizador + pilas de combustible.
6. Gestión de la energía en el sistema de potencia aislado formado por el sistema fotovoltaico, sistema de hidrógeno y banco de baterías.
7. Gestión de la energía en el sistema de potencia de respaldo formado por pila de combustible y banco de baterías.
8. Gestión de la energía cuando se emplean dos pilas de combustible.
9. Documentación operativa de los equipos trabajando de forma aislada y en conjunto.

Breve descripción de la herramienta HOMER

EN este apéndice se realiza una descripción de los parámetros de entrada que requiere la herramienta y los resultados que devuelve, así como los conceptos necesarios para entender cómo funciona. En cualquier caso, la descripción sólo abarca aquellos aspectos que han sido empleados en esta Tesis. Para una descripción más detallada se recomienda la consulta a la ayuda de la herramienta.

En general, los datos de entrada necesarios para una simulación en HOMER son los siguientes: condiciones locales de los recursos naturales, configuración del sistema, información técnica y económica de los componentes del sistema de potencia, restricciones de operación, parámetros del sistema de control, parámetros financieros para el cálculo del coste del ciclo de vida del proyecto y perfil de carga (ver figura A.1).

Fuentes de energía renovable

Sistemas fotovoltaicos

Recurso solar La información sobre el recurso solar que se debe introducir en la herramienta es la indicada a continuación: latitud, longitud, zona horaria y radiación solar (ver figura A.2). La radiación solar se puede introducir de dos formas; bien en valores horarios, bien en valores mensuales. En el primer caso los valores introducidos deben ser valores de *radiación horizontal global*, que es la radiación total incidente sobre un plano horizontal en una localización determinada sobre la superficie de la Tierra. En el segundo caso existen a su vez otras dos formas de introducir el valor de radiación; de nuevo como ra-

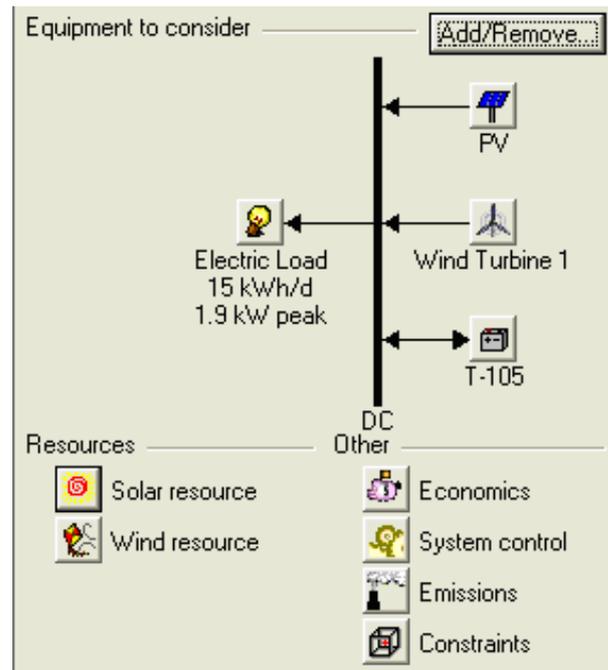


Figura A.1: Pantalla principal de HOMER

radiación horizontal global, o en valores de *Índice de claridad*, que es el cociente entre la radiación global horizontal en la superficie de la Tierra y la radiación global horizontal a la entrada de la atmósfera. En relación a valores de radiación horaria, existen afortunadamente muchas fuentes para obtener dicha información¹, por ejemplo la disponible en la web http://rredc.nrel.gov/solar/old_data/nsrdb/tmy2, que pertenece al *Renewable Resource Data Center*; organismo dependiente del *National Renewable Energy Laboratory* de Estados Unidos. Esta información se denomina datos del año meteorológico típico (TMY, *typical meteorological year*) y están formados por series horarias de radiación obtenidas de medidas tomadas entre los años 1961 y 1990 en varias localizaciones. La serie numérica abarca sólo la radiación durante un año. Así pues, para cada mes se ha seleccionado la radiación horaria del mes más representativo entre todos los meses del periodo mencionado, por ejemplo, el enero más representativo de entre todos los eneros. Se considera el mes más representativo como aquel mes cuya radiación media es la más próxima a la media de todos los meses durante el periodo de años mencionado (el enero cuya media es la más cercana a la media de todos los eneros). En cuanto a la introducción de valores mensuales de radiación, es obvio que puesto que el paso de simulación es de una hora, es necesario generar datos horarios

¹Hay multitud de estaciones que ofrecen de forma libre valiosísima información sobre recursos renovables. Véase por ejemplo <http://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/Radiacion/radiacion1.php>

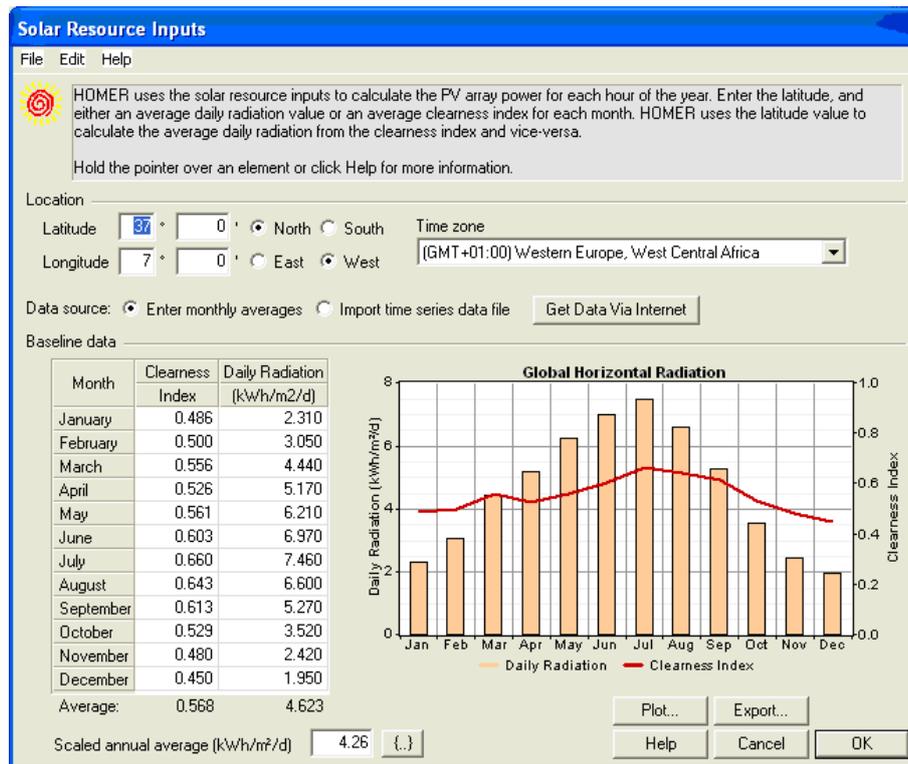


Figura A.2: Parámetros del recurso solar

de radiación. En este sentido, HOMER ejecuta el algoritmo de Graham para generar datos sintéticos de radiación a escala horaria a partir del valor de la latitud y de los valores medios mensuales de radiación [Graham y Hollands, 1990]. Los datos mensuales pueden obtenerse en <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>. Los datos sintéticos generados poseen propiedades estadísticas similares a las de los datos horarios reales de radiación, por lo cual son válidos para utilizarlos en el dimensionado.

Generador fotovoltaico Los parámetros de entrada que definen el generador y su instalación son los siguientes (ver figura A.3) :

1. Vida útil, expresada en años.
2. Pendiente de los paneles, que es el ángulo de inclinación respecto a la horizontal al que están montados los paneles.
3. Ángulo de azimut, que es el ángulo que define la orientación de los paneles. Un valor cero indica una orientación hacia el sur y un valor de 90^o indica una orientación hacia el oeste.

4. Factor de pérdidas. Este término no tiene relación con el rendimiento del generador, es simplemente un término para tener en cuenta cualquier discrepancia entre los comportamientos teórico y real del generador fotovoltaico. Algunos factores que pueden producir esta discrepancia son la suciedad, altas temperaturas, pérdidas en las conexiones y cableado, sombras, nieve y envejecimiento.
5. Índice de reflexión del terreno (también llamado albedo). Es la fracción de radiación solar incidente en el terreno que es reflejada.
6. Potencias de los generadores a considerar. De esta manera se establecen los tamaños de los generadores que se van a evaluar.
7. Información sobre costes:
 - a) Coste de inversión. Este coste recoge no sólo los costes asociados a los paneles fotovoltaicos sino también incluye los costes de hardware, sistemas de control, cableado e instalación.
 - b) Coste de reemplazamiento. En general suele ser inferior al coste de inversión pues no todos los elementos de la instalación necesitan reemplazarse. Este valor es relevante sólo si el tiempo de vida del proyecto excede de la vida útil establecida para el generador fotovoltaico.
 - c) Coste de operación y mantenimiento (O&M). Este coste se introduce en unidades monetarias por año.

Para cada uno de estos valores se debe introducir la curva de costes, esto es, el valor del coste en función de la potencia del generador. El coste asociado a un valor nulo de potencia representa el coste independiente del valor de potencia.

8. Otros parámetros. HOMER permite también modelar el efecto de la temperatura en la producción fotovoltaica y considerar ajustes manuales y automáticos de la orientación de los paneles.

Por último se describirá brevemente la forma en la que HOMER calcula la producción fotovoltaica horaria. Asumiendo que está instalado un seguidor del punto de máxima potencia, la potencia fotovoltaica generada depende del factor de pérdidas, del tamaño del generador

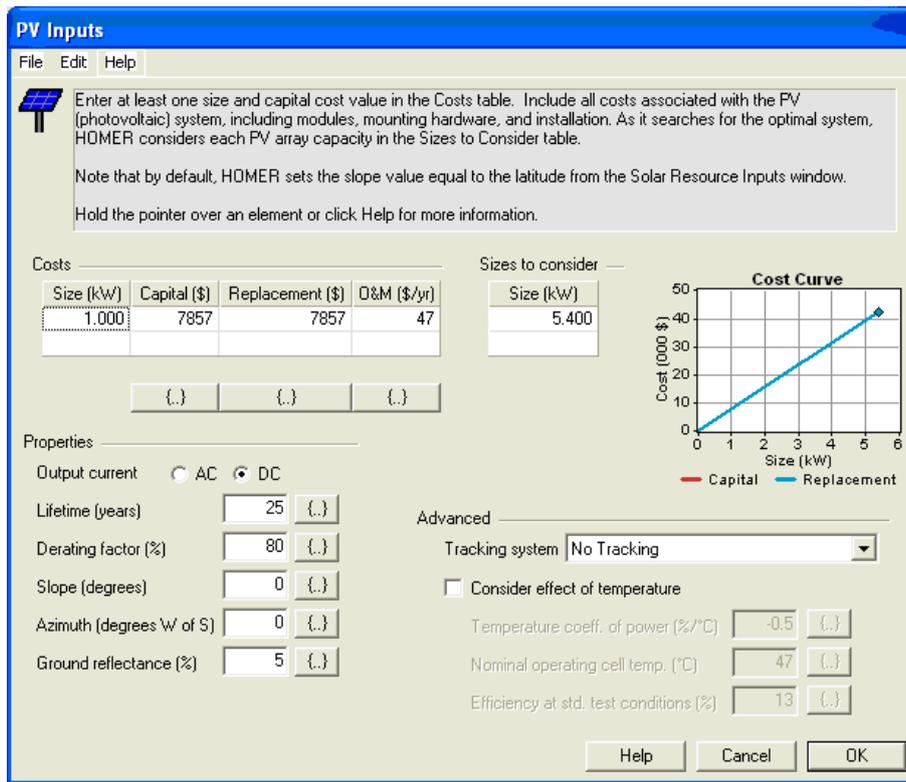


Figura A.3: Parámetros del generador fotovoltaico

fotovoltaico y de la radiación global incidente sobre la superficie del generador fotovoltaico. HOMER aplica la ecuación A.1 para ejecutar dicha relación:

$$P_{FV} = f_{FV} P_{FVn} \frac{I_T}{I_S} \quad (\text{A.1})$$

donde

- f_{FV} es el factor de pérdidas del generador fotovoltaico.
- P_{FVn} es la potencia nominal del generador fotovoltaico.
- I_T es la radiación solar global incidente en la superficie del generador, que varía cada hora.
- I_S es igual a 1 kW/m^2 , que es la cantidad de radiación empleada en la definición de la potencia nominal del generador fotovoltaico.

La información horaria disponible sobre radiación, ya sean datos sintéticos o reales, son valores de radiación horizontal global, que es la radiación total incidente sobre un plano

horizontal en una localización determinada sobre la superficie de la Tierra. Sin embargo, la magnitud que se debe calcular para obtener la potencia fotovoltaica es la radiación global incidente sobre la superficie del generador fotovoltaico (I_T), que en general es diferente de la radiación horizontal puesto que la superficie del generador está situada con una determinada pendiente y orientación. Para llevar a cabo este cálculo, la herramienta emplea la metodología descrita en [Duffie y Beckman, 1991]. Es sabido que la radiación horizontal global está formada por dos componentes: la *radiación directa* y la *radiación difusa*. La primera es la que procede directamente del Sol, mientras que la segunda es aquella radiación que ha sido dispersada por la atmósfera y finalmente alcanza la superficie terrestre. La metodología anterior se basa en la descomposición de la radiación global en sus dos componentes. Esta descomposición es importante porque la orientación de la superficie del generador tiene una gran influencia sobre la radiación directa incidente, pero mucho menos sobre la radiación difusa incidente, pues ésta procede de todas direcciones. Para realizar esta descomposición HOMER emplea la correlación de Erbs [Erbs *et al.*, 1982] que permite calcular la componente difusa a partir de la radiación horizontal global y la radiación horizontal extraterrestre (radiación sobre una superficie horizontal en la parte superior de la atmósfera). Esta última radiación se puede estimar a partir del conocimiento de la latitud, longitud y hora del día en la localización en cuestión. Finalmente, la radiación de albedo también es considerada en el cálculo de la radiación global incidente sobre la superficie del generador fotovoltaico.

Sistemas eólicos

Recurso eólico El recurso eólico se introduce como velocidad del viento (m/s) tanto en valores horarios como mensuales. Estos últimos serían datos de partida para la generación de datos sintéticos horarios. También se debe especificar la altura del anemómetro, que mide la velocidad del viento. Obviamente, los valores de velocidad de viento están referidos a esta altura. Otro parámetro que se debe especificar es la altitud, pues su valor influye en la densidad del aire, y ésta en la salida de potencia de la turbina eólica (ver figura A.4).

Turbina eólica Los parámetros asociados a una turbina eólica son los siguientes (ver figura A.5):

1. Vida útil, expresada en años.

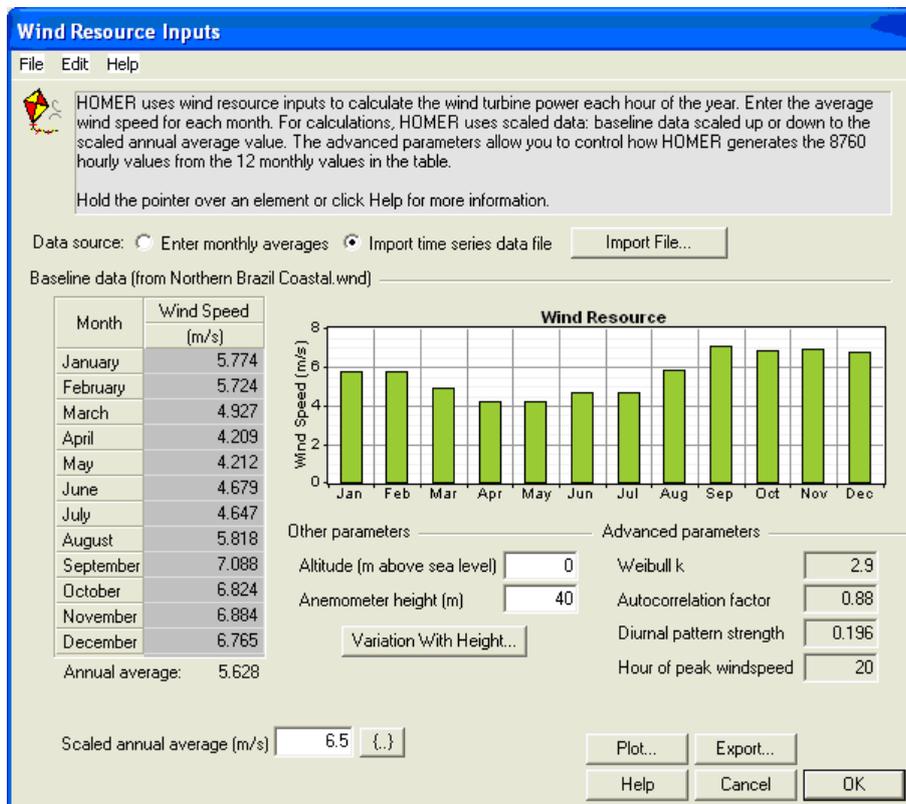


Figura A.4: *Parámetros del recurso eólico*

2. Tipo de turbina. El tipo de turbina se puede elegir dentro del conjunto que la herramienta tiene almacenado. También es posible definir un nuevo tipo.
3. Números de turbinas a considerar en el análisis.
4. Altura de la turbina, que influye en la velocidad del viento recogido por la misma.
5. Curva de potencia de la turbina. Cuando el usuario define un nuevo tipo de turbina se debe definir la curva de potencia de la misma, que describe la potencia generada (kW) en condiciones estándar de temperatura y presión frente a la velocidad del viento (m/s) medida a la altura de la turbina. Para el cálculo de la potencia final de la turbina, HOMER refiere los datos de velocidad del viento a la altura de la misma, y corrige el valor de potencia devuelto por la curva de potencia a la densidad del aire relativa a la altitud especificada.
6. Información sobre costes. Esta información es similar a la especificada para los generadores fotovoltaicos, salvo que la curva de costes está referida ahora al número de turbinas y no a la potencia del generador.

Baterías

HOMER permite seleccionar una batería comercial entre un conjunto de baterías almacenadas en su base de datos. Las propiedades técnicas de las baterías están ya incluidas en la herramienta, lo que permite simular su comportamiento. En cambio, la información sobre costes debe ser introducida por el usuario. En cualquier caso, la herramienta también permite definir un nuevo tipo de batería. En este caso, toda la información introducida referente a una batería es la siguiente:

1. Número de baterías a considerar en la evaluación.
2. Información sobre costes. Esta información es similar a la especificada para los generadores eólicos.
3. Tipo de batería. El tipo de batería se define por los parámetros siguientes (ver figura A.6):

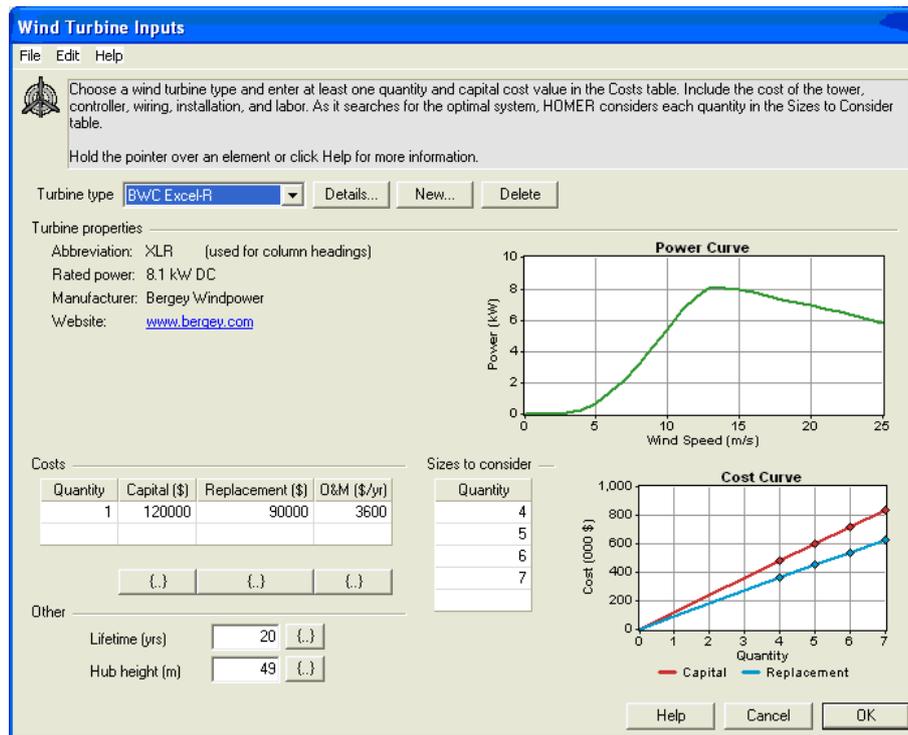


Figura A.5: Parámetros de la turbina eólica

- a) Tensión nominal.
- b) Capacidad nominal.
- c) Eficiencia del ciclo completo recarga-descarga.
- d) Profundidad máxima de descarga.
- e) Curva de capacidad (capacidad frente a intensidad de la corriente de descarga).
- f) Curva de vida útil por ciclos (número de ciclos descarga-recarga previos al fallo de la batería frente a profundidad de descarga aplicada en el test).
- g) Vida útil por degradación. Es el tiempo máximo antes del reemplazamiento de la batería independientemente del uso que ha tenido. Esta limitación está motivada por el daño causado por la corrosión en la batería, que está fuertemente afectado por la temperatura.
- h) Corriente de carga máxima.
- i) Ratio de recarga máximo. Este término representa el valor máximo del cociente entre la corriente de carga y la capacidad de la batería aún por recargar.

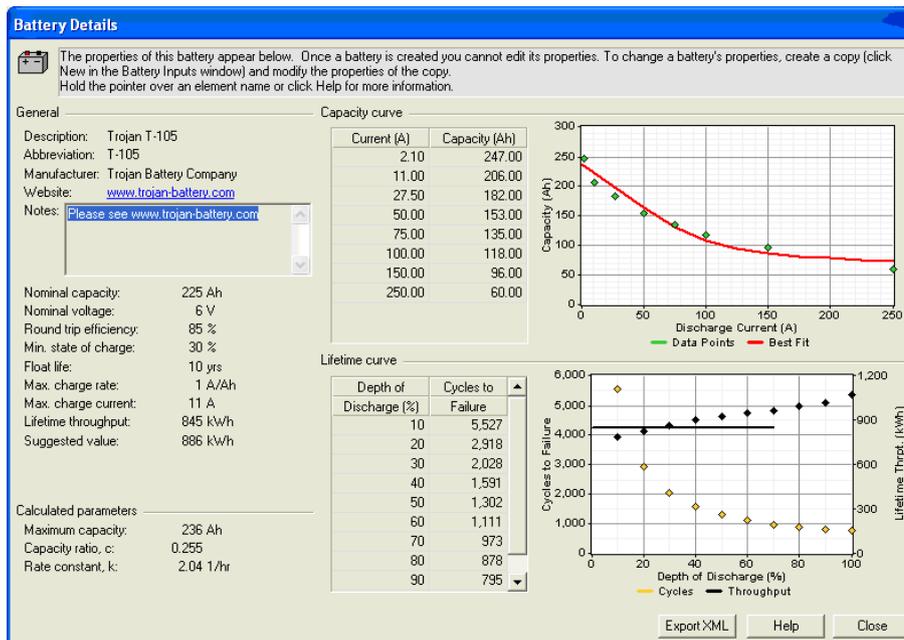


Figura A.6: Parámetros de la batería

Para simular el comportamiento a largo plazo del banco de baterías, HOMER utiliza un modelo conocido como modelo KiBM (*Kinetic Battery Model*) [Manwell y McGowan, 1993]. Este modelo, basado en conceptos de cinética electroquímica, considera que la energía de la batería está repartida en dos tanques ficticios. El primer tanque contiene energía que puede ser absorbida o extraída de forma inmediata. Sin embargo, en el segundo tanque la energía debe procesarse a una cierta velocidad. El modelo KiBM sólo posee tres parámetros: *capacidad máxima*, *cociente de capacidad* y *constante de velocidad* (se sugiere consultar la ayuda de la herramienta para más información). HOMER identifica estos parámetros a partir de la curva de capacidad de la batería. El modelo determina la cantidad de energía que puede ser absorbida o extraída en cada paso de simulación. Como se observa experimentalmente, estas cantidades dependen de la intensidad de corriente, del estado de carga y del estado reciente de las baterías. Finalmente, la cantidad máxima de energía absorbida calculada por el modelo es corregida aplicando las restricciones de máxima corriente de carga y máximo ratio de recarga, que son dos parámetros del tipo de batería.

La vida útil del banco de baterías influye directamente sobre su coste de reemplazamiento. HOMER obtiene este valor seleccionando el valor mínimo entre los dos términos siguientes: la vida útil por degradación y la vida útil por ciclos. El primer término es un parámetro especificado por el tipo de baterías, ya mencionado con anterioridad, mientras que el segundo

es calculado por HOMER en la simulación. El primer paso para dicho cálculo es obtener la máxima energía que una batería puede reciclar antes de fallar (para un banco de baterías basta multiplicar por el número de baterías). A partir de la curva de vida por ciclos se puede calcular la energía máxima reciclada de la batería en función de la profundidad de descarga aplicada en el test. Habitualmente, el valor de la profundidad de descarga tiene una influencia mucho más débil en la energía máxima reciclada de la batería que en el número de ciclos previos al fallo. HOMER elimina esta influencia y supone que la energía máxima reciclada de la batería es constante con la profundidad de descarga. Además, calcula esta constante como el valor medio de las máximas energías recicladas en un rango de profundidades de descarga, cuyo valor máximo es la profundidad máxima permitida. El paso siguiente es calcular la energía reciclada por el banco de baterías anualmente. Por último, la vida útil por ciclos se obtiene como el cociente entre la máxima energía reciclada por el banco de baterías antes del fallo y la energía reciclada por el banco de baterías anualmente.

Restricciones de operación

Los parámetros de entrada dentro de este grupo son la *pérdida anual máxima de capacidad* y parámetros para definir la *reserva operativa* (ver figura A.7). Se describirá a continuación el significado de estos parámetros. A lo largo de la simulación, la herramienta va contabilizando la diferencia entre la *capacidad de operación requerida* y la *capacidad* que las fuentes de potencia pueden suministrar. Este último término representa la energía máxima que puede suministrar cada fuente de potencia en un paso de simulación. La capacidad de una fuente de potencia no renovable depende de su potencia nominal, de la disponibilidad de combustible y del estado de funcionamiento (deben estar en funcionamiento durante el paso de simulación para suministrar capacidad), así como del estado de carga y otros factores en el caso de las baterías. Por otra parte, la capacidad de una fuente de potencia renovable depende del valor del recurso natural en el instante considerado y de su potencia nominal. La *capacidad de operación requerida* en un paso de simulación consta de la demanda energética que se debe satisfacer más una cantidad de *reserva operativa*. El objetivo de esta reserva es disponer de un margen para superar posibles desviaciones en la carga y en los recursos naturales respecto a los valores medios previstos. Su valor se establece cada hora aplicando porcentajes a la carga demandada y a las potencias renovables generadas durante esa hora. El valor anual

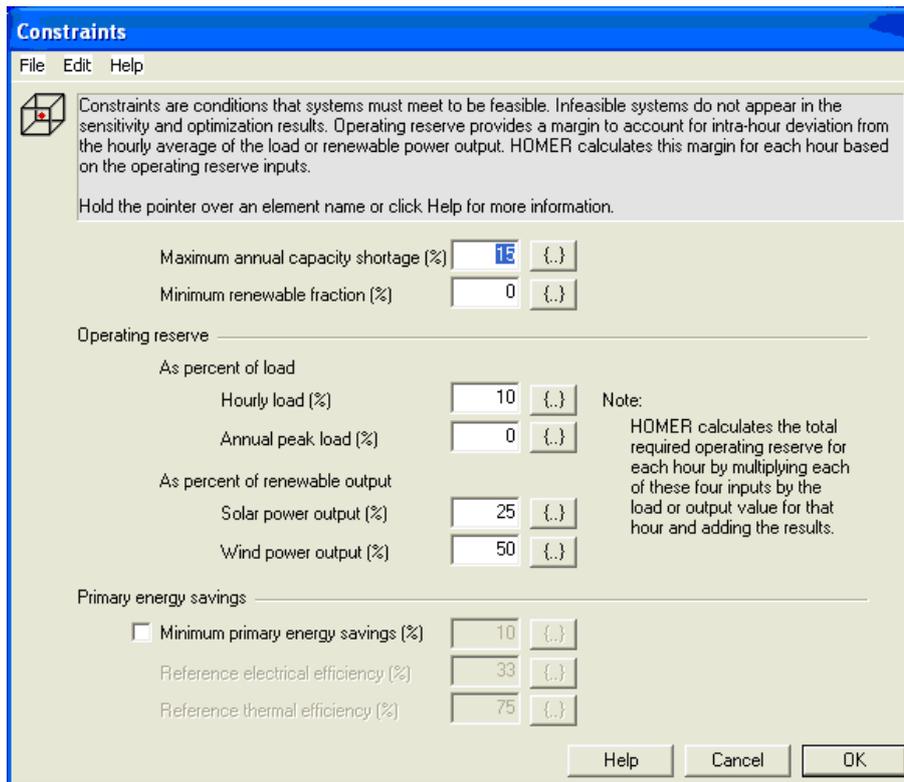


Figura A.7: Parámetros para las restricciones de operación

de la diferencia entre la *capacidad de operación requerida* y la capacidad que las fuentes de potencia pueden suministrar se conoce como *pérdida anual de capacidad*, cuyo valor máximo es solicitado al usuario como restricción, de manera que su incumplimiento clasifica a una solución de dimensionado determinada como no válida. El valor porcentual aplicado a la carga demandada para componer la reserva operativa, se elige igual a la variabilidad establecida en el perfil de carga respecto a los valores medios. Por otra parte, para obtener la porción de *reserva operativa* relativa a las fuentes renovables, HOMER propone los valores porcentuales siguientes para aplicar respectivamente a la potencia fotovoltaica y eólica: 25 % y 50 %. Obviamente la variabilidad aplicada a la producción eólica es mayor.

Estrategias de control para la gestión de la energía

Las estrategias de control para la gestión de la energía que tiene implementadas la herramienta son dos: *estrategia de seguimiento de carga* y *estrategia de recarga cíclica*. Son relativamente sencillas y están basadas en las estrategias descritas en [Barley y Winn, 1996].

El usuario puede seleccionar para la simulación una de las dos, o bien ambas. A continuación se describirán con brevedad las dos estrategias. Ambas, y en general todas las estrategias de control para la gestión de la energía en sistemas híbridos aislados basados en fuentes de energía renovable, siguen el principio básico siguiente:

- Las fuentes renovables suministran la potencia demandada por la carga.
- La potencia sobrante se almacena.
- La potencia no satisfecha es cubierta por los elementos almacenadores de energía y/o generadores no renovables.

La *estrategia de seguimiento de carga* se caracteriza, además, por las reglas siguientes:

1. Los generadores no renovables se encargan de satisfacer la demanda de las cargas primarias (aquellas que deben ser alimentadas de inmediato) que no ha podido ser suministrada por las fuentes renovables.
2. Las fuentes de potencia (generadores no renovables y banco de baterías) que deben operar cada hora y sus potencias generadas son obtenidas de manera que, en la medida de lo posible, se suministre completamente la demanda de las cargas primarias, se satisfaga la *reserva operativa requerida* y se minimice el coste de funcionamiento horario.
3. La recarga de las baterías y las cargas secundarias son alimentadas por las fuentes renovables.

En cambio, la estrategia de recarga cíclica se caracteriza por lo siguiente:

1. Las fuentes de potencia (generadores no renovables y baterías) que deben operar cada hora se establecen de la misma forma que en la *estrategia de seguimiento de carga*.
2. No obstante, se hacen operar a los generadores no renovables a plena carga de manera que la energía sobrante se emplea, en orden de prioridad, en las cargas secundarias, recarga de las baterías y servicio al electrolizador (para generar hidrógeno).
3. Es posible determinar una consigna para el estado de carga final de las baterías, de manera que los generadores no renovables que hayan sido llamados a operar no finalicen su funcionamiento hasta que las baterías no alcancen dicha referencia.

La primera estrategia busca un coste mínimo a costa de, quizás, reducir la fiabilidad, puesto que la recarga de las unidades de almacenamiento de energía se basa sólo en la potencia renovable. Es evidente el compromiso existente entre la optimización de coste y la fiabilidad. En conclusión, la *estrategia de seguimiento de carga* es más adecuada para situaciones con una gran potencia renovable y la *estrategia de recarga cíclica* para el caso contrario.

Parámetros financieros

Para calcular el coste de ciclo de vida del sistema, HOMER emplea el *coste actual neto* (CAN) total. Este término representa todos los costes asociados al sistema durante su tiempo de vida, actualizados al momento inicial de la instalación. Para más detalles sobre este cálculo se sugiere consultar la ayuda de la herramienta. El *interés real anual* y el *tiempo de vida* del proyecto son parámetros de entrada necesarios para el cálculo del CAN total.

Perfil de carga

Aunque se pueden añadir cargas eléctricas primarias y secundarias, térmicas y de hidrógeno, sólo se hará mención a las cargas eléctricas primarias, que son las únicas empleadas en esta Tesis. El perfil de carga define el valor medio de la potencia demandada en kW cada hora. No obstante, para generar una carga más realista, HOMER permite añadir ruidos a los valores medios del perfil de carga. Estos ruidos serán de dos tipos, a escala horaria y a escala diaria. Estos ruidos son generados por una distribución normal de media cero y desviación típica a especificar por el usuario.

Resultados devueltos por la herramienta

La herramienta clasifica todas las soluciones válidas (aquellas que satisfacen las restricciones de operación) según el valor del CAN total. Además de este valor de coste, para cada solución HOMER muestra, entre otros, los resultados siguientes (ver figura A.8):

1. Energía no servida. Porcentaje de carga que no se ha alimentado. Este valor informa sobre la fiabilidad del sistema, es decir, sobre la probabilidad de carga no satisfecha.



Figura A.8: Resultados devueltos por HOMER

2. Capacidad no satisfecha, ya descrita anteriormente.
3. Exceso de energía. Energía sobrante, procedente de las fuentes renovables o de los generadores, que no se ha podido almacenar debido a que las unidades de almacenamiento de energía están completas. El exceso de energía podría señalar que existe una solución mejor a la adoptada. En un sistema real, el exceso de energía se debe disipar (por ejemplo mediante calentamiento o bombeo de agua) o bien no generarse (por ejemplo regulando la potencia generada por las fuentes renovables).

Tecnologías de almacenamiento de hidrógeno

EN este apéndice se describen las tecnologías principales de almacenamiento de H₂. Este asunto es hoy en día un reto tecnológico de gran actualidad que condiciona, debido a las necesidades de espacio, la autonomía de vehículos propulsados por pila de hidrógeno. La tecnología de almacenamiento de hidrógeno en botellas a presión, la más madura, está próxima a su techo, en torno a los 1.000 bares, ya que a partir de aquí las ganancias de densidad con el aumento de presión son muy pequeñas.

Hidrógeno comprimido

Para aplicaciones estacionarias con gran volumen de almacenamiento, donde el coste es el criterio principal, suele ser habitual el uso de almacenamiento subterráneo a presiones no superiores a 10 bares. Para pequeñas aplicaciones estacionarias se busca un compromiso entre el coste y las densidades por unidad de volumen y masa, pues generalmente las unidades de almacenamiento se transportan hasta dichas instalaciones. Se suelen utilizar botellas estándares de acero, de 200 bares y volúmenes de 10 o 50 litros.

El almacenamiento de hidrógeno a presión es una tecnología madura, pero la necesidad de aumentar las densidades energéticas para aplicaciones móviles ha promovido la investigación en nuevos materiales para soportar mayores presiones. Actualmente existen botellas de 300, 350 y 700 bares. Los nuevos materiales (aluminio, polímeros, fibras, etc) no sólo soportan estas presiones de trabajo mayores, sino que presentan un peso muy inferior al acero.

Lógicamente, la compresión del gas necesita de un aporte energético, que suele ser del 10 % de la energía contenida en el hidrógeno para botellas de 200 bares (basada en el PCI),

y de un 15 % para las botellas de 700 bares. En cualquier caso, la energía necesaria para la compresión no crece linealmente con la presión.

Hidrógeno líquido

Es una tecnología madura aunque no está tan extendida como el hidrógeno comprimido. El hecho de que el hidrógeno tenga un punto de ebullición de -253°C a 1 atm obliga al uso de recipientes criogénicos para mantener la temperatura en un valor tan bajo, lo que supone una tecnología compleja y costosa. Esta complejidad ha frenado su extensión, aunque es una solución adecuada en aplicaciones donde el peso es el factor más importante, como las aplicaciones aeroespaciales o el transporte de grandes cantidades. Lógicamente se necesita energía para enfriar el hidrógeno hasta su punto de ebullición, aproximadamente un 40 % del poder calorífico inferior del hidrógeno almacenado, que constituye otro importante inconveniente. Por otra parte, es necesario también en torno a un 2 % diario de la energía almacenada para mantener las bajas temperaturas.

Hidruros metálicos

Al contrario que las otras tecnologías, el almacenamiento en hidruros metálicos es un almacenamiento en estado sólido. Varios metales de transición y sus aleaciones tienen la propiedad de absorber hidrógeno en su estructura cristalina formando hidruros metálicos en unas condiciones moderadas. Este proceso requiere de extracción de calor. La reacción es reversible pero en el proceso de desorción es necesario calentar el hidruro. Se habla de hidruros de alta temperatura cuando la desorción se realiza entre 150°C y 300°C , y de hidruros de baja temperatura cuando la temperatura está entre 20 y 90°C . En relación a las presiones, la adsorción se lleva a cabo entre 15 y 55 bares, mientras que la desorción se realiza entre 0.7 y 10 bares.

En la tabla B.1 se muestran las principales familias de hidruros metálicos para almacenar hidrógeno [Linares y Moratilla, 2007]. El elemento A suele ser una tierra rara o un metal alcalino, mientras que el elemento B suele ser un metal de transición. El elemento A tiende a formar un hidruro estable, al contrario que el elemento B, que sólo forma hidruros inestables. El objetivo es combinar estas dos propiedades para lograr unas buenas capacidades de adsorción y desorción. La familia AB_5 goza de un excelente comportamiento a temperatura

Tabla B.1: *Familias principales de hidruros metálicos para almacenar hidrógeno*

Compuesto intermetálico	Hidruro
AB ₅	LaNi ₅ H ₆
AB ₂	ZrV ₂ H _{5,5}
AB ₃	CeNi ₃ H ₄
A ₂ B ₇	Y ₂ Ni ₇ H ₃
A ₆ B ₂₃	Ho ₆ Fe ₂₃ H ₁₂
AB	TiFeH ₂
A ₂ B	Mg ₂ NiH ₄

ambiente, pero tiene una baja capacidad de almacenamiento (menor que el 2 % en peso). Por el contrario, los hidruros metálicos basados en Mg y Mg₂Ni se caracterizan por una buena capacidad de almacenamiento (7 % en peso) aunque sufren de un proceso de desorción muy lento.

Por tanto, la clara desventaja de este tipo de almacenamiento es el elevado peso del sistema de almacenamiento como consecuencia de los bajos niveles de retención de hidrógeno. Otra desventaja es la necesidad de emplear hidrógeno de alta pureza pues cualquier impureza afectaría negativamente a la capacidad. Oxígeno, monóxido de carbono y agua son los principales enemigos de estos sistemas, pues son absorbidos químicamente en la superficie del metal, ocupando el lugar reservado para el hidrógeno.

No obstante, los hidruros metálicos tienen una alta densidad de energía por unidad de volumen, superior a la del hidrógeno comprimido o líquido. Otra ventaja adicional es que los problemas de seguridad se reducen pues trabajan a presiones relativamente bajas.

Existen más procedimientos de almacenamiento de hidrógeno pero se encuentran en fase experimental, como es el caso de los hidruros químicos, o los nanotubos de carbono. En conclusión, no existe una tecnología de almacenamiento de hidrógeno superior al resto presentando cada una ventajas e inconvenientes. Los criterios para evaluar cada tecnología para una aplicación concreta son, básicamente, la densidad energética por unidad de volumen, la densidad energética por unidad de masa, las energías necesarias para el almacenamiento y liberación de hidrógeno, el coste de la instalación y la seguridad. Puesto que no existe una solución satisfactoria, sobre todo para las aplicaciones móviles, se requieren avances significativos en mejorar las actuales tecnologías de almacenamiento, o en investigación y desarrollo de nuevos métodos alternativos.

Influencia de los procesos de dinámica rápida en el dimensionado llevado a cabo en el capítulo 3

EN este apéndice se comentan algunos aspectos relativos a procesos de dinámica rápida del funcionamiento del sistema fotovoltaico del capítulo 3. Particularmente, se van a tratar las estrategias de control para el seguimiento del punto de máxima potencia y para el reparto equitativo de corriente, y la selección instantánea del número de convertidores activos.

La ecuación A.1 es la expresión que emplea HOMER para calcular la salida de potencia del generador fotovoltaico (ver apéndice A). En dicha ecuación, la salida de potencia del generador fotovoltaico es directamente proporcional a la radiación solar incidente. Esta relación es más cercana a la realidad cuando el sistema de control sigue fielmente el punto de máxima potencia. No obstante, cuando las baterías alcanzan altos niveles de carga su recarga debe limitarse, pasando el sistema de control de ejecutar el seguimiento del punto de máxima potencia a regular otras variables como la tensión de trabajo del banco de baterías. En estos periodos de tiempo la ecuación A.1 no es válida, puesto que el generador fotovoltaico podría estar obligado a trabajar a potencias menores que la potencia máxima para evitar la sobrecarga del banco de baterías. En cualquier caso, la simulación en HOMER seguirá usando la relación anterior y la cantidad de potencia fotovoltaica que no pueda emplearse ni en satisfacer la demanda energética ni en recargar las baterías, se contabiliza en la simulación como *exceso de energía*, magnitud que no existe en la práctica.

Se supone que el sistema de control ejecuta al mismo tiempo y de manera correcta el seguimiento del punto de máxima potencia y el reparto equitativo de corriente. Si el diseñador conoce alguna pérdida de eficiencia en la instalación debida a la operación no óptima de ambas estrategias, esta cantidad puede ser fácilmente incorporada en la metodología como una disminución en la salida de potencia fotovoltaica por medio del factor de pérdidas asociado al generador fotovoltaico. En cualquier caso, en cada paso de simulación la potencia de entrada de cada convertidor se supone constante y se calcula dividiendo el valor de la potencia fotovoltaica generada entre el número de convertidores activos.

Otro proceso de dinámica rápida es la selección instantánea del número de convertidores activos (i). El número de convertidores activos en un instante de tiempo debe ser el mínimo suficiente para poder procesar toda la potencia fotovoltaica generada. Por tanto, i puede ser calculado en tiempo real por la ecuación siguiente:

$$i = \text{ceil} \left(\frac{i_T}{i_N} \right), \quad (\text{C.1})$$

donde i_T es la corriente total instantánea que circula por el módulo de convertidores, i_N es la corriente nominal de un convertidor y $\text{ceil}(x)$ es una función que devuelve el entero superior más cercano a x . Aunque i puede ser continuamente calculado, la actualización de su valor no interesa llevarse a cabo durante transitorios eléctricos o fluctuaciones rápidas de radiación debido a sombras repentinas. Esto provocaría transitorios indeseables. Se sugiere que en la instalación real el valor de i se actualice cuando ha permanecido estable durante un tiempo suficiente. Obviamente, durante el paso de simulación dicho valor se considera constante.

Ejecución de algoritmos del capítulo 3

CON objeto de hacer disponible a los lectores interesados la metodología desarrollada en el capítulo 3, se facilitan los ficheros necesarios para su ejecución en la web:

http://www.uhu.es/manuel.vasallo/PV_BAT_CONVs/

Para la ejecución de los pasos 2, 3 y 4 del algoritmo mostrado en la figura 3.10 se requieren dos ficheros HOMER y el algoritmo mostrado en la figura 3.2. Este algoritmo se encuentra implementado en MATLAB en el fichero denominado *converters_module.m*. Los dos ficheros HOMER son los siguientes: 1) *PV.hmr* (*PV_bat.hmr* en la primera ejecución en busca de la solución inicial basada en un único convertidor DC/DC), y 2) *bat.hmr*. La figura D.1 muestra la transferencia de datos llevada a cabo entre ficheros durante los pasos 2, 3 y 4, y los resultados generados por cada fichero.

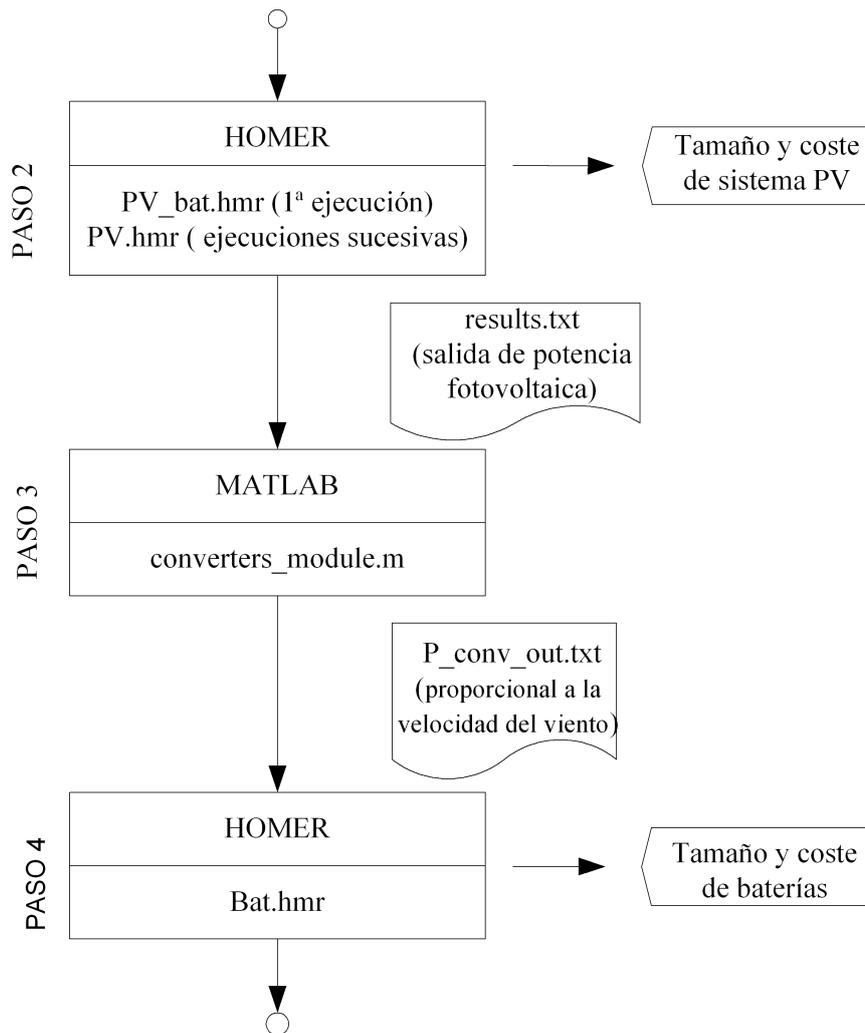


Figura D.1: Transferencia de datos entre HOMER y MATLAB

Sobre la estrategia de gestión de la energía desarrollada en el capítulo 4

EN este apéndice se describen de forma detallada las reglas desarrolladas en el capítulo 4 que definen la estrategia de control del sistema híbrido de potencia pila de combustible + baterías. También se muestra el algoritmo que se debe ejecutar para calcular el reparto de potencias como resultado de la aplicación de las reglas. Finalmente se señalan algunas consideraciones sobre la implantación en tiempo real de la estrategia de control.

Las reglas que establecen el reparto de potencia son las siguientes:

1. Si la potencia demandada por la carga es mayor que la potencia nominal de la pila de combustible, entonces la pila de combustible trabaja a potencia nominal y el resto de potencia es suministrado por el banco de baterías.
2. En caso contrario la pila de combustible ha de generar la potencia suficiente para satisfacer, simultáneamente, la demanda de la carga y recargar el banco de baterías de manera que se minimice el consumo de hidrógeno.

Las reglas quedan descritas más detalladamente en los puntos siguientes:

1. Se consideran rendimientos constantes en todas las transformaciones de energía y no se tendrán en cuenta las restricciones en la carga y descarga típicas de las baterías.

2. Puesto que el perfil de carga es conocido, se define como *zona valle* aquel periodo de tiempo en el que la potencia nominal de la pila de combustible es mayor que la carga demandada. Se define como *zona pico* lo contrario.
3. La potencia generada por la pila de combustible en una *zona pico* es la potencia nominal.
4. Las potencias generadas cada hora en una *zona valle* forman el conjunto de valores que satisfacen las potencias demandadas por la carga mientras ejecutan la recarga del banco de baterías para recuperar, en la medida de lo posible, la capacidad extraída del banco en las anteriores *zonas pico*. Además, puesto que es posible que existan varias distribuciones de potencia en la *zona valle* que cumplan los objetivos anteriores, se busca la distribución que minimice el consumo de hidrógeno. Para plantear este problema de optimización se considera que la curva de eficiencia en la pila de combustible es lineal entre la potencia mínima de funcionamiento (de máxima eficiencia) y la potencia nominal (de mínima eficiencia), lo cual es bastante aproximado a la realidad. Puesto que la potencia nominal se selecciona según lo descrito en la sección 4.3.1 del capítulo 4, la pila de combustible siempre trabajará en dicho rango de potencias. El problema de optimización planteado resulta ser un problema de optimización convexa, que es de fácil resolución [Boyd y Vandenberghe, 2009].
5. Obviamente, si la recarga máxima que se puede ejecutar en una *zona valle* no es suficiente para recuperar toda la capacidad extraída con anterioridad, la potencia generada en la *zona valle* será la nominal.
6. Si el funcionamiento del sistema, en función del intervalo que se debe estudiar, termina en *valle*, no se ejecutará la recarga del banco de baterías en esta última zona, ya que no es necesario. Obsérvese cómo no existe necesidad de mantener el banco de baterías a un nivel alto de carga al terminar la operación del sistema de potencia. En cambio, este objetivo sí debería aplicarse en las estrategias de control para sistemas de propulsión.

El algoritmo que se debe ejecutar para calcular el reparto de potencias como resultado de la aplicación de las reglas se muestra al final de este apéndice.

Finalmente se señalan algunas consideraciones sobre la implantación en tiempo real de la estrategia de control. Es evidente que la estrategia de control implementada en tiempo real

debe considerar los procesos de dinámica rápida, que no se tuvieron en cuenta en la estrategia desarrollada para el dimensionado. No obstante, se pueden considerar otras diferencias. Una mejora obvia y necesaria para aplicar en tiempo real la estrategia desarrollada es la medición en tiempo real del estado de carga del banco de baterías, de manera que la recarga necesaria en las *zonas valle* pueda ser corregida ante variaciones en el comportamiento esperado (perfil de carga y comportamiento de las baterías), lo que permitiría recalcular la distribución de potencias con cierta frecuencia. Sin embargo, si estas diferencias respecto al comportamiento esperado son importantes, el dimensionado obtenido podría no ser suficiente para la demanda de carga requerida. Pueden apuntarse algunos factores que evitarían este problema. En primer lugar el tamaño definitivo del banco de baterías se obtiene aplicando un factor de seguridad al tamaño resultante de la simulación (ver sección 4.3.4 del capítulo 4). A esto hay que añadir otro margen de seguridad aplicado en la simulación (ver sección 4.3.6 del capítulo 4), el concepto de *reserva de operación requerida*, cuya función es soportar fluctuaciones en la carga respecto a sus valores medios previstos. Por último se debe comentar que la estrategia de control desarrollada es la que menos exigencias solicita al banco de baterías, pues sólo se requiere el uso de energía procedente de las baterías (entiéndase en estado estacionario) cuando la potencia de la pila no es suficiente. Aunque la estrategia de control ejecuta la recarga de las baterías tan pronto sea posible, se aplicarán en tiempo real las limitaciones en corriente y tensión del proceso de recarga de las baterías, con lo cual la protección de éstas frente a sobrecargas está garantizada.

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Algorithm for energy management strategy
% Algoritmo para la estrategia de gestión de la energía
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

% Datos de entrada:
% Input data:
% tiempo de autonomía
% backup time

tbackup
% potencia demandada por el bus CC
% demanded power on DC bus
 $P_{load}(k) \forall k \in \{1, 2, \dots, N\}; N = \frac{t_{backup}}{\Delta T}$ 
% potencia nominal de la pila de combustible
% fuel-cell's rated power

 $P_{FC,n}$ 
% paso de simulación
% simulation step

 $\Delta T$ 
% curva de eficiencia de la PC. Se supone lineal entre las potencias mínima y máxima,
% a potencia mínima la eficiencia es máxima y viceversa
% FC efficiency curve. Supposed to be linear between minimum and maximum powers,
% when power is maximum efficiency is minimum and vice versa

 $\eta_{FC}(P_{FC}) = aP_{FC} + b$ 
% eficiencia del convertidor de la pila
% fuel-cell converter efficiency

 $\eta_{FCconv}$ 
% eficiencia del convertidor del banco de baterías
% battery bank converter efficiency

 $\eta_{BATconv}$ 
% eficiencia en la descarga del banco de baterías
% battery bank discharging efficiency

 $\eta_{disch}$ 
% eficiencia en la recarga del banco de baterías
% battery bank charging efficiency

 $\eta_{ch}$ 

```

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Definiendo pico, valle, transicion, vector transicion
% Defining peak, offpeak, transition, vector transition
 $\forall k \in \{1, 2, \dots, N\}$ 
step  $k \in$  a peak when  $\left(\frac{P_{load}(k)}{\eta_{FCconv}} - P_{FC,n}\right) \geq 0$ ,
otherwise step  $k \in$  an offpeak
step  $k$  is a transition when (step  $k \in$  a peak and step  $k + 1 \in$  a offpeak) or
(step  $k \in$  an offpeak and step  $k + 1 \in$  a peak)

if step 1  $\in$  an peak then step 0 is defined and it is a transition end if
define vector transition such that transition(i)  $\forall i \in \{1, \dots, M\}$  are all the transitions

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Calculando la salida de la pila en el primer intervalo cuando es un valle
% Calculating fuel-cell power output in the first interval when it is an offpeak
% si existe al menos una transición
% if one transition exists at least
if  $M > 0$ 
    if step 1  $k \in$  an offpeak then

        
$$P_{FC}(i) = \frac{P_{load}(i)}{\eta_{FCconv}} \quad \forall i \in \{1, \dots, transition(1)\}$$


    end

    % si no hay ninguna transicion, todos los steps pertenecen a valles
    % if there is not any transition, all steps belong to offpeaks
else
     $P_{FC}(i) = P_{FC,n} \quad \forall i \in \{1, 2, \dots, N\}$ 
    % y el algoritmo termina
    % and the algorithm is over
return
end

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Bucle para calcular la salida de potencia de la pila para todos los conjuntos pico-valle
% Loop for calculating FC power output for all sets peak-offpeak
% Calculando el índice final para el bucle
% Calculating final index for loop
if  $M > 2$  and  $M$  is even then final_index =  $M - 3$ 
if  $M > 2$  and  $M$  is odd then final_index =  $M - 2$ 

```

% Si existe al menos un conjunto *pico-valle*

% if one set *peak-offpeak* exists at least

if M>2 then

% la energía total descargada por el banco de baterías es cero inicialmente

% the total energy discharged by the battery bank is null initially

$E_{total_disch} = 0$

% for all sets *peak-offpeak*

% para todos los conjuntos *pico-valle*

for $i=1:2: final_index$

% Calculando la energía cedida por el banco de baterías en el *pico*

% Calculating energy lost by the battery bank in the *peak*

$$E_{disch}(i) = \sum_{j=transition(i)+1}^{j=transition(i+1)} \frac{(P_{load}(j) - \eta_{FCconv} P_{FC,n}) \Delta T}{\eta_{BATconv} \eta_{disch}}$$

% Calculando la energía pendiente de recargar en el banco de baterías

% Calculating energy unresolved for charging in the battery bank

$E_{total_disch} = E_{total_disch} + E_{disch}(i)$

% Calculando la recarga máxima posible en el *valle*

% Calculating maximum possible charging in the *offpeak*

$$E_{ch_max}(i) = \sum_{j=transition(i+1)+1}^{j=transition(i+2)} (P_{FC,n} \eta_{FCconv} - P_{load}(j) \eta_{BATconv} \eta_{ch}) \Delta T$$

% Calculando la salida de potencia de la pila en el *pico*

% Calculating fuel-cell power output in the *peak*

$P_{FC}(j) = P_{FC,n}$ for $j = transition(i) + 1 : 1 : transition(i + 1)$

% Calculando la salida de potencia de la pila en el *valle*

% Calculating fuel-cell power output in the *offpeak*

% Si la recarga completa es posible

% If the full charging is possible

if $E_{total_disch} < E_{ch_max}(i)$ then

$E_{total_disch} = 0$

% minimizando el consumo de H₂: problema de optimización convexa

% minimizing H₂ consumption: convex optimization problem

calculate $P_{FC}(j)$ for $j = transition(i + 1) : 1 : transition(i + 2)$

such that

$$\min J = \sum_{j=transition(i+1)+1}^{j=transition(i+2)} \frac{P_{FC}(j)}{b + aP_{FC}(j)}$$

$$\sum_{j=transition(i+1)+1}^{j=transition(i+2)} \left(P_{FC}(j) - \frac{P_{load}(j)}{\eta_{FCconv}} \right) = \frac{E_{total_disch}}{\eta_{FCconv}\eta_{BATconv}\eta_{ch}\Delta T}$$

$$\frac{P_{load}(j)}{\eta_{FCconv}} \leq P_{FC}(j) \leq P_{FC,n}$$

% Si la recarga completa no es posible

% If the full charging is not possible

else

$$P_{FC}(j) = P_{FC,n} \text{ for } j = transition(i + 1) + 1 : 1 : transition(i + 2)$$

$$E_{total_disch} = E_{total_disch} - E_{ch_max}(i)$$

end

end

end

%%%

% Calculando la salida de potencia de la pila en los últimos intervalos, no hay recarga en el último valle

% Calculating fuel-cell power output for the last intervals, there is no charging in the last *offpeak*

if *M* is even then

$$P_{FC}(j) = P_{FC,n} \text{ for } j = transition(M - 1) + 1 : 1 : transition(M)$$

$$P_{FC}(j) = P_{load}(j)/\eta_{FCconv} \text{ for } j = transition(M) + 1 : 1 : N$$

else

$$P_{FC}(j) = P_{FC,n} \text{ for } j = transition(M) + 1 : 1 : N$$

end

Sistema electrónico de seguridad y acciones para el arranque, funcionamiento y parada de los equipos que emplean hidrógeno en su operación

UN sistema electrónico de seguridad verificará el estado seguro del laboratorio y activará alarmas y desconectará automáticamente los equipos cuando sea necesario. Este sistema estará siempre operativo, incluso cuando no se trabaje o sea de noche. El sistema de seguridad está compuesto de (ver figuras F.1 a F.3)¹:

1. Un autómeta programable (PLC).
2. Dos detectores de hidrógeno que se comunican al PLC mediante una central de seguridad.
3. Dos pulsadores de paro de emergencia.
4. Dos pulsadores de alarma manual.
5. Dos sirenas de emergencia.
6. Un interruptor para activar el extractor del sistema de ventilación artificial.
7. Un contactor en el cuadro eléctrico que avisa cuando el extractor no recibe tensión, por ejemplo cuando el interruptor del extractor está desactivado.

¹Una de las sirenas de emergencia no se muestra en las figuras pues está ubicada en el pasillo exterior de acceso al laboratorio.

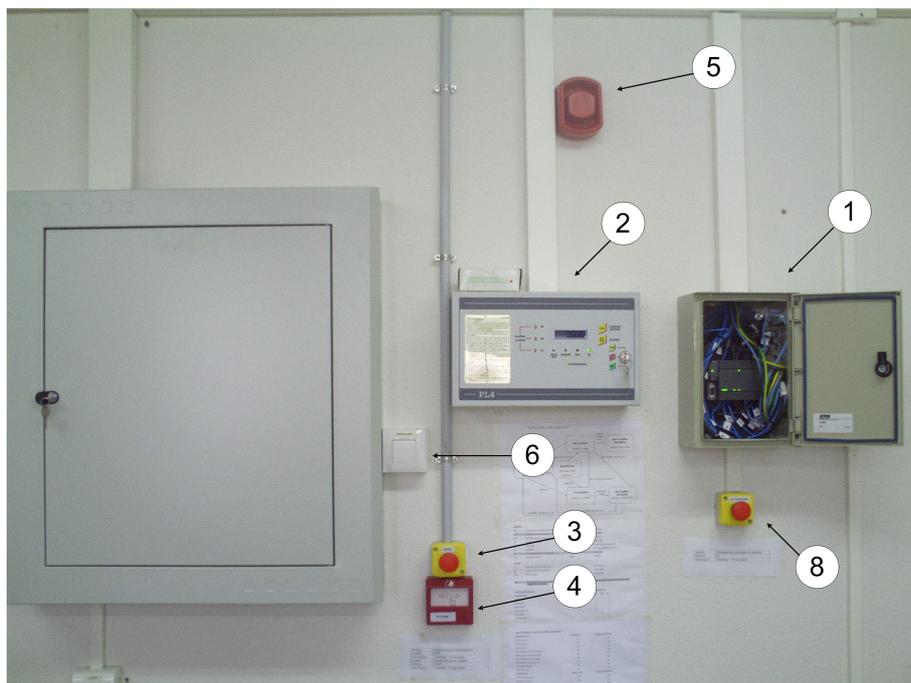


Figura F.1: Elementos del sistema de seguridad ubicados en la sala de potencia y control

8. Un interruptor para activar la comprobación de seguridad cuando los equipos estén funcionando. La función de este interruptor es evitar que la falta de tensión en el contactor del extractor cuando el interruptor del extractor está desactivado, en el caso de que los equipos no estén operando, sea considerada por el sistema de seguridad como un fallo en el extractor. Este interruptor se denominará *interruptor de activación*.

Las entradas y salidas del PLC de seguridad son las siguientes:

Entradas:

- PPE - pulsadores paro de emergencia (2 unidades).
- PAM - pulsadores de alarma manual (2 unidades).
- CE - contactor del extractor.
- RA - *real-alarma*, señal de concentración alta de H₂ procedente de la central de seguridad.
- PA - *pre-alarma*, señal de concentración media de H₂ procedente de la central de seguridad.
- IA - interruptor de activación.
- FS - señal de fallo de algún detector de H₂ procedente de la central de seguridad.

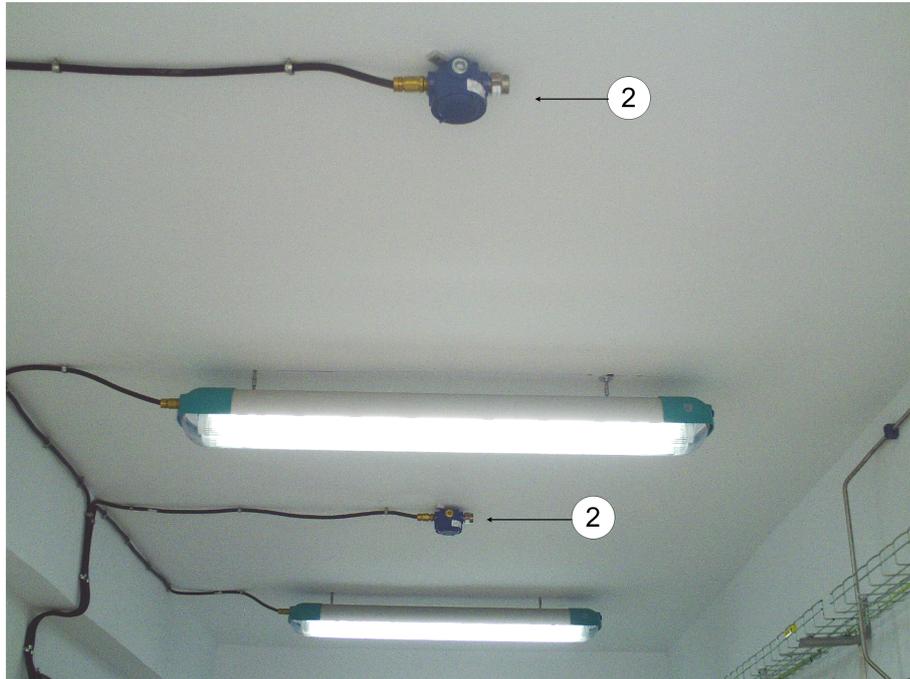


Figura F.2: Elementos del sistema de seguridad ubicados en la sala de procesado de hidrógeno I



Figura F.3: Elementos del sistema de seguridad ubicados en la sala de procesado de hidrógeno II

Salidas:

- EGA - orden a las sirenas para emitir el sonido correspondiente a una emergencia de gravedad alta.
- EGM - orden a las sirenas para emitir el sonido correspondiente a una emergencia de gravedad media.
- EEA - señal dirigida a los equipos para su encendido o apagado automático.

En la figura F.4 se muestra el diagrama de estados que define el automatismo de seguridad.

A continuación se describen los distintos estados del diagrama junto con las acciones que debe ejecutar el usuario durante el arranque, funcionamiento y parada de los equipos que emplean hidrógeno en su operación:

1. Antes de comenzar a trabajar con algún equipo (estado *EQUIPOS OFF*):
 - a) No iniciar el proceso en caso de detectar situaciones anómalas.
 - b) Mantener cerrada la puerta de la sala del proceso de hidrógeno cuando algún equipo esté funcionando.
 - c) Activar el extractor mediante su interruptor.
 - d) Activar el interruptor de activación.
 - e) Abrir las válvulas de hidrógeno necesarias.

Una vez que se han activado los interruptores de activación y el extractor, se pasará al estado *EQUIPOS ON*. En este estado el sistema envía señales a los equipos de manera que sus interruptores manuales pueden hacerlos arrancar. En el estado *EQUIPOS OFF* las señales enviadas por el sistema pondrán fuera de operación a los equipos y no permitirán su arranque aunque se activen los interruptores de arranque manual.

2. Una vez que se haya terminado de trabajar con los equipos (dejándolos fuera de operación), volver a desactivar el interruptor de activación (pasando de nuevo al estado *EQUIPOS OFF*), y posteriormente dejar funcionar el extractor 15 minutos para diluir completamente el hidrógeno que pueda haber fugado. Transcurrido ese tiempo se podrá detener el extractor. Las válvulas de los equipos y la instalación deben quedar cerradas para evitar liberaciones de hidrógeno no deseadas.
3. En caso de que:
 - a) Se pulse el pulsador de emergencia, o
 - b) la central de seguridad envíe una señal de *real-alarma*, o

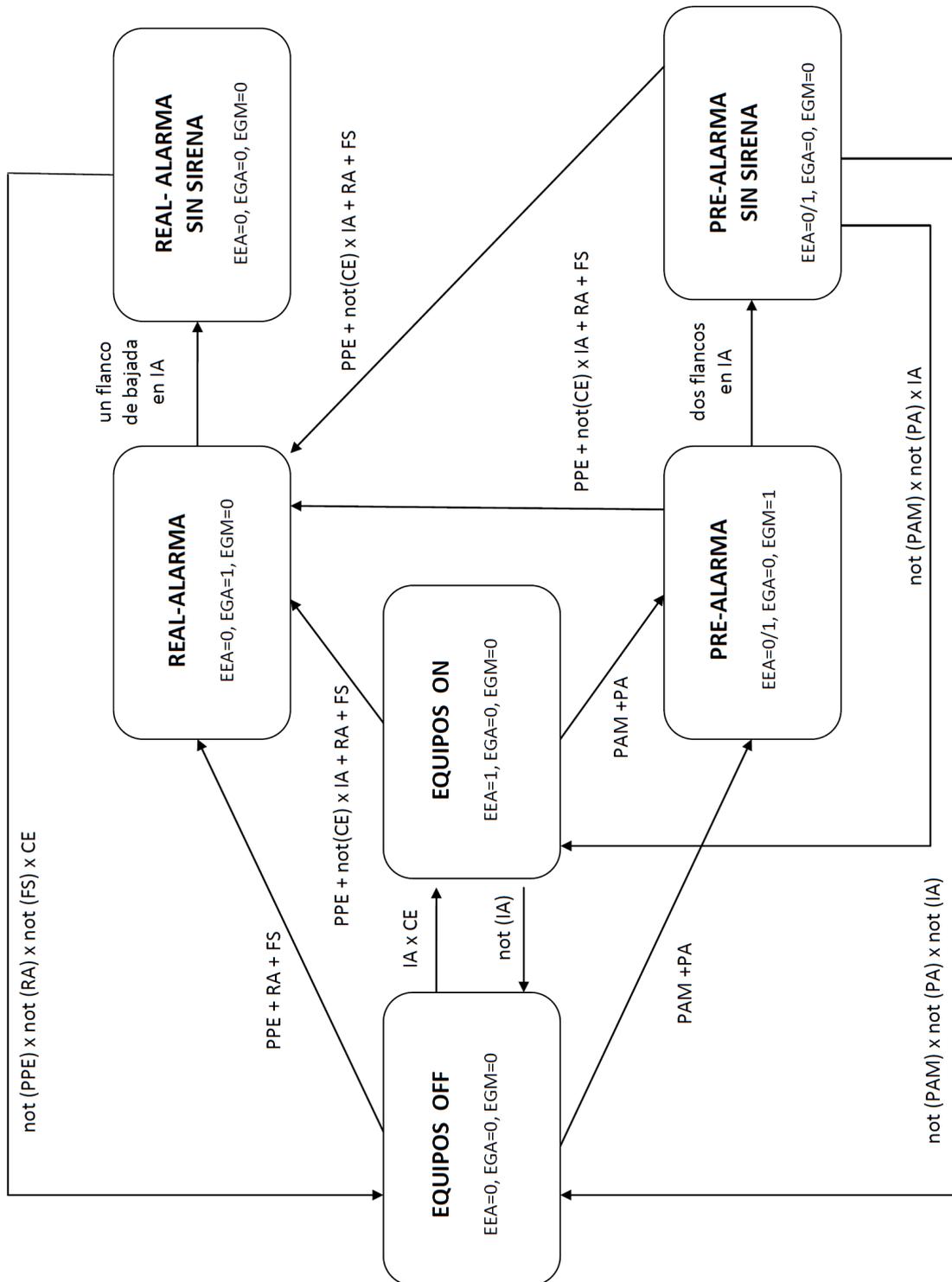


Figura F.4: Diagrama de estados que define el automatismo de seguridad

- c) la central de seguridad envíe una señal de fallo de algún detector de hidrógeno, o
- d) el extractor se quede sin alimentación eléctrica (por ejemplo porque por error se ha desactivado su interruptor),

se pasará al estado *REAL-ALARMA*. En este estado el PLC enviará señales para la desactivación de los equipos y para que las sirenas emitan la señal de emergencia de gravedad alta.

4. Estando en el estado *REAL-ALARMA*, cuando las sirenas ya ha cumplido su función de aviso de la emergencia, se podrá desactivar el sonido mediante un flanco en el interruptor de activación seguido del posicionamiento en *OFF* de dicho interruptor. Cuando la condición que hizo saltar al estado *REAL-ALARMA* haya desaparecido se pasará de nuevo al estado *EQUIPOS OFF*. Si la condición de salto fue activar el pulsador de emergencia, su desactivación hace desaparecer dicha condición.
5. En caso de que se pulse el pulsador de alarma manual o la central envíe una señal de pre-alarma se pasará al estado *PRE-ALARMA*. En este estado las sirenas indicarán emergencia de gravedad media y la señal dirigida a los equipos para su encendido o apagado automático tendrá el mismo valor que en el estado previo.
6. Estando en el estado *PRE-ALARMA*, cuando las sirenas ya ha cumplido su función de aviso de la emergencia, se podría desactivar el sonido mediante dos flancos en el interruptor de activación (y por tanto dejando dicho interruptor en su posición anterior). Cuando la condición que hizo saltar al estado *PRE-ALARMA* haya desaparecido se pasará al estado anterior (*EQUIPOS ON* o *EQUIPOS OFF*). Si la condición de salto fue activar el pulsador de alarma manual, su desactivación hace desaparecer dicha condición.

Índice de figuras

2.1	Consumo de energía primaria en el mundo. Fuente BP 2009	20
2.2	Configuración genérica de un sistema híbrido de potencia	35
2.3	Configuración típica de sistema fotovoltaico conectado a red	40
2.4	Configuración típica de un sistema fotovoltaico aislado	40
2.5	Método de recarga de una batería en cuatro etapas	45
2.6	Circuito equivalente con MPPT	49
2.7	Variación del punto de trabajo del generador fotovoltaico mediante el MPPT	49
2.8	Configuración de un sistema fotovoltaico aislado con MPPT	49
2.9	Formas de onda de la corriente por el inductor de cada convertidor elevador CC/CC en un módulo de tres operando en modo <i>interleaving</i> y de la corriente global del modulo	53
2.10	Control en modo tensión	55
2.11	Control en modo corriente	55
2.12	Esquema genérico del procesador de reparto de corriente	56
2.13	Diagrama de bloques de un reparto de corriente mediante lazo interno basado en una estructura maestro-esclavo aplicado a dos convertidores en paralelo	57
2.14	Diagrama de bloques de un reparto de corriente mediante lazo interno basado en una estructura de corriente media aplicado a dos convertidores en paralelo	57
2.15	Diagrama de bloques de un reparto de corriente mediante lazo externo basado en una estructura maestro-esclavo aplicado a dos convertidores en paralelo	58
2.16	Diagrama de bloques de un reparto de corriente integrado con un MPPT	60
2.17	Diferentes configuraciones de sistemas híbridos compuestos por pila de combustible y banco de baterías	73
2.18	Modos de operación de un sistema híbrido compuestos por pila de combustible y banco de baterías	74

3.1	Configuración del sistema fotovoltaico bajo estudio	86
3.2	Algoritmo para realizar el análisis energético anual	90
3.3	Curva de eficiencia típica en convertidores CC/CC	91
3.4	Eficiencia anual frente al número de convertidores en paralelo	92
3.5	Esquema de simulación en HOMER	93
3.6	Perfil de carga típico de una estación de telecomunicaciones	94
3.7	Datos de radiación solar en Anchorage (Alaska)	96
3.8	Datos de radiación solar en Seattle (Washington)	96
3.9	Datos de radiación solar en Miami Beach (Florida)	96
3.10	Algoritmo para incluir convertidores CC/CC en el dimensionado	98
4.1	Configuración del sistema SAI bajo estudio	112
4.2	Algoritmo para dimensionar sistemas de respaldo PC + baterías	115
4.3	Configuración del sistema de potencia insertado en HOMER	124
4.4	Perfil de carga típico de una estación de telecomunicaciones	127
4.5	Fases de operación del sistema de potencia de respaldo	129
4.6	Escenario I	133
4.7	Desglose de costes de la solución basada en PC 1,5 kW + 18 baterías 55 Ah	134
4.8	Desglose de costes de la solución basada en PC 4 kW	135
4.9	Simulación para el perfil B de la solución PC 2,4 kW + 12 baterías 55 Ah.	137
4.10	Simulación para el perfil B de la solución 16 baterías 1.900 Ah.	138
4.11	Simulación para el perfil B de la solución PC 2,4 kW + 8 baterías 55 Ah.	139
5.1	Esquema del sistema de hidrógeno	142
5.2	Plano del laboratorio de hidrógeno. Planta	147
5.3	Alzado de la sala de procesado de hidrógeno	148
5.4	Perfil de la sala de procesado de hidrógeno	149
5.5	Vista desde la sala de procesado de hidrógeno de la división del laboratorio en dos salas	151
5.6	Sistema de ventilación artificial de la sala de procesado de hidrógeno	152
5.7	Medios de prevención y lucha contra incendios ubicados en la sala de proce- sado de hidrógeno I	152
5.8	Medios de prevención y lucha contra incendios ubicados en la sala de potencia y control	153
5.9	Medios de prevención y lucha contra incendios ubicados en la sala de proce- sado de hidrógeno II	153
5.10	Vista de la sala de procesado de hidrógeno ya montada	154

5.11	Electrolizador alcalino de 0,5 Nm ³ /h	155
5.12	Cilindros de hidruros metálicos de 85 g de capacidad de almacenamiento . . .	157
5.13	Pila de combustible de 1,2 kW	158
5.14	Curvas de polarización y de potencia de la pila de combustible	158
5.15	Valores de P y T en equilibrio para el cilindro 85G250 de Ovonic	160
5.16	Recarga en el cilindro 85G250 de Ovonic mediante cuatro métodos diferentes	161
5.17	Capacidad frente a la razón de descarga en el cilindro 85G250 de Ovonic . .	164
5.18	Configuración I de la conexión pilas con cilindros	165
5.19	Configuración II de la conexión pilas con cilindros	165
5.20	Esquema del cuadro de instrumentación	167
5.21	Cuadro de instrumentación: parte I	170
5.22	Cuadro de instrumentación: parte II	171
A.1	Pantalla principal de HOMER	182
A.2	Parámetros del recurso solar	183
A.3	Parámetros del generador fotovoltaico	185
A.4	Parámetros del recurso eólico	187
A.5	Parámetros de la turbina eólica	189
A.6	Parámetros de la batería	190
A.7	Parámetros para las restricciones de operación	192
A.8	Resultados devueltos por HOMER	195
D.1	Transferencia de datos entre HOMER y MATLAB	204
F.1	Elementos del sistema de seguridad ubicados en la sala de potencia y control	214
F.2	Elementos del sistema de seguridad ubicados en la sala de procesado de hidrógeno I	215
F.3	Elementos del sistema de seguridad ubicados en la sala de procesado de hidrógeno II	215
F.4	Diagrama de estados que define el automatismo de seguridad	217

Índice de tablas

2.1	Eficiencias volumétricas y másicas de diferentes tecnologías de almacenamiento de hidrógeno	67
3.1	Eficiencia anual en función del número(n) de convertidores en paralelo	91
3.2	Mejora en el tamaño del banco de baterías (Anchorage)	102
3.3	Mejora en el tamaño del banco de baterías (Seattle)	102
3.4	Mejora en el tamaño del banco de baterías (Miami Beach)	102
3.5	Mejora en el dimensionado completo del sistema fotovoltaico (Anchorage)	103
3.6	Mejora en el dimensionado completo del sistema fotovoltaico (Seattle)	104
3.7	Mejora en el dimensionado completo del sistema fotovoltaico (Miami Beach)	104
4.1	Resultados para el perfil A con tiempo de reempl. de baterías de 5 años	133
4.2	Resultados para el perfil A con tiempo de reempl. de baterías de 3 años	133
4.3	Resultados para el perfil B con tiempo de reempl. de baterías de 5 años	135
4.4	Resultados para el perfil B con tiempo de reempl. de baterías de 3 años	135
5.1	Flujos medio/máximo de recarga por cilindro para una presión de 250 psig	162
5.2	Flujos medio/máximo de recarga por cilindro para una presión de 217,56 psig	162
5.3	Flujo medio de recarga para varios cilindros a una presión de 217,56 psig	163
B.1	Familias principales de hidruros metálicos para almacenar hidrógeno	199

Bibliografía

- Ackermann, Thomas, Göran Andersson y Lennart Söder (2001). Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research* **57**(3), 195 – 204.
- Adamson, Kerry-Ann (2007). Uninterruptible power supply/backup. In: *Stationary Fuel Cells*. pp. 59 – 75. Elsevier. Oxford.
- Alam, M.S. y D.W. Gao (2007). Modeling and analysis of a wind/PV/fuel cell hybrid power system in HOMER. In: *Industrial Electronics and Applications, 2007. ICIEA 2007. 2nd IEEE Conference on*. pp. 1594 – 1599.
- Alessandro, F., V. Antonucci, L. Dusonchet, S. Favuzza, M. Ferraro y G. Graditi (2007). UPS fuel cell based: an innovative back-up system. In: *Clean Electrical Power, 2007. ICCEP '07. International Conference on*. pp. 723 – 729.
- APC (2005). *Battery technology for data centers and network rooms: battery options*. American Power Conversion Corp.
- Barley, C. Dennis y C. Byron Winn (1996). Optimal dispatch strategy in remote hybrid power systems. *Solar Energy* **58**(4-6), 165 – 179. Selected Proceedings of the ISES 1995: Solar World Congress. Part II.
- Barsoum, N.N. y P. Vacent (2007). Balancing cost, operation and performance in integrated hydrogen hybrid energy system. In: *Modelling Simulation, 2007. AMS '07. First Asia International Conference on*. pp. 14 – 18.
- Bauman, J. y M. Kazerani (2008). A comparative study of fuel-cell–battery, fuel-cell–ultracapacitor, and fuel-cell–battery–ultracapacitor vehicles. *Vehicular Technology, IEEE Transactions on* **57**(2), 760 – 769.

- Beaudoin, S. y C. McMahon (2007). Variable speed gensets: Reduce fuel consumption and optimize engine performance. Technical report. CVT Corp. http://www.cvtcorp.com/uploads/white_paper_en.pdf.
- Bekele, Getachew y Björn Palm (2010). Feasibility study for a standalone solar-wind-based hybrid energy system for application in Ethiopia. *Applied Energy* **87**(2), 487 – 495.
- Berasategi, A., C. Cabal, C. Alonso y B. Estibals (2009). European efficiency improvement in photovoltaic applications by means of parallel connection of power converters. In: *Power Electronics and Applications, 2009. EPE '09. 13th European Conference on*. pp. 1 – 10.
- Bernal-Agustín, José L. y Rodolfo Dufo-López (2008). Hourly energy management for grid-connected wind-hydrogen systems. *International Journal of Hydrogen Energy* **33**(22), 6401 – 6413.
- Bernal-Agustín, José L. y Rodolfo Dufo-López (2009). Simulation and optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **13**(8), 2111 – 2118.
- Bernard, J., S. Delprat, F. Buechi y T.M. Guerra (2006). Global optimisation in the power management of a fuel cell hybrid vehicle (FCHV). In: *Vehicle Power and Propulsion Conference, 2006. VPPC '06. IEEE*. pp. 1 – 6.
- Bernard, J., S. Delprat, F.N. Buchi y T.M. Guerra (2009). Fuel-cell hybrid powertrain: Toward minimization of hydrogen consumption. *Vehicular Technology, IEEE Transactions on* **58**(7), 3168 – 3176.
- Borowy, B.S. y Z.M. Salameh (1994). Optimum photovoltaic array size for a hybrid wind/PV system. *Energy Conversion, IEEE Transactions on* **9**(3), 482 – 488.
- Botzung, Maxime, Serge Chaudourne, Olivier Gillia, Christian Perret, Michel Latroche, Annick Percheron-Guegan y Philippe Marty (2008). Simulation and experimental validation of a hydrogen storage tank with metal hydrides. *International Journal of Hydrogen Energy* **33**(1), 98 – 104. IWHE 2006.
- Boyd, Stephen y Lieven Vandenberghe (2009). *Convex Optimization*. Cambridge University Press.
- Cabal, C., A. Cid-Pastor, L. Seguíer, B. Estibals y C. Alonso (2008a). Maximum power point tracking by means of parallel connection of power semigrators. In: *Industrial Electronics, 2008. ISIE 2008. IEEE International Symposium on*. pp. 2383 – 2389.

- Cabal, C., A.P. Cid, L. Seguíer, B. Estibals y C. Alonso (2008b). Improved photovoltaic conversion chain with interleaved method. In: *Power Electronics Specialists Conference, 2008. PESC 2008. IEEE*. pp. 70 – 75.
- Chedid, R. y S. Rahman (1997). Unit sizing and control of hybrid wind-solar power systems. *Energy Conversion, IEEE Transactions on* **12**(1), 79 – 85.
- COIIM (2008). *Documento de trabajo sobre la energía y su problemática*. Comisión de Energía del Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Madrid.
- Comisión Europea (2003). *La Energía del Hidrógeno y las Pilas de Combustible. Una visión para nuestro futuro*. Grupo de Alto Nivel sobre el Hidrógeno y las Pilas de Combustible de la Comisión Europea.
- Comunidad de Madrid (2007). *Guía básica de la generación distribuida*. Dirección General de Industria, Energía y Minas de la Comunidad de Madrid.
- Dalton, G.J., D.A. Lockington y T.E. Baldock (2009). Feasibility analysis of renewable energy supply options for a grid-connected large hotel. *Renewable Energy* **34**(4), 955 – 964.
- Demiroren, A. y U. Yilmaz (2010). Analysis of change in electric energy cost with using renewable energy sources in Gökceada, Turkey: An island example. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **14**(1), 323 – 333.
- Divya, K.C. y Jacob Østergaard (2009). Battery energy storage technology for power systems—an overview. *Electric Power Systems Research* **79**(4), 511 – 520.
- Duffie, J.A. y W.A. Beckman (1991). *Solar Engineering of Thermal Processes*. 2nd ed.. Wiley. Nueva York, E.E.U.U.
- Dufo-López, Rodolfo (2007). Dimensionado y control óptimos de sistemas híbridos aplicando algoritmos evolutivos. PhD thesis. Universidad de Zaragoza. <http://www.unizar.es/jlbernal/Theses>
- Dufo-López, Rodolfo, José L. Bernal-Agustín y Franklin Mendoza (2009). Design and economical analysis of hybrid PV-wind systems connected to the grid for the intermittent production of hydrogen. *Energy Policy* **37**(8), 3082 – 3095.
- Dufo-López, Rodolfo y José L. Bernal-Agustín (2005). Design and control strategies of PV-diesel systems using genetic algorithms. *Solar Energy* **79**(1), 33 – 46.

- Edwards, P.P., V.L. Kuznetsov, W.I.F. David y N.P. Brandon (2008). Hydrogen and fuel cells: Towards a sustainable energy future. *Energy Policy* **36**(12), 4356 – 4362. Foresight Sustainable Energy Management and the Built Environment Project.
- Enrique, J.M., J.M. Andújar y M.A. Bohórquez (2010). A reliable, fast and low cost maximum power point tracker for photovoltaic applications. *Solar Energy* **84**(1), 79 – 89.
- Erbs, D.G., S.A. Klein y J.A. Duffie (1982). Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. *Solar Energy* **28**(4), 293 – 302.
- Feitelberg, A. S., C. Smith, L. F. Wong, D. B. Parry y R. J. Graham (2006). Ongoing development of plug power's next generation stationary PEM fuel cell system. In: *Fuel Cell Seminar*. Honolulu, Hawái, Estados Unidos.. pp. 13 – 17.
- Feroldi, D., M. Serra y J. Riera (2009). Design and analysis of fuel-cell hybrid systems oriented to automotive applications. *Vehicular Technology, IEEE Transactions on* **58**(9), 4720 – 4729.
- Ferreira, A.A., J.A. Pomilio, G. Spiazzi y L. de Araujo Silva (2008). Energy management fuzzy logic supervisory for electric vehicle power supplies system. *Power Electronics, IEEE Transactions on* **23**(1), 107 – 115.
- Fung, Chun Che, W. Rattanongphisat y C. Nayar (2002). A simulation study on the economic aspects of hybrid energy systems for remote islands in Thailand. In: *TENCON '02. Proceedings. 2002 IEEE Region 10 Conference on Computers, Communications, Control and Power Engineering*. Vol. 3. pp. 1966 – 1969 vol.3.
- Giral, Roberto (1999). Síntesis de estructuras multiplicadoras de tensión basadas en células convertidoras continua-continua de tipo conmutado. PhD thesis. Universidad Politécnica de Cataluña.
- Giraud, F. y Z.M. Salameh (2001). Steady-state performance of a grid-connected rooftop hybrid wind-photovoltaic power system with battery storage. *Energy Conversion, IEEE Transactions on* **16**(1), 1 – 7.
- Graham, V.A. y K.G.T. Hollands (1990). A method to generate synthetic hourly solar radiation globally. *Solar Energy* **44**(6), 333 – 341.
- Harfman-Todorovic, M., L. Palma, M. Chellappan y P. Enjeti (2008). Design considerations for fuel cell powered UPS. In: *Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2008. APEC 2008. Twenty-Third Annual IEEE*. pp. 1984 – 1990.

- Huth, S. (1996). DC/DC-converters in parallel operation with digital load distribution control. In: *Industrial Electronics, 1996. ISIE '96., Proceedings of the IEEE International Symposium on*. Vol. 2. pp. 808 – 813 vol.2.
- International Energy Agency (2002). *Energy Outlook 2002*. Paris.
- ITC (2002). Instrucción Técnica Complementaria ITC-BT-29, Prescripciones particulares para las instalaciones eléctricas de los locales con riesgo de incendio o explosión.
- Jiang, Wei y B. Fahimi (2010). Active current sharing and source management in fuel cell-battery hybrid power system. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on* **57**(2), 752 – 761.
- Jiang, Zhenhua, Lijun Gao y R.A. Dougal (2007). Adaptive control strategy for active power sharing in hybrid fuel cell/battery power sources. *Energy Conversion, IEEE Transactions on* **22**(2), 507 – 515.
- Jossen, Andreas, Juergen Garche, Harry Doering, Markus Goetz, Werner Knaupp y Ludwig Joerissen (2005). Hybrid systems with lead-acid battery and proton-exchange membrane fuel cell. *Journal of Power Sources* **144**(2), 395 – 401. Selected papers from the Ninth European Lead Battery Conference.
- Kalhoff, N. (2007). Integration of fuel cell applications into the power supply for information and telecommunications technology. In: *Telecommunications Energy Conference, 2007. INTELEC 2007. 29th International*. pp. 444 – 448.
- Karve, S. (2000). Three of a kind [UPS topologies, IEC standard]. *IEE Review* **46**(2), 27 – 31.
- Kellogg, W.D., M.H. Nehrir, G. Venkataramanan y V. Gerez (1998). Generation unit sizing and cost analysis for stand-alone wind, photovoltaic, and hybrid wind/PV systems. *Energy Conversion, IEEE Transactions on* **13**(1), 70 – 75.
- Kim, Min-Joong y Huei Peng (2007). Power management and design optimization of fuel cell/battery hybrid vehicles. *Journal of Power Sources* **165**(2), 819 – 832. IBA - HBC 2006 - Selected papers from the INTERNATIONAL BATTERY ASSOCIATION AND HAWAII BATTERY CONFERENCE 2006 Waikoloa, Hawaii, USA 9-12 January 2006.
- Kim, Seul-Ki, Jin-Hong Jeon, Chang-Hee Cho, Jong-Bo Ahn y Sae-Hyuk Kwon (2008). Dynamic modeling and control of a grid-connected hybrid generation system with versatile power transfer. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on* **55**(4), 1677 – 1688.

- Koyama, H. (2007). Extended run fuel cell backup power: Solving the hydrogen challenge. In: *Telecommunications Energy Conference, 2007. INTELEC 2007. 29th International*. pp. 457 – 459.
- Krein, Philip T. (1998). *Elements of Power Electronics*. Oxford University Press, Inc.. Nueva York, Estados Unidos.
- Lai, Jih-Sheng (2007). Power conditioning systems for renewable energies. In: *Electrical Machines and Systems, 2007. ICEMS. International Conference on*. pp. 209 – 218.
- Linares, J.I. y B.Y. Moratilla (2007). *El hidrógeno y la energía*. Asociación Nacional de Ingenieros del ICAI, Universidad Pontificia Comillas.
- Liu, Guidong, Junzhi Zhang y Yuwei Sun (2008). High frequency decoupling strategy for the PEM fuel cell hybrid system. *International Journal of Hydrogen Energy* **33**(21), 6253 – 6261.
- Lopes, J.A. Peças, N. Hatziargyriou, J. Mutale, P. Djapic y N. Jenkins (2007). Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. *Electric Power Systems Research* **77**(9), 1189 – 1203. Distributed Generation.
- Lukic, S.M., Jian Cao, R.C. Bansal, F. Rodriguez y A. Emadi (2008). Energy storage systems for automotive applications. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on* **55**(6), 2258 – 2267.
- Luo, Shiguo, Zhihong Ye, Ray-Lee Lin y F.C. Lee (1999). A classification and evaluation of paralleling methods for power supply modules. In: *Power Electronics Specialists Conference, 1999. PESC 99. 30th Annual IEEE*. Vol. 2. pp. 901 – 908 vol.2.
- Luque, Antonio y Steven Hegedus (2003). *Handbook of photovoltaic science and engineering*. Wiley.
- Mahadevan, K., K. Judd, H. Stone, J. Zewatsky, A. Thomas, H. Mahy y D. Paul (2007). Identification and characterization of near-term direct hydrogen proton exchange membrane fuel cell markets. Technical report. Battelle. http://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/pemfc_econ_2006_report_final_0407.pdf.
- Manwell, J. F., A. Rogers, G. Hayman, C. T. Avelar y J. G. McGowan (1998). *A hybrid system simulation model. Theory manual*. Renewable Energy Research Laboratory. Department of Mechanical Engineering. University of Massachusetts.

- Manwell, James F. y Jon G. McGowan (1993). Lead acid battery storage model for hybrid energy systems. *Solar Energy* **50**(5), 399 – 405.
- Markvart, Tom y Luis Castañer (2006). *Practical handbook of photovoltaics. Fundamentals and applications*. Elsevier.
- May, G.J. (2006). Standby battery requirements for telecommunications power. *Journal of Power Sources* **158**(2), 1117 – 1123. Special issue including selected papers from the 6th International Conference on Lead-Acid Batteries (LABAT 2005, Varna, Bulgaria) and the 11th Asian Battery Conference (11 ABC, Ho Chi Minh City, Vietnam) together with regular papers.
- Nayar, C.V., S.M. Islam, H. Dehbonei, K. Tan y H. Sharma (2007). Power electronics for renewable energy sources. In: *Power Electronics Handbook (Second Edition)* (Muhammad H. Rashid, Ph.D., Fellow IEE y Fellow IEEE, Eds.). second edition ed.. pp. 673 – 716. Academic Press. Burlington.
- Ocklind, A. (2005). Backup power fuel cells. Technical report. Cellkraft AB. http://www.cellkraft.se/produkt/Backup_Fuelcells.pdf.
- Park, Sung-Jun, Feel-Soon Kang, Su Eog Cho, Chae-Joo Moon, Hae-Kon Nam y Toshifumi Ise (2006). New parallel driving strategy based on modified converters and peak current mode control for photovoltaic power generation systems. *Solar Energy* **80**(5), 524 – 534.
- Paska, Józef, Piotr Biczal y Mariusz Klos (2009). Hybrid power systems - an effective way of utilising primary energy sources. *Renewable Energy* **34**(11), 2414 – 2421.
- Pereira-Bahia, C. y P. Paulmier (2007). Operational feed-back on fuel cell solutions for telecom needs. In: *Telecommunications Energy Conference, 2007. INTELEC 2007. 29th International*. pp. 6 – 10.
- Perry, Mike L. y Eric Strayer (2006). Fuel-cell based back-up power for telecommunication applications: Developing a reliable and cost-effective solution. In: *Telecommunications Energy Conference, 2006. INTELEC '06. 28th Annual International*. pp. 1 – 8.
- Pukrushpan, J.T., A.G. Stefanopoulou y Hwei Peng (2004). Control of fuel cell breathing. *Control Systems Magazine, IEEE* **24**(2), 30 – 46.
- RD (2003). Real Decreto 681/2003 de 12 de Junio sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores expuestos a los riesgos derivados de atmósferas explosivas en el lugar de trabajo.

- REBT (2002). Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- Rinaldi, P. y G.M. Veca (2007). The hydrogen for base radio stations. In: *Telecommunications Energy Conference, 2007. INTELEC 2007. 29th International*. pp. 288 – 292.
- Rodatz, P., G. Paganelli, A. Sciarretta y L. Guzzella (2005). Optimal power management of an experimental fuel cell/supercapacitor-powered hybrid vehicle. *Control Engineering Practice* **13**(1), 41 – 53.
- Schell, Andreas, Huei Peng, Doanh Tran, Euthie Stamos, Chan-Chiao Lin y Min Joong Kim (2005). Modelling and control strategy development for fuel cell electric vehicles. *Annual Reviews in Control* **29**(1), 159 – 168.
- Segura, F., E. Durán y J.M. Andújar (2009). Design, building and testing of a stand alone fuel cell hybrid system. *Journal of Power Sources* **193**(1), 276 – 284. Scientific Advances in Fuel Cell Systems.
- Sera, D., T. Kerekes, R. Teodorescu y F. Blaabjerg (2006). Improved MPPT algorithms for rapidly changing environmental conditions. In: *Power Electronics and Motion Control Conference, 2006. EPE-PEMC 2006. 12th International*. pp. 1614 – 1619.
- Shaahid, S.M. y M.A. Elhadidy (2007). Technical and economic assessment of grid-independent hybrid photovoltaic-diesel-battery power systems for commercial loads in desert environments. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **11**(8), 1794 – 1810.
- Siri, K., C.Q. Lee y T.-E. Wu (1992a). Current distribution control for parallel connected converters. I. *Aerospace and Electronic Systems, IEEE Transactions on* **28**(3), 829 – 840.
- Siri, K., C.Q. Lee y T.-F. Wu (1992b). Current distribution control for parallel connected converters. II. *Aerospace and Electronic Systems, IEEE Transactions on* **28**(3), 841 – 851.
- Siri, K., V.A. Caliskan, C.Q. Lee y G.C. Agarwal (1992c). Peak power tracking in parallel connected converters. In: *Systems, Man and Cybernetics, 1992., IEEE International Conference on*. pp. 1401 – 1406 vol.2.
- Siri, K., V.A. Caliskan y C.Q. Lee (1993). Maximum power tracking in parallel connected converters. *Aerospace and Electronic Systems, IEEE Transactions on* **29**(3), 935 – 945.
- Siri, K. y J. Banda (1995). Analysis and evaluation of current-sharing control for parallel-connected DC-DC converters taking into account cable resistance. In: *Aerospace Applications Conference, 1995. Proceedings., 1995 IEEE*. number 0. pp. 29 – 48 vol.2.

- Siri, K. y K.A. Conner (2002). Parallel-connected converters with maximum power tracking. In: *Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2002. APEC 2002. Seventeenth Annual IEEE*. Vol. 1. pp. 419 – 425 vol.1.
- Siri, K. y K.A. Conner (2003). Independently sourced parallel-connected power systems with maximum power tracking. In: *Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2003. APEC '03. Eighteenth Annual IEEE*. Vol. 1. pp. 533 – 539 vol.1.
- Smith, David B., Sameer Rathod y James Sanders (2005). Switch signals: fuel cells in distributed telecom backup. Technical report. Citigroup Global Markets Inc. <http://www.fuelcells.org/info/library/CitiGroupStationary-backup.pdf>.
- Tao, Haimin, J.L. Duarte y M.A.M. Hendrix (2008). Line-interactive UPS using a fuel cell as the primary source. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on* **55**(8), 3012 – 3021.
- Thounthong, P., S. Rael y B. Davat (2008). Control algorithm of fuel cell and batteries for distributed generation system. *Energy Conversion, IEEE Transactions on* **23**(1), 148 – 155.
- Toledo, Olga Moraes, Delly Oliveira Filho y Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz (2010). Distributed photovoltaic generation and energy storage systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **14**(1), 506 – 511.
- Torrelli, A., G. Calzetti, A. Orlando, P. Magnanini y G. Gagliardi (2007). Field testing of fuel cells systems as backup power for Italian telecommunication sites. In: *Telecommunications Energy Conference, 2007. INTELEC 2007. 29th International*. pp. 108 – 115.
- Ulleberg, Oystein (2004). The importance of control strategies in PV-hydrogen systems. *Solar Energy* **76**(1-3), 323 – 329. Solar World Congress 2001.
- UNE (2010). Norma UNE-EN 60079-10: Material eléctrico para atmósferas de gas explosivas. clasificación de emplazamientos peligrosos. Asociación española de normalización y certificación (AENOR).
- U.S. Department of Energy (2004). *Fuel Cell Handbook (Seventh Edition)*. Office of Fossil Energy, National Energy Technology Laboratory. Morgantown, West Virginia.
- Varkaraki, E., N. Lymberopoulos, E. Zoulias, D. Guichardot y G. Poli (2007). Hydrogen-based uninterruptible power supply. *International Journal of Hydrogen Energy* **32**(10-11), 1589 – 1596. EHEC2005.

- Varkaraki, E., N. Lymberopoulos y A. Zachariou (2003). Hydrogen based emergency back-up system for telecommunication applications. *Journal of Power Sources* **118**(1-2), 14 – 22. Scientific Advances in Fuel Cell Systems.
- Vilsan, M. y I. Nita (1997). A hybrid wind-photovoltaic power supply for a telecommunication system. In: *Telecommunications Energy Conference, 1997. INTELEC 97., 19th International*. pp. 589 – 591.
- Wagner, Rainer (2007a). Stationary applications. I. lead-acid batteries for telecommunications and UPS. In: *Industrial Applications of Batteries* (M. Broussely y G. Pistoia, Eds.). pp. 395 – 454. Elsevier. Amsterdam.
- Wagner, Rainer (2007b). Stationary applications. III. lead-acid batteries for solar and wind energy storage. In: *Industrial Applications of Batteries* (M. Broussely y G. Pistoia, Eds.). pp. 497 – 545. Elsevier. Amsterdam.
- Wang, Caisheng (2006). Modeling and Control of Hybrid Wind/Photovoltaic/Fuel Cell Distributed Generation Systems. PhD thesis. Universidad del Estado de Montana. E.E.U.U. <http://etd.lib.montana.edu/etd/view/item.php?id=360>.
- Wies, R.W., R.A. Johnson, A.N. Agrawal y T.J. Chubb (2005). Simulink model for economic analysis and environmental impacts of a PV with diesel-battery system for remote villages. *Power Systems, IEEE Transactions on* **20**(2), 692 – 700.
- Willis, H.L. y W.G. Scott (2000). *Distributed Power Generation Planning and Evaluation*. Marcel Dekker Edition. Amsterdam(HL).
- Xiao, Weidong, N. Ozog y W.G. Dunford (2007). Topology study of photovoltaic interface for maximum power point tracking. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on* **54**(3), 1696 – 1704.
- Zhan, Yuedong, Youguang Guo, Jianguo Zhu y Hua Wang (2008). Intelligent uninterruptible power supply system with back-up fuel cell/battery hybrid power source. *Journal of Power Sources* **179**(2), 745 – 753.
- Zoulias, E.I. y N. Lymberopoulos (2007). Techno-economic analysis of the integration of hydrogen energy technologies in renewable energy-based stand-alone power systems. *Renewable Energy* **32**(4), 680 – 696.

Índice alfabético

- Almacenamiento de hidrógeno, 66, 141, 197
ATEX, 150
- Batería, 28, 32, 36, 38, 40, 41, 68, 70, 78, 79
- Control de convertidores CC/CC, 52, 59, 76, 85, 111
- Convertidor CC/CC, 34, 48, 50, 58, 71, 75, 76, 84, 85, 111
- Coste de ciclo de vida, 95, 109, 114, 194
- Dimensionado de sistemas de potencia, 35, 84, 109, 181
- Electrolizador, 63, 82, 142
- Energía
nuclear, 20
renovable, 22
- Estación de telecomunicaciones, 32, 39, 50, 77, 79, 82, 87, 108, 110, 111, 127
- Estrategia para la gestión de la energía, 36, 75, 116, 192, 205
- Generación distribuida, 27
- Hidrógeno, 25, 61, 66, 68, 75, 79–81, 108, 141, 197, 206, 213
- Hidruros metálicos, 67, 142, 198
- HOMER, 37, 84, 110, 181
- Laboratorio de hidrógeno, 141, 213
- Modelo KiBM, 118, 121, 190
- MPPT, 48, 58, 59, 84, 184, 202
- Optimización, 36, 37, 76, 83, 117, 118, 206
- Pérdida anual máxima de capacidad, 95, 126, 191
- Paralelizado de convertidores, 50, 52, 59, 83
- Perfil de carga, 77, 84, 87, 93, 117, 120, 121, 123, 127, 181, 194, 206
- Pila de combustible, 25, 26, 28, 38, 61, 68, 70, 71, 75, 79, 81, 107, 141, 205
- Probabilidad de carga no satisfecha, 84, 194
- Problema energético, 18
- Producción de hidrógeno, 61, 141
- Radiación solar, 58, 87, 181
- Recarga de baterías, 44, 85, 117, 205
- Recipiente de hidrógeno comprimido, 67, 129, 146, 197
- Reparto de potencia en convertidores en paralelo, 52, 59, 88, 201
- Reserva operativa, 113, 126, 191

Seguridad, 141, 213

Sistema de ventilación artificial, 150

Sistema fotovoltaico, 28, 31, 32, 35–38, 58, 83,
201

Sistema híbrido, 30, 33, 35, 71, 75, 108, 141,
205

Sistemas de alimentación ininterrumpida, 77,
107

Técnica de *interleaving*, 51, 60, 61, 83, 88, 89