

CONTROL DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CON ASISTENCIA DE RED PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO*

García Clúa, José G.^(1,2), Inthamoussou, Fernando A.⁽¹⁾, Cendoya, Marcelo G.⁽¹⁾, Mantz, Ricardo J.⁽¹⁾ y De Battista, Hernán⁽¹⁾

⁽¹⁾ Lab. de Electrónica Industrial, Control e Instrumentación, LEICI, FI-UNLP.

⁽²⁾ Dpto. de Ingeniería Química, FI-UNLP.

Calle 48 y 116, CC 91 (1900), La Plata, Argentina. E-mail: jose.garciaclua@ing.unlp.edu.ar

Palabras Claves: producción de hidrógeno, energía solar, control.

INTRODUCCIÓN

La capacidad de almacenamiento y transporte de energía de alta calidad hace del hidrógeno un excelente vector energético [1]. Debido a que no se encuentra naturalmente aislado, este elemento requiere una determinada cantidad de energía para su extracción de diversas fuentes, las cuales se pueden clasificar en combustibles fósiles, biomasa o agua [2]. Entre los diversos métodos de producción de hidrógeno existentes se destaca la electrólisis del agua, cuya principal ventaja es que admite la energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables. El hidrógeno producido de esta manera queda exento de emisiones de carbono, condición necesaria para que este vector energético constituya una alternativa sustentable a los combustibles fósiles [3].

La disminución progresiva de costos de las tecnologías eólica y solar desde los años '70 ha hecho posible que en la actualidad la electrólisis a partir de la energía eléctrica generada por éstas sea una opción viable en términos económicos [4]. Este trabajo considera el aprovechamiento de la energía solar a partir de la conversión fotovoltaica (PV), cuyo potencial es tal que un país en particular podría cubrir en teoría la demanda total de combustible con hidrógeno basado en este recurso renovable [5]. Sin embargo las variaciones estacionales y condiciones climáticas locales hacen de éste un recurso fuertemente estocástico. Por lo tanto uno de los mayores desafíos es compatibilizar la variabilidad de la energía entregada por los paneles fotovoltaicos con los requerimientos de operación de los electrolizadores para garantizar especificaciones de calidad y eficiencia de la electrólisis.

Los electrolizadores alcalinos constituyen la tecnología más madura para realizar la electrólisis. Entre las ventajas que los tornan comercialmente competitivos, especialmente en baja y mediana escala, se destacan la eficiencia del proceso y la pureza del gas producido [1]. Algunos de los requerimientos de operación impuestos por el fabricante son los que se describen en [6]:

1. Mantener la corriente por encima de un valor mínimo (típicamente 25-40% de la corriente nominal), si se desea operar con una eficiencia suficiente y producir los gases con una pureza aceptable.
2. Operar a corriente fija nominal para obtener la máxima tasa de producción de hidrógeno, la cual es proporcional a la transferencia de carga.
3. Operar a corriente fija de mantenimiento, para evitar interrupciones bruscas que pueden acelerar la corrosión de los electrodos e incrementar la difusión de gases.

Para la implementación de los sistemas de producción PV de H₂ se han propuesto en la literatura diversas configuraciones [7-10]. El presente trabajo evalúa un sistema de producción PV de H₂ con asistencia de red y acoplamiento DC. Este sistema consiste básicamente

* Artículo publicado en las Actas de HYFUSEN 2011 (Hidrógeno y Fuentes Sustentables de Energía: IV Congreso Nacional – III Congreso Iberoamericano). 6 al 9 de junio de 2011. Mar del Plata (01-77).

en paneles fotovoltaicos, convertidor DC/DC, electrolizador e inversor para la conexión a red. La asistencia de la red sólo tiene por objeto aportar las condiciones de operación que den grados de libertad para cumplir las especificaciones, pero su participación aquí es reducida al máximo para garantizar la producción limpia de H₂ (es decir, sólo a partir de recursos renovables). El control que se propone hace hincapié en los problemas para conciliar los requerimientos de la conversión fotovoltaica con los de la electrólisis previamente citados. El control del convertidor de los paneles compatibiliza la generación fotovoltaica con los requerimientos básicos de operación del electrolizador dando prioridad al rendimiento de conversión del recurso renovable. En forma complementaria, el control del inversor del lado de la red permite establecer condiciones de calidad del suministro de potencia para garantizar la calidad del H₂ producido y la vida útil del electrolizador. El control global del sistema juega un papel fundamental en la interacción de tales controles individuales, por lo que se propone un supervisor encargado de comandarlos. Desde el punto de vista teórico la síntesis de éste se efectúa con base en conceptos de sistemas de control híbrido. Para satisfacer los requisitos expuestos se aplica como criterio minimizar el aporte de potencia de la red, el cual se verifica con resultados de simulación.

MÉTODOS

I)-MODELO DEL ACOPLAMIENTO DC DE UN SISTEMA PV-H₂ ASISTIDO POR RED

Para el sistema de producción PV de H₂ bajo estudio se propone una de las configuraciones representadas con el esquema de acoplamiento DC de la Fig.1 [7-9]. La posición de las llaves indica la existencia o no de conexión a la red eléctrica y/o reutilización del H₂ producido mediante celdas de combustible. La conexión a red se realiza a través de un inversor y su función aquí es proporcionar un soporte para poder satisfacer la demanda de producción de H₂ independientemente de las variaciones de la radiación solar. Según se destaca en la Fig.1, en este trabajo el hidrógeno almacenado no se reutiliza para inyectar energía eléctrica al sistema, por lo que su demanda puede ser para combustible de transportes u otras aplicaciones [10]. El acoplamiento DC tiene la ventaja de que la tensión y frecuencia de la red es independiente de las fuentes conectados al bus común de tensión continua, que en nuestro caso son los subsistemas de conversión PV (paneles fotovoltaicos - convertidor DC/DC) y de producción de H₂ (electrolizador). Otra ventaja de esta estructura es que reduce el número de convertidores intervinientes, por lo que se obtiene una mejora tanto en la eficiencia como en el costo total [11]. Téngase en cuenta que puede simplificarse aún más esta configuración eliminando el convertidor DC/DC que conecta el electrolizador al bus común, si el dimensionamiento de éste es el adecuado.

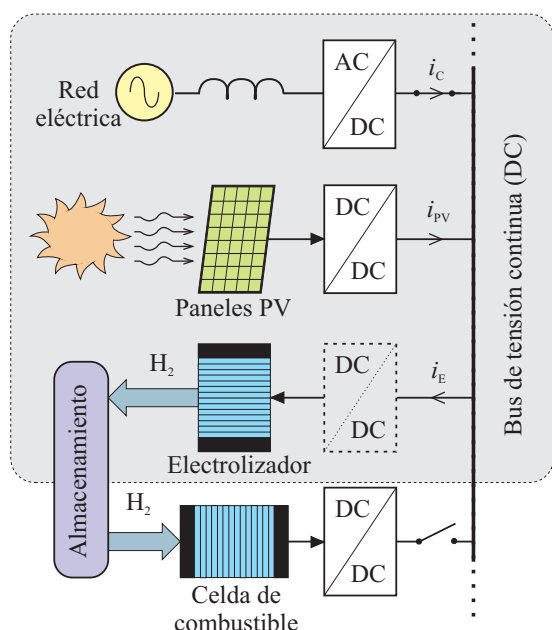


Figura 1.
Esquema de producción PV de H₂ con acoplamiento DC

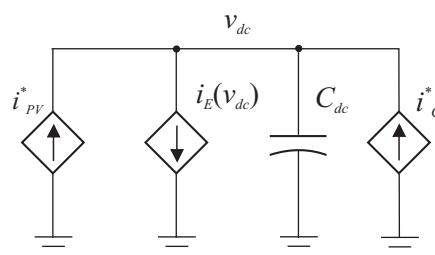


Figura 2.
Circuito equivalente del acoplamiento DC

El comportamiento eléctrico de los subsistemas acoplados al bus común de tensión continua v_{dc} se puede caracterizar con fuentes de corriente controladas conectadas en paralelo, como se muestra en el circuito de la Fig.2. El capacitor C_{dc} a la salida del inversor permite suavizar las fluctuaciones debidas al desbalance de potencia. La dinámica del bus resulta dominante respecto de la de los subsistemas, por lo que para los fines de este trabajo éstos se van a representar con las curvas estáticas que se describen a continuación.

Subsistema de conversión PV

Dado un panel solar de n_p módulos en paralelo y n_s celdas en serie cada uno, la ec.(1) expresa explícitamente la dependencia de su corriente i_s con su tensión en bornes v_s :

$$i_s = n_p \left[I_{ph}(\lambda, T_s) - I_{rs}(T_s) \left(\exp\left(\frac{v_s}{n_s V_T}\right) - 1 \right) \right], \tag{1}$$

donde I_{ph} e I_{rs} son corrientes en cada celda dependientes de su temperatura T_s . La primera es generada por radiación solar λ y la segunda es la corriente inversa de saturación de la juntura pn . La tensión umbral V_T es proporcional a T_s . Por simplicidad se despreciaron las resistencias paralelo y serie de las celdas. El convertidor DC/DC actúa como interfaz entre el panel solar y el bus común, adaptando la tensión v_s al valor v_{dc} . Se elige un convertidor elevador *boost* porque permite obtener $v_{dc}/v_s > 1$. Dicho cociente en estado estacionario está dado por el ciclo de trabajo de la llave electrónica comandada por el control del convertidor. Distintas estrategias de control más conocidas como técnicas MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) se han propuesto para extraer la máxima potencia del panel (p_s^*) [12]. Cualquiera de éstas busca aproximar con mínimo error la tensión v_s a la siguiente expresión:

$$v_s^*(\lambda, T_s) = n_s V_T \left[W \left(\exp(1) \left(\frac{I_{ph}}{I_{rs}} + 1 \right) \right) - 1 \right], \tag{2}$$

donde $W(x)$ es la función de Lambert que satisface $x = W \exp(W)$ [13]. Si se desprecian las pérdidas, la potencia p_{PV} de salida del convertidor es igual a la de entrada, p_s . Bajo esta hipótesis el subsistema de conversión PV con control MPPT se puede representar con una fuente de corriente i_{PV}^* dependiente de la radiación, la temperatura y la tensión del bus según la siguiente expresión:

$$i_{PV}^*(\lambda, T_s, v_{dc}) = \frac{p_{PV}^*}{v_{dc}} = \frac{i_s(v_s^*) v_s^*}{v_{dc}}. \tag{3}$$

En la Fig.3 se representan en un plano tensión - corriente los puntos de operación (v_{dc}, i_{PV}^*) del subsistema de conversión PV a simular. Éstos se ubican en las curvas de trazo fino generadas con valores discretos de λ y valor de T_s fijo.

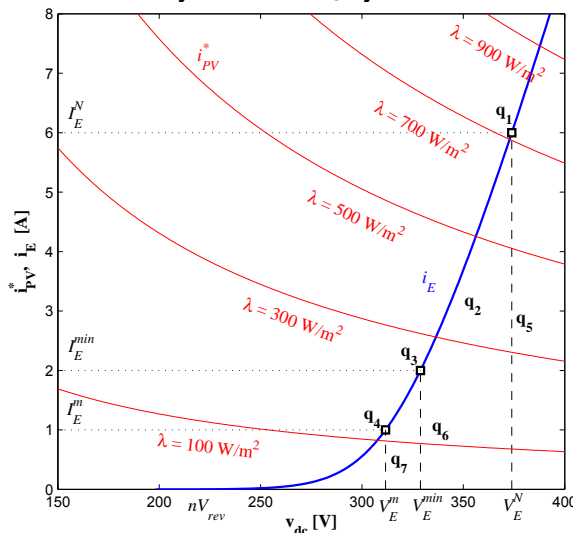


Figura 3. Plano tensión-corriente de los subsistemas acoplados.

Subsistema de producción de H_2

El electrolizador alcalino se puede modelizar con una fuente de corriente i_E dependiente de su tensión en bornes. Si no media un convertidor DC/DC dicha tensión es directamente la del bus. La dependencia de i_E con u_{dc} se expresa con la siguiente curva empírica [14]:

$$i_E = A \left[\frac{s}{r} W \left(\frac{r}{st} \exp \left(\frac{1}{s} \left(\frac{v_{dc}}{n} - V_{rev} + \frac{r}{t} \right) \right) \right) - \frac{1}{t} \right], \quad (4)$$

donde n es el número de celdas electrolíticas conectadas en serie, V_{rev} , la tensión reversible por celda, A , la superficie de electrodo, $\{r, s, t\}$, coeficientes dependientes de la temperatura del electrolito y $W(x)$, la función de Lambert. En la Fig.3 se muestran los puntos de operación (v_{dc} , i_E) del electrolizador propuesto, los cuales se ubican en la curva de trazo grueso del plano tensión - corriente. La tasa de producción de hidrógeno f_{H_2} queda establecida por i_E según la siguiente ley proporcional [14]:

$$f_{H_2} = \eta_F \frac{nV_m}{zF} i_E, \quad (5)$$

donde η_F es la eficiencia de corriente, $z = 2$, el número de electrones transferidos por molécula de H_2 , F , la constante de Faraday y V_m , el volumen molar de un gas ideal en condiciones normales.

Subsistema de conexión a red

La conexión de la red eléctrica se realiza a través de un inversor trifásico alimentado por tensión. Éste se compone de tres pares de llaves bidireccionales. Cada par es comandado con la señal de control w_k , $k \in \{1, 2, 3\}$, la cual toma el valor 1 cuando conduce la llave superior y -1 cuando lo hace la inferior. La alimentación proveniente de la red se representa con un sistema trifásico perfecto de tensiones y corrientes sinusoidales e_k e i_k respectivamente. Para el diseño del controlador resulta conveniente transformar las ternas e_k , i_k y w_k en los pares (e_d, e_q) , (i_d, i_q) y (w_d, w_q) del marco de referencia en cuadratura $d-q$. Actuando sobre w_d y w_q el controlador regula las corrientes i_d e i_q que producen la siguiente corriente media a la salida del convertidor:

$$i_C = \frac{3}{4} (w_d i_d + w_q i_q). \quad (6)$$

Por lo tanto el subsistema de conexión a red se puede representar con una fuente de corriente dependiente del control de conmutación de las llaves. En este trabajo se aplica el control del inversor propuesto en [6]. En el plano tensión-corriente de la Fig.3 el estado estacionario de i_C se puede visualizar como la diferencia de i_{PV}^* e i_E , dado que no se deriva corriente por el capacitor C_{dc} cuando el circuito equivalente se encuentra en equilibrio.

II)- CONTROL SUPERVISOR DISCRETO

Los electrolizadores admiten distintos modos de operación que se caracterizan por la corriente i_E suministrada. Como se describió previamente, con la corriente nominal I_E^N el electrolizador entrega la máxima tasa de producción de H_2 , $f_{H_2}^N$. Con corrientes dentro del intervalo (I_E^{min}, I_E^N) se genera H_2 dentro de las especificaciones a la tasa $f_{H_2}^*$. Por tanto a la corriente I_E^{min} corresponde la mínima tasa de H_2 de pureza aceptable, que llamamos $f_{H_2}^{min}$. Por último, con la corriente I_E^m el electrolizador opera en modo mantenimiento, donde el escaso H_2 producido se desecha a causa de su impureza.

Estas cuatro formas de operar del electrolizador se relacionan con el tipo de alimentación disponible. Si se dispusiera únicamente del subsistema de conversión PV, la operación del electrolizador dependería de la radiación incidente, la cual afecta necesariamente la referencia de potencia de control del convertidor. Si la alimentación proviniera sólo de la red, la elección del modo podría basarse en requerimientos de la producción ajustando la referencia de tensión del bus al control del inversor. Cuando se dispone de ambas fuentes de energía el problema de control se vuelve más complejo debido a las posibilidades de combi-

nación de referencias de los respectivos controles. La Tabla I presenta siete combinaciones de interés, las cuales son tratadas como estados discretos q_i del sistema (ver Fig.3).

q	p_{PV}^{ref}	v_{dc}^{ref}	$Dom(q)$	f_{H2}
q_1	P_E^N	V_E^N	$i_{PV}^* \geq I_E^N$	f_{H2}^N
q_2	p_{PV}^*	V_{dc}^*	$I_E^{min} < i_{PV}^* < I_E^N$	f_{H2}
q_3	P_E^{min}	V_E^{min}	$i_{PV}^* \geq I_E^{min}$	f_{H2}^{min}
q_4	P_E^m	V_E^m	$i_{PV}^* \geq I_E^m$	0
q_5	p_{PV}^*	V_E^N	$i_{PV}^* < I_E^N$	f_{H2}^N
q_6	p_{PV}^*	V_E^{min}	$i_{PV}^* < I_E^{min}$	f_{H2}^{min}
q_7	p_{PV}^*	V_E^m	$i_{PV}^* < I_E^m$	0

Tabla I. Estados discretos del sistema PV-H₂.

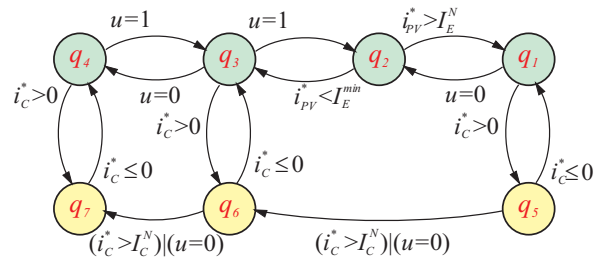


Figura 4. Autómata híbrido que modeliza las transiciones discretas del control supervisor.

Los controles de cada subsistema necesitan un supervisor que les indique las referencias que deben fijar (estado q_i) con base en algún criterio particular, lo que comúnmente recibe el nombre de “gestión de energía”. En este trabajo el criterio es satisfacer la demanda de H₂ minimizando el aporte de energía asociado a la asistencia de la red. La demanda se representa con la variable discreta u que indica el estado del medio de almacenamiento de H₂ ($u = 1$: ‘vacío’ y $u = 0$: ‘lleno’). El aporte de la red se monitorea con la corriente del inversor i_c^* , que es una variable continua. La síntesis del supervisor consiste en determinar una ley de conmutación entre estados discretos según la evolución de estados continuos y discretos de entrada. Esta interacción entre estados continuos y discretos se denomina híbrida y se puede modelizar con autómatas híbridos [15]. La Fig.4 muestra el autómata que modeliza las acciones de un control supervisor diseñado con base en el análisis de los aspectos energéticos y dinámicos del sistema híbrido bajo estudio.

RESULTADOS DE SIMULACIÓN

Para evaluar el desempeño del control supervisor propuesto se simuló un modelo del sistema PV-H₂ con un panel solar de 3.5 kW ($n_p = 8$ y $n_s = 300$) y un electrolizador alcalino de 2.25 kW ($n = 179$ y $A = 17$ cm²). La corrientes de operación del último son $I_E^N = 6$ A, $I_E^{min} = 2$ A y $I_E^m = 1$ A. En la Fig.5 se muestran los resultados de simulación para el caso de demanda alta de H₂.

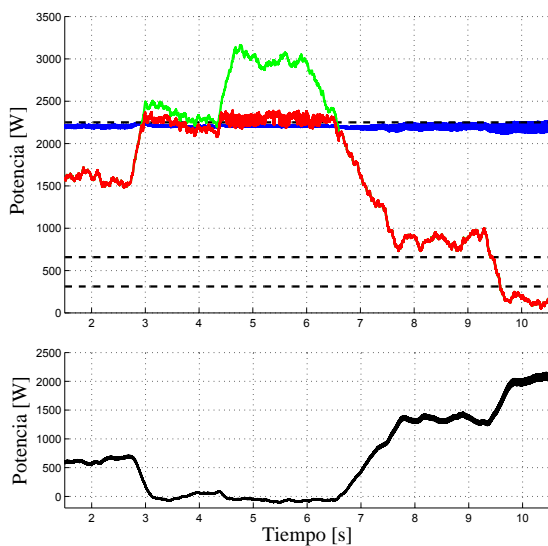


Figura 5. Simulación del sistema PV-H₂ con control supervisor para el estado ‘u = 1’.

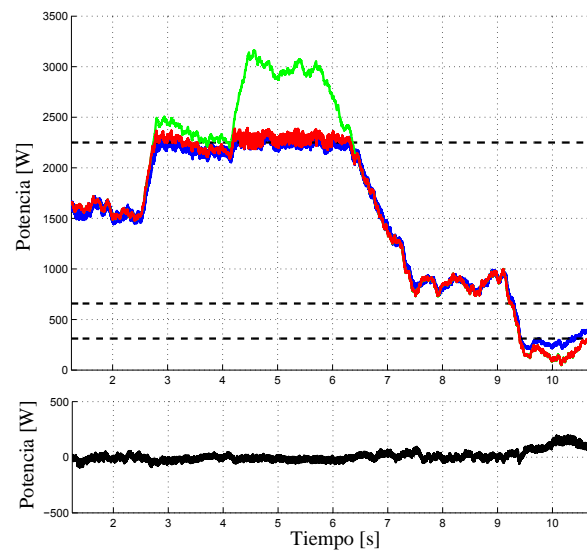


Figura 6. Simulación del sistema PV-H₂ con control supervisor para el estado ‘u = 0’.

La secuencia de estados transitados $q_5 - q_1 - q_5$ satisface la potencia nominal del electrolizador (curva azul). Esta situación se mantiene porque la potencia suministrada por la red (curva negra) no supera el valor P^N_C admitido. El mayor suministro desde la red coincide con la mínima potencia solar extraída (curva roja) alrededor de los 10 s. Esta última es la máxima disponible (curva verde) en los tiempos donde no supera la nominal del electrolizador.

La Fig.6 ilustra la situación de baja demanda para un mismo perfil de radiación solar. Aquí la secuencia $q_2 - q_1 - q_2 - q_3$ permite que la potencia del electrolizador (curva azul) se mantenga dentro de los límites de calidad gracias al nivel de radiación extraída (curva roja), que hace prácticamente innecesario el aporte de energía de la red (curva negra). Finalmente la fuerte caída de radiación disponible (curva verde) fuerza la secuencia $q_4 - q_7$, por la cual la red aporta parte de la potencia de mantenimiento.

CONCLUSIONES

La electrólisis del agua es un método de producción de H_2 libre de emisiones de CO_2 cuando se asocia con las tecnologías renovables. Un sistema PV- H_2 constituye una de las opciones más viables de implementación de este concepto. Entre las diversas configuraciones propuestas para dicho sistema, en este trabajo se consideró la que acopla los paneles solares y el electrolizador a un bus de tensión continua e incluye conexión a la red eléctrica. La participación de la red tiene como fin compatibilizar los requerimientos de los electrolizadores con la variabilidad del recurso solar. Desde el punto de vista del control esta configuración ofrece interesantes desafíos en lo que se refiere a la coordinación de los controles del convertidor de los paneles y el inversor de la red. Para los fines del análisis de las distintas situaciones de control se propuso un modelo simplificado que permite identificar estados discretos en un plano tensión-corriente. Se sintetizó un control supervisor que conmutando entre dichos estados satisface la demanda de H_2 con la condición de reducir al mínimo la potencia vinculada a la asistencia de la red. Mediante esta estrategia de control se prioriza la producción de H_2 "limpio". Se obtuvieron resultados de simulación que próximamente serán contrastados con datos experimentales de un prototipo a escala en preparación.

Bibliografía

- [1] Zoulias E. y Lymberopoulos N., "Hydrogen-based autonomous power systems", Ed. Springer, 2008, pp. 25-40.
- [2] Edwards P., Kuznetsov V., David W. y Brandon N., En. Policy, **36**, 2008, 4356-62.
- [3] Dunn S., Int. J. Hydrogen Energy, **27**, 2002, 235-264.
- [4] Levene J., Mann M., Margolis R. y Milbrandt A., Solar En., **81**, 2007, 773-780.
- [5] Kroposki B., Levene J., Harrison K., Sen P. y Novachek F., National Renewable Energy Laboratory's tech. report, NREL/TP-581-40605, 2006.
- [6] García Clúa J., De Battista H. y Mantz R., Int. J. Hydrogen Energy, **35**, 2010, 5786-92.
- [7] Barbir F., Solar Energy, **78**, 2005, 661-669.
- [8] Deshmukh S. y Boehm R., Ren & Sust Energy Reviews, **12**, 2008, 2301-2330.
- [9] Zhou T., "Control and Energy Management of a Hybrid Active Wind Generator...", PhD thesis, 2009, pp. 15-21.
- [10] Korpås M. y Greiner C., Renewable Energy, **33**, 2008, 1199-1208.
- [11] Fingersh L., National Renewable Energy Laboratory's tech. report, NREL/TP-500-34364, 2003.
- [12] García Clúa J., Mantz R. y De Battista H., Int. J. Hydrogen Energy, **33**, 2008, 3455-3459.
- [13] Jain A. y Kapoor A., Solar Energy Materials & Solar Cells, **81**, 2004, 269-277.
- [14] García Clúa J., Mantz R. y De Battista H., Applied Energy, **88**, 2011, 1857-1863.
- [15] Lunze J. y Lamnabhi-Lagarrigue F., "Handbook of Hybrid Systems Control", Cambridge Univ. Press, 2009, pp. 59-71.