

## Electrificación rural fotovoltaica

### «Solar Home Systems»

### Fiabilidad y costes de mantenimiento

L.M. Carrasco, L. Narvarte

La electrificación rural fotovoltaica ha experimentado últimamente un salto de escala tanto en la dimensión de sus programas como en sus sistemas de gestión. Garantizar la calidad técnica ya no se reduce solamente a la fase de diseño e instalación, sino también a la de operación y mantenimiento. El estudio del Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid trata de caracterizar la fase de operación del programa de electrificación rural fotovoltaica de Marruecos sobre el cual se ha llevado a cabo un exhaustivo estudio de fiabilidad de los distintos componentes que integran los denominados *Solar Home Systems* (SHS). Así como una evaluación de los costes unitarios ligados al mantenimiento, analizando su impacto en la estructura general de costes del programa. Los resultados van dirigidos hacia la caracterización de un modelo de la estructura de mantenimiento que logre asegurar la sostenibilidad de este tipo de programas energéticos.

La electrificación rural fotovoltaica, enfocada principalmente a países en vías de desarrollo, presenta hoy en día nuevos desafíos técnicos debido a la puesta en marcha, en los últimos años, de extensos programas que abarcan decenas de miles de *Solar*

*Home Systems* (SHS)<sup>(1,2)</sup> y que además prevén periodos de operación y mantenimiento que van hasta los 10-15 años. El exiguo conocimiento que existe, tanto en lo que se refiere a los costes de explotación como a las tasas de fallos de los componentes

de los SHS, es la principal causa de la insostenibilidad de muchos de estos programas llevados a cabo hasta la fecha<sup>(2,3)</sup>, que no logran mantener un correcto equilibrio financiero en la fase de O&M. En este artículo se presenta el estudio realizado sobre un programa real, el programa de electrificación rural global (PERG) de Marruecos<sup>(6)</sup>, del cual se dispone de una extensa base de datos de mantenimiento con más de 80.000 entradas, además de los verdaderos costes unitarios que se derivaron de los primeros cinco años del desarrollo en una de sus zonas, la cual cuenta con más de 13.000 sistemas instalados, y que gestiona en *fee for service* el operador privado Isofotón. A continuación, se exponen primeramente los resultados de un análisis de fiabilidad en los que se especifican las funciones de fiabilidad  $R(t)$ , las tasas de fallo  $\lambda(t)$  y los tiempos medios hasta el fallo MTTF de cada componente del sistema fotovoltaico. Se-

guidamente se muestra un estudio de costes globales del programa con el fin de determinar cuáles son los puntos clave que más repercuten en la estructura general de costes. Ambos resultados abren las puertas a la caracterización y diseño de las estructuras de operación y mantenimiento de estos programas permitiendo así consolidar el salto de escala experimentado por la electrificación rural fotovoltaica.

### PROGRAMA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL PERG

La región del PERG objeto de este estudio abarca un área de casi 200.000 km<sup>2</sup>, en la que se instalaron más de 13.000 SHS durante los tres años la fase de instalación del programa. El operador privado es responsable de la comercialización e instalación de los sistemas, además de garantizar el mantenimiento durante un periodo de 10 años y de cobrar mensualmente las cuotas que los usuarios abonan en concepto de ese servicio técnico.

Los SHS instalados están compuestos de un módulo fotovoltaico monocristalino de 75 Wp, un regulador de carga de 15 A, un acumulador electroquímico del tipo SLI modificado de 150 Ah C<sub>20</sub>, tres lámparas de bajo consumo de 7 W y una de 11 W, y de una toma de corriente a 12 V para pequeños consumos, de hasta 50 W.

### ESTUDIO DE FIABILIDAD

A partir de la base de datos de acciones de mantenimiento, con registros de los cinco primeros años del PERG (2006-2010), se han clasificado todos los fallos de los componentes ocurridos en este periodo. En una previa depuración de la base de datos se han descartado datos erróneos, fechas que no concordaban, etc, quedando

conformada finalmente por más de 44.000 datos de mantenimiento.

Tras cinco años de operación, hay componentes que han fallado y otros que han sobrevivido. A partir de estos fallos y supervivientes se define la función de densidad de probabilidad  $f(t)$  de fallos, con la que se obtiene la función de distribución acumulada de fallos (ecuación 1):

$$F(t) = \int_0^t f(t) dt \quad (1)$$

La función de fiabilidad  $R(t)$  vendrá dada por el complementario de  $F(t)$  según la ecuación 2. Representa la probabilidad de que un componente sobreviva en un intervalo de tiempo:

$$R(t) = 1 - F(t) \quad (2)$$

Se define la tasa de fallos  $\lambda(t)$  como la frecuencia con la que un componente falla. Su función (ecuación 3) representa la densidad de probabilidad de fallo en  $t$  condicionada a no haber fallado antes de  $t^{(4)}$ :

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)} \quad (3)$$

Finalmente, MTTF se define como la esperanza matemática del tiempo hasta el fallo:

$$MTTF = \int_0^{\infty} t \cdot f(t) dt \quad (4)$$

Existen diferentes ajustes de distribución de fallos, como Weibull, Exponencial o Normal, entre otros. Se han probado estos ajustes para las distintas distribuciones de fallos de cada componente del SHS. Los resultados obtenidos se detallan a continuación.

Tanto las lámparas (7 y 11W) como el regulador, se ajustan a una distribución exponencial, como la representada en la figura 1 para el regulador, lo que significa que la tasa de fallos es constante. Este tipo de ajuste es característico de los componentes electrónicos, cuyos fallos ocurren en el tiempo de manera aleatoria.

La batería se ajusta, en cambio, a una distribución Normal, lo cual indica que los fallos provienen del envejecimiento del dispositivo.

En cuanto al módulo fotovoltaico, el escaso número de fallos registrados en la base de datos no permite caracterizar su distribución de fallos, por lo que se ha omitido de este análisis.

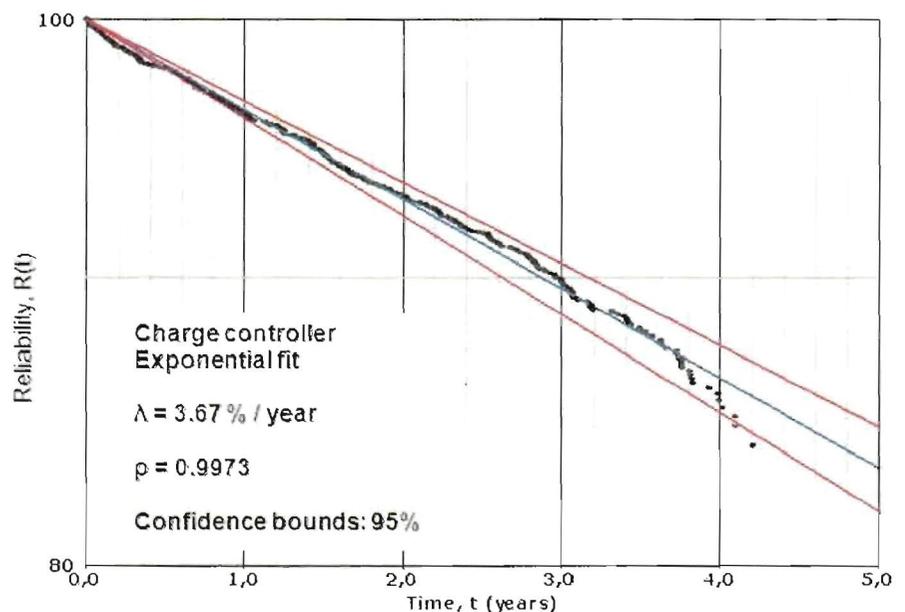


Figura 1.- Ajuste de distribución de fallos del regulador. Las 2 líneas laterales del ajuste indican un margen de confianza del 95%. La tasa de fallos constante es de 3,67% del total de los reguladores, por año. El ajuste tiene un coeficiente de correlación  $r$  muy cercano a 1.

	Parámetro		Batería	Regulador	Lámpara 7W	Lámpara 11W
R(t)	Normal	q (años)	5,46	--	--	--
		s (años)	2,27	--	--	--
	Exponencial	1(%/año)	--	3,67	5,96	5,97
Ajuste		Coef.de correlac. r	0,9762	0,9973	0,9939	0,9954
MTTF (años)			5,5±3%	27,2±9%	16,5±4%	16,5±7%
Margen de confianza: 95%						

Tabla 1.- Resumen de los resultados del estudio de fiabilidad para cada componente.

### COSTES DEL PERG

Partiendo de los costes reales derivados de los cinco primeros años de desarrollo del PERG se ha obtenido la estructura global de costes del programa durante los diez años de operación y mantenimiento sin más que suponer que la tasa de descuento anual se iguala a la inflación y que las tasas de fallo de los componentes derivadas del análisis de cinco años son representativas de los diez años totales del periodo de mantenimiento. Dicha distribución se detalla en la figura 2.

Los resultados del análisis muestran que el coste total del programa, considerando instalación y mantenimiento, se traduce en un valor de 21 €/Wp, o bien, si se prefiere, de 1.574 €/SHS.

El coste de la energía puesta a disposición de los usuarios, teniendo en cuenta la insolación media en la zona y considerando el rendimiento del sistema, se estima en 1,30 €/kWh.

La fase de instalación, la cual agrupa tanto la actividad comercial, como la adquisición de los equipos y su posterior instalación, supone el 50,77% del programa. El 49,23% restante recae en la actividad de mantenimiento, dividida en las labores propias del mantenimiento (26,5%) y en los cobros de las cuotas de los usuarios (14,88%).

El coste mantenimiento (26,5%) representa 41,7 €/SHS/año, o si se prefiere, el 9% anual del coste de inversión de los equipos. Este dato contrasta con lo expuesto en la bi-

bliografía, donde se estima el coste anual del mantenimiento en un 2-3% del coste de inversión de los equipos<sup>(5,7)</sup>, poniendo de manifiesto que el mantenimiento en los programas PVRE son más caros que lo que hasta ahora se ha venido considerando.

La figura 3 detalla los costes del programa. Los más notables son la batería y la gestión, ambos un 18,5% del coste global. El tercer coste en importancia es el 15,46% del módulo fotovoltaico, que a precio de mercado actual, casi cuatro veces inferior al del periodo considerado, se vería reducido al 4,36%. La actividad del cobro de las cuotas de los usuarios es otro

de los principales costes del programa (14,88%), y viene justificado por el gran esfuerzo en medios materiales y humanos que requiere esta actividad desarrollada en un medio geográfico muy disperso y de difícil acceso.

En cuanto a la batería, su alto coste se debe, por un lado a que se trata de un elemento caro, y por otro, a su valor de MTTF, por lo cual será necesario un gran número de repuestos a lo largo de los diez años de O&M.

### CONCLUSIONES

Se han llevado a cabo sendos estudios de fiabilidad y costes de un programa real de electrificación rural fo-

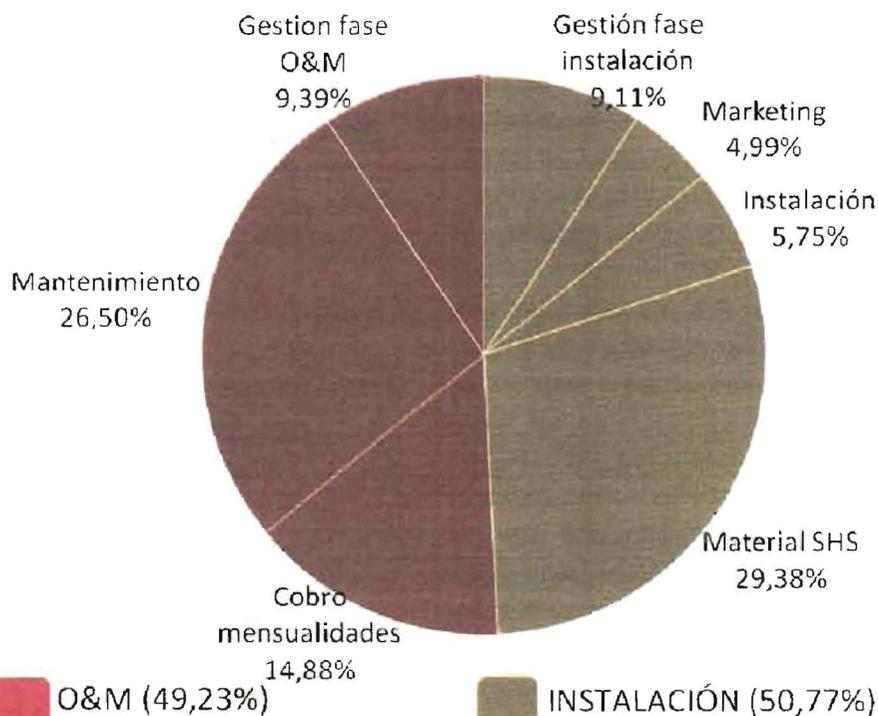


Figura 2.- Estructura de costes del PERG. Se ha dividido el programa en dos actividades principales: fase de instalación y fase de O&M. Ambas tienen prácticamente la misma repercusión en el coste global del programa.

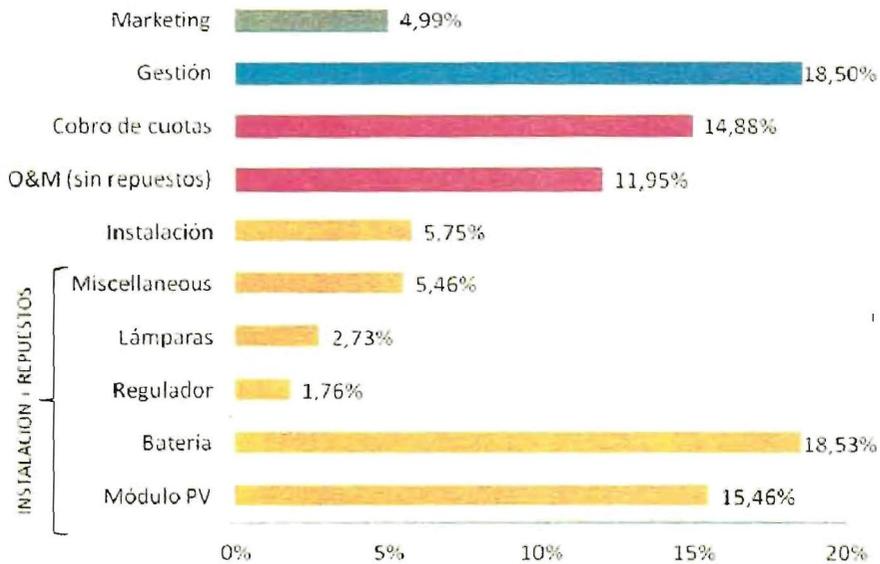


Figura 3.- Detalle de la distribución de costes. La parte de los equipos corresponde tanto a los utilizados en la fase de instalación como a los de la fase de mantenimiento.

tovoltaica con el fin de caracterizar la fase de operación y mantenimiento en un periodo de duración de diez años. Se han calculado la tasa de fallos y el MTTF de cada componente del SHS, siendo la batería el elemento menos fiable del sistema (MTTF = 5,5 años  $\pm$  3%). Por otro lado, el análisis de costes nos revela que el coste del programa PERG se eleva a 1.574 €/SHS, incluyendo las instalaciones y los diez años de operación y mantenimiento. El coste derivado de este mantenimiento es de 41,7 €/SHS y año.

#### REFERENCIAS

(1) Chowdhury S.A., Mourshed M., Kabir S.M.R., Islam M., Morshed T., Khan M.R., Patwary M.N. (2011). Technical appraisal of solar home systems in Bangladesh: A field investigation. *Renewable Energy*. 36, 772-778.

(2) Lemaire X. (2011). Off-grid electrification with solar home systems: The experience of a fee-for-service concession in South Africa. *Energy for Sustainable Development*. 15, 3,277-283.

(3) Martinot E., Cabraal A., Mathur S. (2001). World Bank/GEF solar home system projects: experiences and lessons learned 1993-2000 Re-

newable and Sustainable Energy Reviews. 5, 1, 39-57.

(4) O'Connor P. (2002). *Practical Reliability Engineering*. 4th edition, Wiley, Chichester. Qoaidar L., Stein-

brecht D. (2010) Photovoltaic systems: A cost competitive option to supply energy to off-grid agricultural communities in arid regions. *Applied Energy*. 87, 2, 427-435.

(5) Tsikalakis A., Tomtsi T., Hatziaargyriou N.D., Poullikkas A., Malamatenios Ch., Giakoumelos E., Cherkaoui Jaouad (6) O., Chenak A., Fayek A., Matar T., Yasin A. (2011). Review of best practices of solar electricity resources applications in selected Middle East and North Africa (MENA) countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 15, 6, 2838-2849.

(7) Notton G., Muselli M., Poggi P. (1998). Costing of a stand-alone photovoltaic system. *Energy*. 23,4,289-308.

L.M. Carrasco, L. Narvarte  
Instituto de Energía Solar,  
Universidad Politécnica de Madrid.