

XI Congreso Ibérico - VI Congreso Iberoamericano de Energía Solar

Solar Fotovoltaico – Sistemas

Diagnóstico de sistemas fotovoltaicos mediante detección automática de las causas de fallo **D.Guasch, S. Silvestre y R.Calatayud**

*Daniel Guasch Murillo, Universitat Politècnica de Catalunya +34 93 896 7772, daniel.guasch@upc.es
Santiago Silvestre Bergés, Universitat Politècnica de Catalunya, +34 93 401 7491, santi@eel.upc.es*

Resumen

El presente estudio pretende centrar su ámbito de actuación en la detección automática de los posibles fallos de un sistema fotovoltaico. Para ello se parte del concepto de “parametrizar” las posibles causas de fallos y aplicar métodos de extracción automática de parámetros para determinar estadísticamente la causa más probable. Estas técnicas de extracción automática de parámetros han demostrado ser de utilidad en el modelado y la simulación de instalaciones fotovoltaicas en condiciones reales de trabajo [1-4].

Introducción

La madurez de la tecnología utilizada en los sistemas fotovoltaicos actuales ha llevado consigo el aumento de la complejidad en la integración de todos los componentes dentro del sistema, incrementándose enormemente la probabilidad que se produzcan fallos y diversificando, paralelamente, las posibles causas que lo ocasionan. De estas consideraciones puede desprenderse que actualmente conlleva una mayor dificultad determinar la causa que provocó un fallo que la propia detección de éste.

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

Para ello se propone la utilización de la siguiente técnica:

- Obtener un modelo matemático del sistema a diagnosticar.
- Parametrizar las posibles causas de fallos que deberán diagnosticarse.
- Sensar un conjunto de variables del sistema.
- Utilizar un método de extracción automática de parámetros para determinar el fallo más probable.

Uno de los métodos más utilizados en la extracción automática de parámetros en sistemas no lineales fue propuesto por D. Marquardt, basándose en los trabajos de K. Levenberg, sobre modelado de datos [5-7]. Como en los sistemas no lineales la sensibilidad de los resultados, respecto de cada parámetro del sistema, no es constante las técnicas más tradicionales topan con una fuerte limitación: la carga de cálculo numérico necesario. Intuitivamente, el método de Levenberg-Marquardt intenta hallar la evolución de la sensibilidad, respecto cada parámetro, e ir ajustando proporcionalmente estos parámetros, en iteraciones sucesivas, hasta conseguir una aproximación suficiente entre el resultado correcto y el obtenido en la simulación del modelo parametrizado.

Descripción del sistema fotovoltaico

El sistema fotovoltaico básico puede considerarse aquel formado por un conjunto de paneles solares, baterías y cargas conectados eléctricamente en paralelo. Los paneles solares transforman la irradiancia solar en energía eléctrica. Las baterías proporcionan estabilidad al sistema, almacenando energía cuando hay en exceso y suministrándola cuando los paneles solares no puedan proporcionar suficiente. Por último, las cargas absorben la potencia eléctrica necesaria para realizar sus respectivos trabajos.

Partiendo de la descripción general anterior, es necesario organizar adecuadamente los dispositivos individuales que forman el sistema fotovoltaico. La Figura 1 muestra dicha estructura. En primer lugar, el conjunto de paneles solares se ha agrupado en una matriz de $p_s \times p_p$ paneles individuales: p_s paneles se encuentran unidos eléctricamente en serie (formando agrupaciones de $1 \times p_s$ elementos), conectándose posteriormente estas agrupaciones en paralelo hasta formar la matriz completa. De forma análoga, las baterías se han definido como una agrupación de $b_s \times b_p$ vasos, con una tensión nominal de 2V por vaso. En último lugar, las cargas se han agrupado en paralelo formando un conjunto de $1 \times l_p$ elementos.

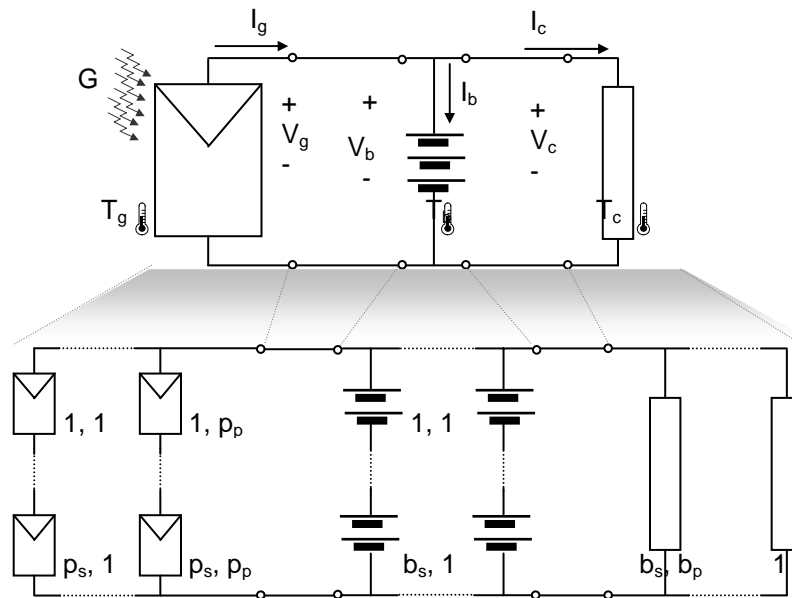


Figura 1 Sistema fotovoltaico básico

Las ecuaciones que describen el sistema pueden obtenerse por inspección directa de la figura 1. Al estar todos los dispositivos en paralelo, solo existe una única tensión en el sistema (ec. 1). La corriente que circulará por la batería será la diferencia entre la suministrada por el panel solar y la absorbida por las cargas (ec. 2). La tensión en régimen estacionario del sistema será fijada por la batería (ec. 4), mientras que las variaciones en régimen dinámico serán controladas por los paneles y cargas (ec. 3 y 5). La corriente generada por los paneles depende tanto de la cantidad de luz recibida, G , como de la tensión de polarización, V_g , y la temperatura de trabajo, T_g , [8]. La corriente consumida por las cargas dependerá principalmente del perfil de carga aplicado (descripción de la cantidad de trabajo que se realiza) y en menor medida de la temperatura de trabajo, T_c . Por último, la tensión en bornes de la batería depende tanto de las corrientes descritas anteriormente (ec. 3 y 5, relacionadas en la ec. 2), como de la cantidad de energía que tenga acumulada, LOE (Level Of Energy)[9], y la temperatura de trabajo, T_b .

$$V_b = V_g = V_c \text{ Ecuación 1}$$

$$I_b = I_g - I_c \text{ Ecuación 2}$$

$$I_g = f(V_g, G, T_g) \text{ Ecuación 3}$$

$$V_b = f(I_b, LOE, T_b) \text{ Ecuación 4}$$

$$I_c = f(\text{perfil}_{\text{carga}}, T_c) \text{ Ecuación 5}$$

Este sistema fotovoltaico se ha modelado utilizando Matlab/Simulink.. La elección de Matlab se debe a ser un lenguaje matemático de uso genérico. Este hecho permitirá utilizar el entorno de Matlab tanto para el modelado como para la posterior extracción de parámetros y análisis de resultados.

Descripción de los parámetros de diagnóstico

En un primer análisis de las ecuaciones que describen el sistema ya pueden observarse las siguientes conclusiones:

- Las tensiones y corriente dependen tanto de factores climáticos (no controlados, G y T), como por las necesidades del sistema (controlados, perfiles de carga) y por la evolución histórica del sistema (no controlados pero acotados, LOE).
- Un total de 10 variables de alto nivel gobiernan la dinámica del sistema. Pero este valor se incrementa geoméricamente si se tienen en cuenta las agrupaciones de elementos individuales.
- Una simple inspección individual de las variables de alto nivel no permite determinar si el sistema funciona correctamente. Por ejemplo, si la corriente en los generadores se decrecienta tanto puede deberse por una reducción de la irradiancia (al anochecer), como por un aumento de la temperatura (al mediodía), a un incremento del perfil de carga (la batería puede cambiar su zona de trabajo y reducir su tensión en bornes), a la desconexión de un panel, etc.

Por todo ello, se propone diferenciar entre variables del sistema y parámetros de diagnóstico. Estos parámetros caracterizan las posibles causas de los fallos en el sistema, no la evolución de las variables ante ellos. La relación entre los parámetros de diagnóstico y las variables del sistema se encuentra en la formulación de los modelos de los dispositivos. Así pues, los modelos contendrán estos parámetros y se aplicaran sobre las funciones descritas en las ecuaciones 1-5.

Los principales parámetros definidos en los estudios realizados describen situaciones de cortocircuitos y circuitos abiertos. Conceptualmente, estos parámetros cuantifican la cantidad de dispositivos “teóricos” que corresponderían a las variables sensadas. De esta forma pueden obtenerse dos figuras de mérito:

- Número de dispositivos: dispositivos “teóricos” que forman el sistema.
- Eficiencia del sistema: relación entre dispositivos “teóricos” y reales.

Tomando como referencia la ilustración 1 y las ecuaciones 1 a 5, los parámetros de fallos definidos en el presente estudio son:

- N_{p_s} : número de células solares en serie.
- N_{p_p} : número de agrupaciones de 1 x p_s células solares en paralelo.
- N_{b_s} : número de baterías (vasos de 2V) en serie.
- N_{b_p} : número de agrupaciones de 1 x b_s baterías en paralelo
- N_{c_p} : número de cargas en paralelo.

Así pues, las ecuaciones 3, 4 y 5 pueden reformularse como las ecuaciones 6, 7 y 8. Obsérvese que esencialmente las ecuaciones 3, 4 y 5 continúan siendo válidas. Los parámetros que determinan las ramas en paralelo afectaran a las corrientes de forma directamente proporcional. Mientras que los relacionados con los dispositivos asociados en serie afectaran a las tensiones de los dispositivos de forma inversamente proporcional.

$$I_g = f(V_g, G, T_g, Np_s, Np_p) \text{ Ecuación 6}$$

$$V_b = f(I_b, LOE, T_b, Nb_s, Nb_p) \text{ Ecuación 7}$$

$$I_c = f(\text{perfil}_{carga}, T_c, Nc_p) \text{ Ecuación 8}$$

Descripción del método de extracción de parámetros

Si bien disponer de un modelo para el sistema a estudiar es imprescindible, a menudo aparece el problema que los parámetros que lo forman describen el comportamiento teórico y no reflejan la precisión que se esperaba de los resultados. Parece lógico pues, disponer de un método que permita ajustar automáticamente los parámetros de l modelo teórico a la realidad del sistema a modelar.

Uno de los métodos más utilizados en la extracción de parámetros de sistemas no lineales fue propuesto por D. Marquardt [6] basándose en los trabajos de K. Levenberg [5] sobre modelado de datos. En los sistemas no lineales, la sensibilidad de los resultados respecto de cada parámetro del sistema no es constante. Intuitivamente, el método intenta calcular la evolución de la sensibilidad, para cada parámetro, y entonces ajustar proporcionalmente los parámetros hasta conseguir una aproximación suficientemente buena del modelo deseado. Mediante este método, a partir de unos datos empíricos de las entradas y salidas del sistema a modelar y una primera aproximación del valor de los parámetros a evaluar, los parámetros se van ajustando simultáneamente hasta llegar a la solución final [7].

Cabe precisar que el número de iteraciones hasta llegar a una solución válida puede ser elevada. Por ello usualmente se limita a un número máximo. Consecuentemente, no se garantiza que siempre se llegue a una solución válida, pero en la mayoría de casos el resultado obtenido es una mejor aproximación que la inicial (exceptuando que se llegue a una singularidad). Otro problema a destacar es la posibilidad de situarse en un punto donde aparezca un mínimo local en la función de seguimiento del error. Finalmente, debe analizarse con la máxima precisión la validez e la solución obtenida. Ya que esta solución puede no ser única, o no tener un sentido físico, en función de la naturaleza del sistema y los parámetros escogidos.

Resultados obtenidos

Con el fin de contrastar los resultados obtenidos a continuación se describe un experimento llevado a cabo por el Grupo de Dispositivos Semiconductores del Departamento de Ingeniería Electrónica de la Universidad Politécnica de Catalunya. El sistema modelado está formado por 8 paneles solares Atersa A-85(33 células en serie, Isc= 4.4A, Voc=20.5V, formando una agrupación de 2 paneles en serie por rama y 4 ramas en paralelo), una batería de plomo-ácido Tudor 7TSE70 (12 vasos de 2V en serie y C10=550Ah), un controlador de carga Atersa Leo 1 12/24 , un inversor Atersa Taurus1024 (1KVA) y un conjunto de cargas resistivas. La figura 2 muestra esquemáticamente el sistema descrito.

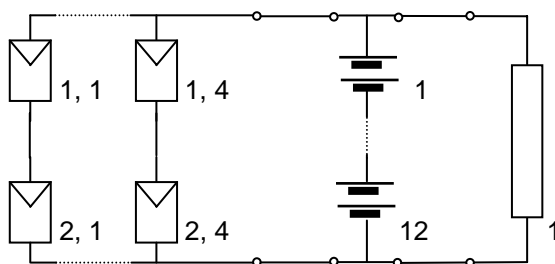


Figura 2. Sistema fotovoltaico utilizado para contrastar resultados

A partir de un banco de medidas reales del sistema descrito en el párrafo anterior, se han simulado dos problemas. En primer lugar, se simula la pérdida de la parte de los paneles solares correspondientes a una de las ramas en paralelo, debido a un circuito abierto. Para ello se divide la corriente medida en los paneles por un factor 3 / 4. En segundo lugar, se simula la pérdida de uno de los vasos de la batería, debido a un cortocircuito. Para ello se divide la tensión medida en la batería por un factor 11 / 12. Los problemas se han simulado a partir de las 250 muestras (8h 20') desde el inicio de las medidas.

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

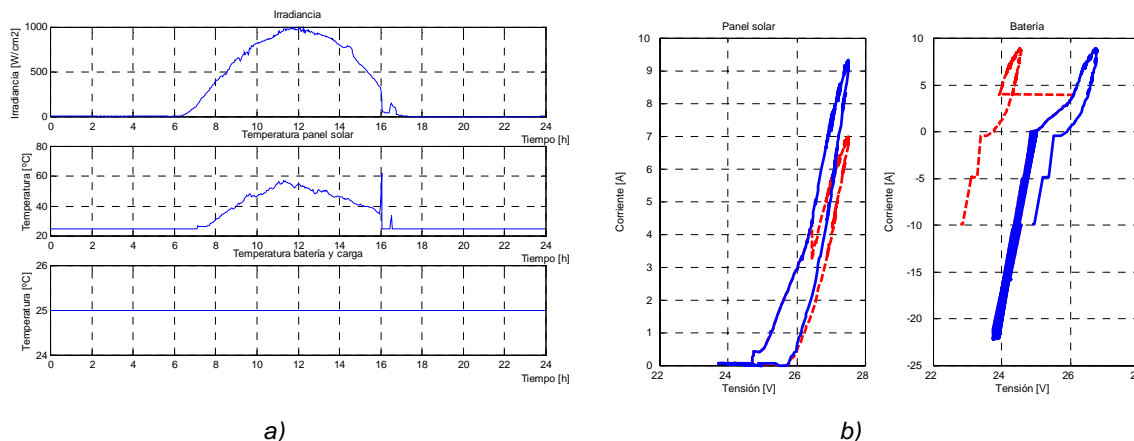


Figura 3. A la izquierda (a) variables climáticas. A la derecha (b) curvas características I/V de los dispositivos (azul - comportamiento correcto, rojo - comportamiento incluyendo los problemas simulados)

La figura 3 muestra la evolución de las variables del sistema. Las figuras 3.a) contienen las variables climáticas de irradiancia y temperatura. Las figuras 3.b) contienen la evolución del punto de trabajo del panel solar y batería. Se muestran en ellas los valores medidos realmente en azul, y los valores simulados en rojo. En las primeras 8h ambos trazos, rojo y azul, coinciden; mientras que a partir de entonces intentan simular la aparición de los problemas y divergen.

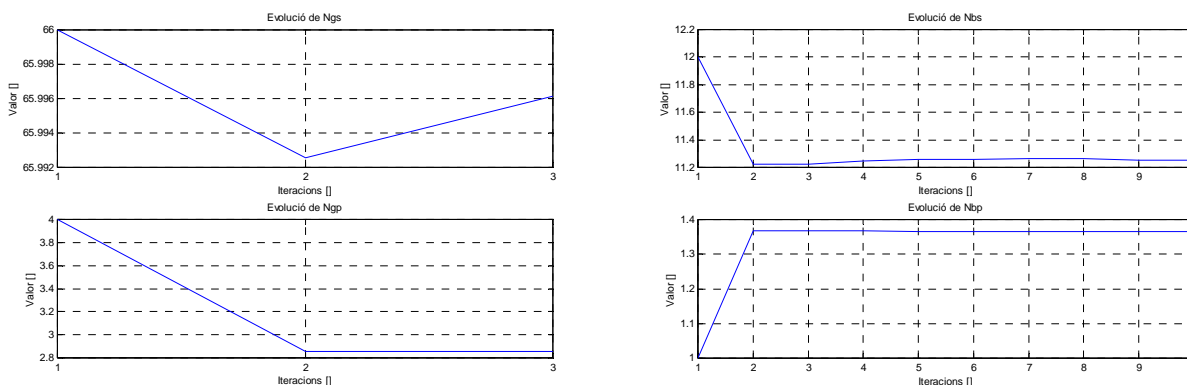


Figura 4. Evolución de los parámetros de diagnóstico

Entrando este banco de medidas al algoritmo de diagnóstico. El sistema es capaz de detectar y diagnosticar la causa más probable que los produce. La figura 4 muestra la evolución de los parámetros de los paneles y baterías cuando la memoria contiene las muestras 250 a 254, que es cuando empiezan a simularse los problemas. Puede observarse que rápidamente evolucionan hacia la solución y como tienden a los valores enteros mostrados en la tabla 1. Si bien no tiene sentido concebir que se dispone de 2,85 agrupaciones de paneles solares en paralelo, si que se deduce que se dispondrá de 3 agrupaciones y que éstas no están rindiendo al 100% de su capacidad nominal. Es

con estos datos que se obtienen las figuras de mérito de la eficiencia, pues relacionan los dispositivos “equivalentes” que se detectan con los “reales” que consta el sistema.

· Resultados obtenidos

· Tiempo de calculo: 6.32s
· Panel -> Eficiència [0.718] Nps [66] Npp [3]
· Batería -> Eficiència [0.862] Nbs [11] Nbp [1]
· Carga -> Eficiència [0.988] Ncs [] Ncp [1]

Tabla 1. Resultados obtenidos

La tabla 1 muestra el resumen que proporciona el sistema de diagnóstico. Éste contiene tres categorías de información: posibles fallos diagnosticados, eficiencia del sistema e información interna del algoritmo.

Los fallos detectados pueden deducirse observando el valor de los parámetros N_{ps} , N_{pb} , N_{bs} , N_{bp} y N_{cp} . Se observa como en el caso de los paneles solares el parámetro N_{ps} contiene el valor previsto, $33 \times 2 = 66$ células solares en serie. En cambio N_{pb} muestra solo 3 ramas en paralelo, en vez de las 4 teóricas. Así pues, se deduce que una rama de paneles se encuentra en circuito abierto. En el caso de la batería puede aplicarse el mismo proceso. El parámetro N_{bp} contiene el número de vasos en paralelo previsto, 1. Mientras que N_{bs} indica que existen solo 11 vasos en serie de los 12 teóricos. Un vaso ha caído y, por lo tanto, debe estar cortocircuitado. Obsérvese que si hubiera quedado en circuito abierto este parámetro indicaría 0 vasos en serie ya que la batería habría desaparecido del circuito. Finalmente, en el caso de la carga se observa como N_{cp} se mantiene a 1, ya que no se ha simulado ningún error en la carga.

La eficiencia del sistema indica el estado general de cada subcircuito evaluado. En los paneles solares se obtiene un valor de 71,8%. Este valor puede interpretarse como el 100% de eficiencia teórica menos un 25% de la eficiencia, (1 / 4) debido a la rama que se encuentra en circuito abierto, y menos el 3,2% de pérdidas, sin identificar, en el resto de ramas activas. En la batería se puede aplicar, análogamente, la misma metodología: respecto el 100% teórico, se resta el 9,1%, (1/11) debido al vaso cortocircuitado, y el 4,7% de pérdidas sin identificar. La carga, como era de esperar, muestra un sistema prácticamente ideal, pues solo se detecta un 1,2% de pérdidas.

En último lugar el algoritmo ofrece el tiempo medio de cálculo requerido para el análisis de la memoria de 5 muestras: 6,32 segundos. Este tiempo se ha obtenido utilizando un ordenador personal con una velocidad de CPU de 266MHz. Evidentemente debe entenderse como una referencia puramente orientativa. Este tiempo sería uno de los factores a tener en cuenta en el caso de utilizarse en un sistema, ya que acotaría la frecuencia de muestreo máxima. En este caso, como máximo se podría utilizar una frecuencia de muestreo alrededor de 0,1 muestras por segundo.

Conclusiones

Se ha presentado una metodología, para la detección automática de fallos en sistemas fotovoltaicos, basada en la extracción de parámetros del sistema usando Matlab/Simulink. Esta misma metodología de trabajo puede ser usada para obtener valores de parámetros importantes del sistema fotovoltaico, como por ejemplo el estado de carga de la batería [1,9]. Sincronizando los procesos de monitorización del sistema con la ejecución de las funciones de extracción de parámetros sobre Matlab, es posible obtener diagnóstico automático del sistema en tiempo real. Esto aumenta de forma notable la robustez del sistema y permite al usuario una rápida reacción ante eventuales irregularidades.

Referencias

- [1]. S.Silvestre, D.Guasch U.Goethe, and L.Castañer, "*Improved PV battery modelling using Matlab*", Seventeenth European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, International Congress Centre, Munich, Germany, pp. , October 2001
- [2]. S.Silvestre, A.Fontquerni, D.Guasch, A.Moreno, J.Julve, y L.Castañer, "*Modelado, Simulación y extracción de parámetros de baterías en sistemas fotovoltaicos*", Seminario Anual de Automática, Electrónica Industrial e Instrumentación (SAAEI ' 00), Terrassa, pp. 561-563, September 2000
- [3]. S.Silvestre, D.Guasch, A.Moreno, J.Julve and L.Castañer, "*A comparison on Modelling and simulation of PV systems using Matlab and Spice*", 11th International Photovoltaic Science and Engineering Conference (PVSEC-11), Sapporo City, Hokkaido, Japan, pp. 901-902, September 1999
- [4]. S.Silvestre, D.Guasch, A.Moreno, J.Julve and L.Castañer, "*Characteristics of solar cells simulated using Matlab*", Conferencia de Dispositivos Electrónicos (CDE ' 99), Madrid, pp. 275-278, June 1999
- [5]. K. Levenberg, "*A method for the solution of certain problems in least squares*", Quarterly of Applied Mathematics, 5, , pp. 164-168, 1944
- [6.] D. Marquardt, "*An algorithm for least squares estimation of nonlinear parameters*", SIAM Journal on Applied Mathematics, 11,, pp. 431-441, 1963
- [7]. N. Ampazis and S.J. Perantonis, "*Levenberg-Marquardt Algorithm with Adaptive Momentum for the Efficient Training of Feedforward Methods*", IEEE 0-7695-0619-4/00, , pp. 126-191, 2000
- [8]. J.C. Hernández and G. Almonacid, "*Development of fault detection system in PV installation*", 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna, pp. 2131-2134, July 1998
- [9] D. Guasch and S.Silvestre "Dynamic battery model for Photovoltaic applications", Progress in photovoltaics 2002 (in press).