

Dimensionado mediante simulación de sistemas de energía solar fotovoltaica aplicados a la electrificación rural

Ciaddy Gina Rodríguez - Borges, Antonio Sarmiento - Sera

Recibido el 4 de septiembre de 2010; aceptado el 7 de diciembre de 2010

Resumen

El presente trabajo se basa en el método de dimensionamiento mediante simulación del comportamiento energético de los sistemas fotovoltaicos, aplicados a la electrificación rural en regiones alejadas de la red eléctrica.

Se establece la denominación de sistemas Sobre e Infradimensionados y se expone la solicitud recibida para el análisis de un caso particular, donde se consideran dos opciones energéticas de diferentes niveles de calidades de servicio eléctrico y se solicita la valoración económica de cada opción, con su correspondiente argumentación.

El nivel de calidad se establece con el índice del % de fallos en el servicio de electricidad por falta de energía en las baterías, además de la cantidad de los días de autonomía energética del sistema.

Se concluye que para sistemas infradimensionados, y con un determinado nivel de calidad de servicio establecida, existen múltiples soluciones de dimensionado, y en determinadas condiciones, no siempre los sistemas de mayor nivel de calidad, son los de mayor costo, siendo posible determinar el mínimo costo en el dimensionado mediante el método de simulación.

Palabras claves: sistemas fotovoltaicos autónomos, electrificación rural, calidad de sistemas energéticos.

Sizing through simulation of systems for photovoltaic solar energy applied to rural electrification

Abstract

The present work is based on the sizing method by means of simulation of the photovoltaic systems energy behavior, applied to rural electrification in regions far from the electric net.

The denomination of infra/over sized systems is made and a requested analysis of one particular case is exposed, where it is considered two energy options of different qualities of electric service and the economic valuation of each option is requested, with its corresponding argument.

The quality level is established with the fault index in the electricity service for energy lack in the batteries, besides the quantity of energy autonomy days of the system.

As conclusions, in infra-sizing conditions systems, and with established quality level of service, multiple sizing solutions exist, and under certain conditions, not always the systems with more quality level, are those of more cost, as well as the presence of a minimum cost in the sizing can be obtained by simulation methods.

Key words: stand alone photovoltaic systems, rural electrification, energy system quality.

Introducción

La disminución prevista de las reservas de combustibles fósiles y el cambio climático, han impulsado en las últimas décadas, el interés mundial hacia la investigación, desarrollo y aplicación de las fuentes renovables de energías.

Dentro de las fuentes renovables de energías se tiene una amplia gama de tipos de energías, como: eólica, marítima, geotérmica y la biomasa, entre otras. Dentro de todas las fuentes de energía renovable se destaca la energía fotovoltaica, ya que esta se caracteriza por la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica mediante celdas fotovoltaicas.

El aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica se realiza en dos grandes direcciones, una que se orienta a los sistemas conectados a la red y otra dirigida a sistemas autónomos para su uso en regiones alejadas de las redes de distribución de energía eléctrica.

Los Sistemas Fotovoltaico Autónomos (SFA) generalmente están conformados por tres componentes básicos: un generador energético, el sistema de control y las baterías. Se caracterizan además, por la necesidad de que su diseño responda de forma precisa, a la satisfacción esperada de la demanda de energía, dado que un posible error en el dimensionado, puede conducir a fallas o insatisfacciones de la demanda, mayores de las esperadas, o incrementos en los costos económicos.

La calidad de los SFA, suele medirse por el nivel en que el sistema satisface la demanda energética exigida, debiendo ser diseñado en función de la fiabilidad con la que se espera suministrar energía a las cargas, este nivel de calidad suele medirse mediante el factor denominado probabilidad de pérdida de carga (PPC), % de fallos o *Loss of Load Probability* (LLP) [1].

El SFA debe diseñarse y dimensionarse de forma que la probabilidad de fallo, responda a la necesidad de los usuarios, dentro de los márgenes que se establezcan según el tipo de sistemas [2].

Por lo que a diferencia de la tendencia tradicional de dimensionamiento de los SFA para 0 % de fallos (sistemas sobredimensionados), es posible considerar también el dimensionado de SFA infradimensionados, los cuales son definidos por los autores de este trabajo como aquellos que permiten un relativo y aceptable bajo % de fallos a cambio de la disminución en el costo del equipamiento.

Existen numerosos procedimientos o metodologías para el diseño o dimensionado del SFA, dentro de los cuales se encuentra la posibilidad de dimensionar a través de la simulación, mediante el empleo de software informático, que brindan diversas ventajas, entre ellas, poder evaluar el comportamiento esperado del sistema (parámetros técnicos y económicos) durante toda la vida útil del mismo.

Resulta una práctica muy generalizada, la de sobredimensionar los SFA, con lo que se ofrece una calidad no siempre justificada y sin ofrecer alternativas de selección al usuario, o sin dejar de considerar diseños sin sobredimensionar, en regiones donde muchas aplicaciones admiten variados niveles de calidad.

El sobredimensionamiento no justificado origina incrementos innecesarios en los costos, por lo que, en las últimas normativas técnicas para instalaciones aisladas de la red [3], ya se ha hecho necesario el establecimiento de limitaciones al sobredimensionamiento en los diseños. Por lo que en el presente trabajo, se considera relevante estudiar la relación entre el nivel de calidad del sistema, el dimensionado y los costos.

El presente trabajo tiene como objetivo evaluar las diferencias en las soluciones de dimensionamiento de SFA para varios niveles de calidad y su influencia en los costos del sistema, bajo condiciones de infradimensionado. Con este propósito, se usan las herramientas de simulación para el diseño de SFA.

1. Dimensionamiento de Sistemas Fotovoltaicos Autónomos

Los Sistemas Fotovoltaicos Autónomos son probablemente unos de los sistemas energéticos renovables modernos de mayor aplicación para la electrificación rural autónoma a nivel mundial, dado que más de 500 000 hogares rurales cuentan con estos sistemas de electrificación, a lo largo de todo el mundo [4].

Entre las ventajas más relevantes de los SFA, se encuentra que para su funcionamiento, sólo dependen de la radiación solar como recurso energético, no requieren del abastecimiento de combustible (necesarios en los grupos electrógenos o híbridos), lo cual representa un problema para la electrificación en las comunidades rurales [5].

El dimensionamiento de los SFA se realiza en función de hipótesis, entre ellas dos fundamentales: la distribución temporal de la demanda de energía y de la disponibilidad del recurso solar, por lo que la precisión

de los resultados del dimensionado, estará limitada a la representatividad de la condiciones reales reflejada por ambas hipótesis [1].

El presente trabajo se fundamenta en los análisis de dimensionamiento de SFA para diferentes niveles de calidad, medidos mediante el % de fallos admitidos y los días de autonomía que presenta cada sistema.

La consideración de ambas variables (% de fallos y días de autonomía) para la definición del nivel de la calidad del servicio de los SFA, forma parte de los criterios formulados en este trabajo, dado que ambas variables de calidad suelen ser consideradas de forma aislada, es decir una u otra.

Siendo la definición de estas variables las siguientes:

% de fallos: probabilidad matemática de que el sistema falle o interrumpa el suministro eléctrico por falta de energía disponible en las baterías; también se le denomina a este indicador como Probabilidad de pérdida de la carga, PPC o LLP. No se considera en este indicador, la indisponibilidad de energía por fallos debido a roturas del algún elemento o componente del sistema.

Días de autonomía: es el número de días consecutivos que en ausencia de apreciable radiación solar, el sistema de acumulación es capaz de atender el consumo, sin sobrepasar la profundidad máxima de descarga de la batería [2].

Existen diversos métodos de dimensionamiento de SFA, desde formatos de cálculos hasta software informáticos de dimensionamiento mediante simulación, entre estos programas puedes mencionarse: PVSYS, Hybrid2, PVSol, TRNSYS, HOMER, entre otros. Siendo el programa HOMER el seleccionado para el presente trabajo, dado su extendido uso a nivel mundial, desde su creación en el año 1994 y que cuenta con frecuentes actualizaciones realizadas por el *National Renewables Energy Laboratory* [6].

El programa HOMER, permite modelar y evaluar el desempeño de un dimensionamiento de SFA, bajo parámetros técnicos y económicos durante todas las horas del año.

La ecuación que emplea este programa HOMER para el cálculo de la potencia del generador fotovoltaico [7], es la que se presenta a continuación:

$$P_{pv} = Y_{pv} \cdot F_{pv} \left[\frac{G_t}{G_{stc}} \right] \quad (1)$$

Donde:

Y_{pv} : Potencia de panel bajo condiciones estándar

F_{pv} : Factor de reducción de la potencia del panel

G_t : Irradiancia solar directa incidente sobre el panel

G_{stc} : Irradiancia solar bajo condiciones estándar ($1\text{kW}/\text{m}^2$)

Siendo importante resaltar que el programa HOMER, ofrece todas las combinaciones de soluciones posibles (método enumerativo) ante una serie de variables que deben ser definidas inicialmente, por parte del usuario, para la posterior selección de la solución óptima o las más recomendables en función de los criterios de selección fijados. Existiendo la posibilidad de seleccionar entre uno o varios criterios, tales como:

- a) % de energía no satisfecha por el sistema (*% Unmet electric load*).
- b) % de Capacidad eléctrica no utilizada (*% Excess electricity*),
- c) Distancia crítica a la red (*Breakeven grid extension distance*),
- d) Costo de la electricidad (*Levelized Cost of Energy LCE*),
- e) Valor presente neto (*total NPC*).

Siendo las variables de selección consideradas en este estudio, las asociadas a la calidad del SFA:

% de fallos

Días de autonomía

Costo de la electricidad

A continuación se presentan las ecuaciones empleadas en el HOMER para % *Unmet* (% de fallos), horas (días) de autonomía y costos de energía:

% de fallos:

$$\% \text{ Unmet} = \frac{\sum_{1}^N \text{Edéficit}}{L_{\text{tot}}} \quad (2)$$

Donde:

E déficit: Total de demanda de energía insatisfecha en un año; Ltot: Total anual de demanda de energía

N : número total de meses del año

Horas de Autonomía:

$$\text{Abat} = \frac{\text{Nbat} \cdot \text{Vnom} \cdot \text{Qnom} (1 - \text{qmin}/100) (24\text{h/d})}{\text{Lpave} (1000\text{Wh/kWh})} \quad (3)$$

Abat = Autonomía (horas)

; Nbat = Número de bancos de baterías

Vnom = Tensión nominal de las baterías (V)

; Qnom = Capacidad nominal de cada batería (Ah)

qmin = Mínimo de carga de las baterías (%)

; Lpave = Promedio de Carga diaria (kWh/d)

Costos de la Electricidad:

$$\text{COE} = \frac{\text{Ctotsist}}{E} \quad (4)$$

Ctotsist = Costo total anual del sistema; E = Energía eléctrica anual producida por el sistema

2. Métodos y parámetros empleados para el dimensionamiento del sistema

La metodología o procedimiento establecido fue aplicada a una vivienda rural, característica de una región alejada de la red eléctrica del municipio Mara de la Republica Bolivariana de Venezuela.

El municipio Mara se encuentra localizado en el estado Zulia, estando ubicada la vivienda en las siguientes coordenadas geográficas: 10° 86' latitud Norte y 72° 48' longitud Oeste; los valores de irradiación para estas coordenadas están comprendidos en un rango entre (4.2 a 5.3 kWh/m². día). Puede observarse en el mapa del sistema geográfico las diferentes irradiaciones presentes en el municipio (figura 1).

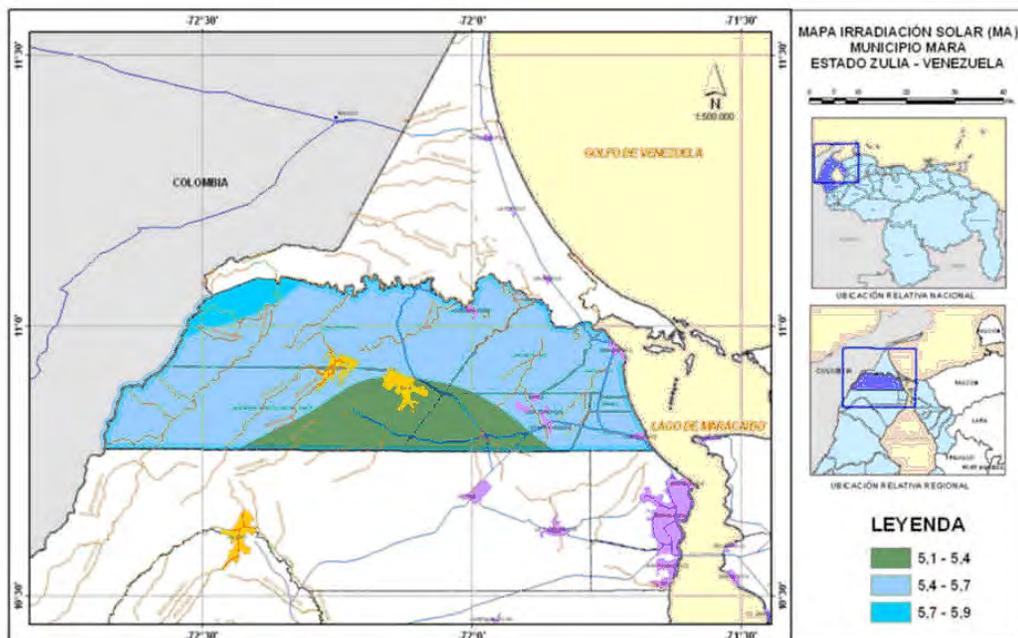


Figura 1. Sistema de información geográfica con valores de irradiación solar del municipio Mara

Esta comunidad presenta un promedio de irradiación solar global anual de 5.10 kWh/m² día; siendo el mes de menor irradiación solar Noviembre con 4.63 kWh/m² día. El comportamiento promedio de todos los meses del año se muestran en la figura 2.

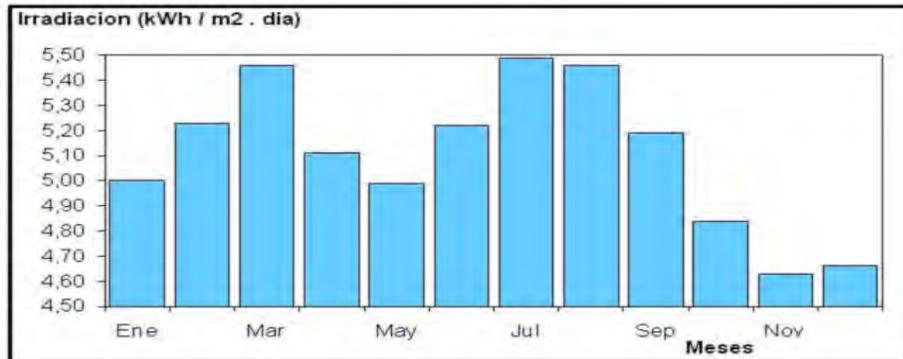


Figura 2. Promedio mensual de irradiación solar global recibido en la ubicación de la vivienda.

Fuente: SSE.NASA

En este trabajo se considera una vivienda típica del municipio Mara, la cual será electrificada próximamente y la empresa encargada del proyecto, requiere conocer las diferencias en el dimensionado del SFA para dos niveles de calidad distintos, a los fines de valorar la selección de la solución de dimensionamiento que presente mejor costo.

Siendo el perfil de consumo horario de la vivienda, el descrito en la figura 3, con una demanda promedio diario de 5 kWh/día.

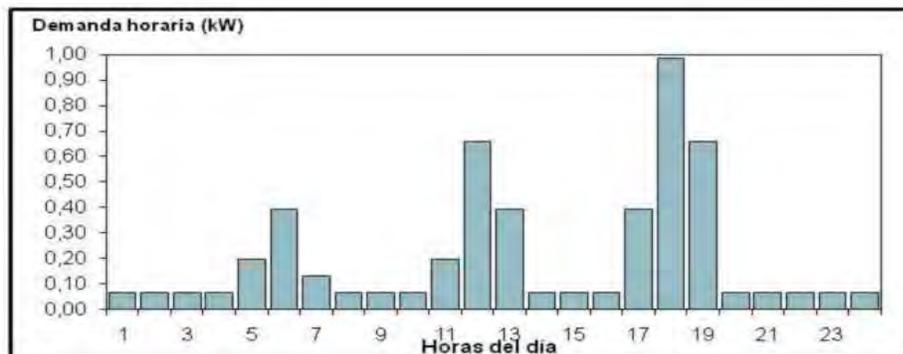


Figura 3. Perfil de demanda horaria de la vivienda.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la OPSIS [8]

Siendo los niveles de calidad de servicio a evaluar, para el dimensionamiento del SFA, los siguientes:

Un servicio eléctrico con una tasa de fallos menor o igual al 1 % y una autonomía en la carga de las baterías de 2 a 3 días, denominado **nivel de calidad A**.

Un servicio eléctrico con una tasa de fallos entre el 1% y el 3 % y una autonomía en la carga de las baterías de 1,5 a 2 días, denominado **nivel de calidad B**.

Se presupone que el sistema con mayor calidad (A) sea el más costoso. Dada las condiciones antes mencionadas, se realiza la confección de un conjunto de posibles soluciones mediante la aplicación de las ecuaciones 1 a la 4. Se selecciona un inversor de 1 kW, que permite cubrir la demanda pico de la vivienda, siendo la tensión de corriente directa al inversor de 12 volt.

Para el dimensionamiento de los SFA, se consideraron series de 8, 10, 12, 14, 16 y 18 baterías (6 V, 225 Ah con una profundidad de descarga de 70%). Así como también, una cantidad de paneles fotovoltaico desde 15 hasta 40 paneles (paneles de 100 W).

La caracterización de la capacidad de generación de los SFA definida a través de varios parámetros, dentro de los cuales se destacan el número y tipo de paneles y baterías, representa un primer nivel de

dimensionamiento, dejando para un posterior diseño del proyecto, el necesario ajuste de tipos y cantidades de elementos que logren la compatibilidad de tensión eléctrica y adecuadas combinaciones serie-paralelo.

Una vez registrados los datos antes mencionados en el programa HOMER, se procede de forma similar a registrar los datos económicos (a valores promedios del mercado europeo de mediados de 2010), que permiten establecer las comparaciones de costos para cada dimensionamiento, los cuales se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1. Valoración Económica del Equipamiento

Paneles FV (\$/W)	Baterías (\$/Bat.)	Inversor de 2kW (\$)	Tasa Anual de Interés (%)
3	110	1200	0

Se considera una tasa de interés del 0 %, para este proyecto, dado que es financiado en su totalidad por un fondo social para desarrollo eléctrico, que dispone el ente ejecutor del gobierno Bolivariano de Venezuela. Siendo la vida útil estimada para este proyecto de 20 años.

Resultados

Las soluciones brindadas por el HOMER, para las cantidades de baterías y paneles señaladas, son 57 soluciones, las cuales cumplen con el rango de (0 - 3) % de fallos y permiten el análisis de los dos niveles de calidad solicitados, como se muestran en la figura 4.

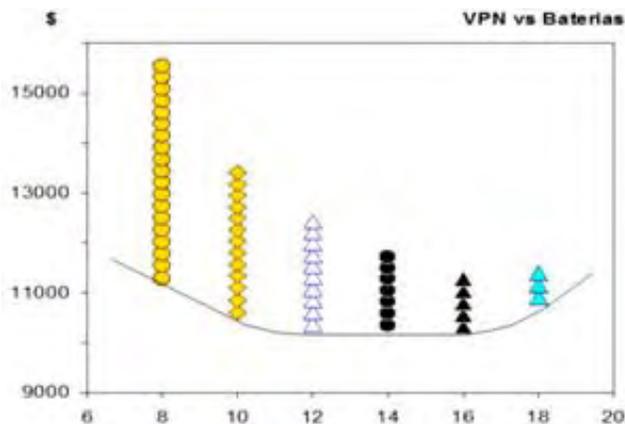


Figura 4. Distribución de las soluciones por serie Baterías

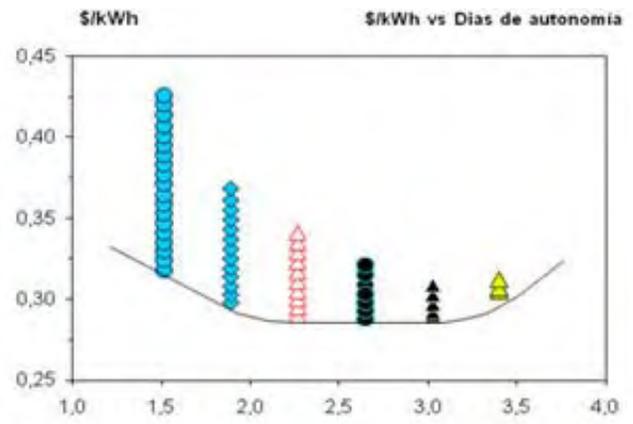


Figura 5. Distribución de las soluciones por días de autonomía

la figura 4, se agrupan las soluciones por series de cantidad de baterías y Valor Presente Neto (VPN) que corresponde a cada solución. Resulta importante señalar, que la distribución adoptada por las soluciones encontradas sugiere la presencia de soluciones con mínimo costo, lo cual ha de ser objetivo de búsqueda del presente trabajo. A los fines de facilitar la identificación de las soluciones que presentan mínimo costo se ha procedido a trazar una curva que indica el límite de los menores costos.

En la siguiente etapa, se procedió a transformar los valores del VPN en su correspondiente Costo de la Electricidad (\$/kWh), siendo lineal la dependencia entre estas variables. De similar forma, la información referida a la cantidad de baterías se transforma en días de autonomía, dado que también se presenta una relación lineal entre ambas variables, por lo que los resultados pueden ser expresados también como se muestra en la figura 5.

Cada una de las columnas de soluciones (series) representadas en la figura 5, esta constituida por soluciones con diferentes % de fallos, las que presentan diferencias respecto a los costos de electricidad que ofrecen.

Con el objetivo de ilustrar las condiciones de sobre o infradimensionado, se presenta la figura 6, en la cual se han colocado algunas de las soluciones correspondientes para 21 y 26 paneles. Utilizando como ejemplo. la curva representativa de 26 paneles, comenzando por el punto con 8 baterías, se le observa 1,75 % de fallos, pero si las baterías se aumentan a 10, el % de fallos baja a 0,25 %, mientras que con 12 baterías, se obtiene el 0 % de fallos, a este ultimo punto mencionado, se le denomina Punto Crítico de Fallo Nulo.

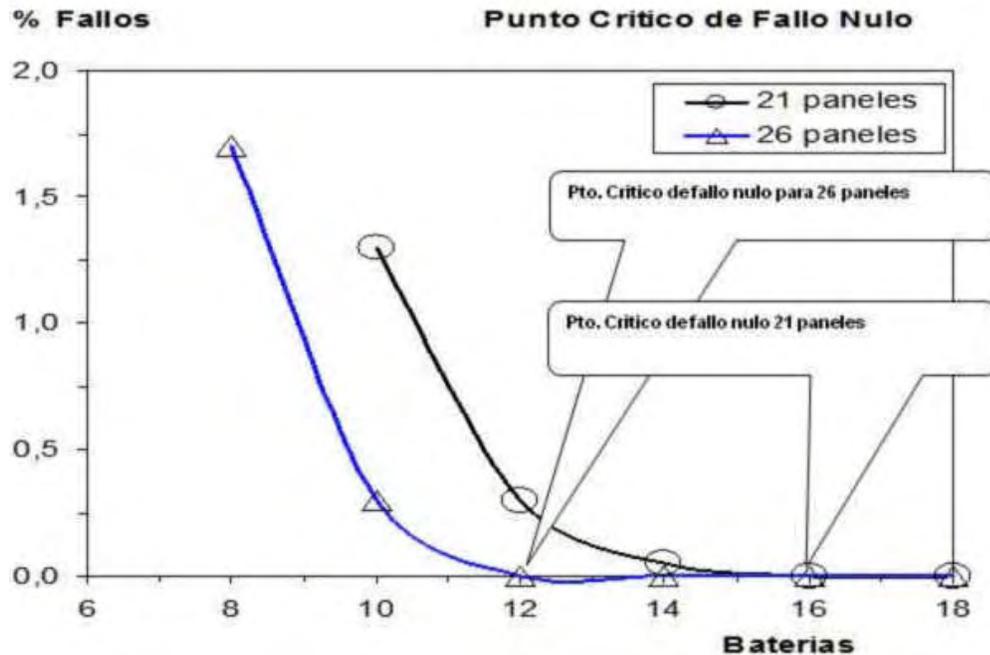


Figura 6. Punto Crítico de fallo nulo para diferentes dimensionamientos

En la figura 6, los puntos a la izquierda del punto crítico de fallo nulo, para cada cantidad de paneles, pertenecen a sistemas denominados infradimensionados, por presentar arreglos de baterías que logran un relativo bajo nivel de fallos, no nulo, en cambio, aquellos con mayores cantidades de baterías (puntos a la derecha del Punto Crítico de Fallo nulo) pertenecen a sistemas sobredimensionados. La denominación de Punto Crítico de Fallo Nulo, e infradimensionados, representan proposiciones de los autores de este trabajo.

Se puede observar que en la región infradimensionada, el efecto de aumento del % de fallos producido por una disminución de la cantidad de paneles, se puede compensar con un aumento en la cantidad de baterías. Esta es la causa de que existan múltiples soluciones que ofrecen el mismo % de fallos, de ahí la necesidad de evaluar cual es la solución más económica de las alternativas posibles. El presente trabajo considera sólo los sistemas infradimensionados, dado que corresponden con la solicitud de la empresa mencionada.

Cada una de las columnas de soluciones (series) representadas en la figura 5, esta constituida por soluciones con diferentes % de fallos, y para ilustrar esa distribución, se abre o despliega cada Serie horizontalmente según los % de fallos de sus componentes, lo cual se muestra en la figura 7.

En la leyenda se señalan las cantidades de días de autonomía para cada una de las series. Se han utilizado los mismos símbolos para identificar las Serie que se usaron en las figuras 4 y 5, para facilitar su identificación. Debe señalarse que la escala vertical de la figura 7 ha sido ampliada para destacar algunos detalles, lo que provoca además, que no se muestren todos los puntos o soluciones de las figuras 4 y 5. En la figura 7, se han incorporado dos rectángulos que enmarcan los requerimientos de calidad de las dos opciones solicitadas de análisis.

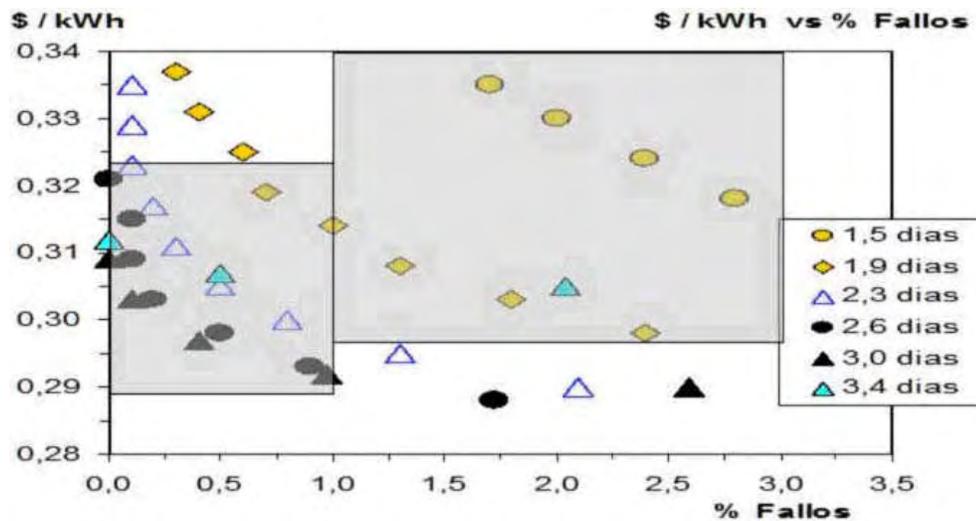


Figura 7. Soluciones de dimensionamiento para el nivel de calidad A y B

El rectángulo de la izquierda cubre el rango (0 – 1) % de fallos y contiene las soluciones con 2,6 y 3,0 días de autonomía, correspondientes al nivel de calidad A. En ese rectángulo se observa que la solución de menor costo es la de 0,97 % de fallos y 3,0 días de autonomía que ofrece un costo de la electricidad de 0,292 \$/kWh.

Por otro lado, el rectángulo de la derecha cubre el rango (1- 3) % de fallos y contiene las soluciones con 1,5 y 1,9 días de autonomía, correspondiente al nivel de calidad B. En ese rectángulo se observa que la solución de menor costo es la de 2,4 % de fallos y 1,9 días de autonomía que ofrece un costo de la electricidad de 0,298 \$/kWh.

En general, el rectángulo de la izquierda (Calidad A) contiene cuatro soluciones tan o menos costosas que la de menor costo del rectángulo de la derecha (Calidad B).

Estos resultados señalan que es posible, dentro de las condiciones analizadas, encontrar una solución de mayor nivel de calidad, con menor costo que una solución de menor calidad, dando respuesta a la solicitud presentada por la empresa encargada del proyecto, dado que la multiplicidad de soluciones, permite encontrar cuales pueden cumplir determinados requerimientos de calidad, con mínimo costo.

Conclusiones

Resulta de utilidad clasificar los sistemas fotovoltaicos autónomos en infra o sobredimensionados, puesto que el comportamiento entre la calidad y los costos no siguen dependencias iguales.

En el caso de los sistemas infradimensionados, existen múltiples soluciones para un mismo % de fallos y diferente cantidad de días de autonomía, situación que permite la comparación entre los costos de esas soluciones.

Se respondió la solicitud de la empresa, determinando que para el nivel de calidad A, se puede dimensionar un SFA con un menor costo de la electricidad de 0,292 \$/kWh, mientras que el mejor costo encontrado para un sistema con un nivel de calidad B fue de 0,298 \$/kWh, resultado ligeramente superior al del nivel de calidad A, no siendo la relación entre calidad y costo presumida inicialmente por la empresa.

Estos resultados no resultan generales para todas las situaciones y dependen del comportamiento de los precios relativos de paneles y baterías al momento de la evaluación y otros parámetros específicos de la situación analizada para el SFA, lo que resulta trascendente es el método o procedimiento.

Referencias

1. LABED, S. "Contribución al Desarrollo de Métodos para la Electrificación Rural Fotovoltaica a Gran Escala". Tesis de Opción al Grado Científico de Doctor en Ciencias. Universidad Politécnica de Madrid. Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicación. Madrid, 2004.
2. AGUILERA, J. y HONTARIO, L. *Dimensionado de Sistemas Fotovoltaicos Autónomos. Curso de Energía Solar Fotovoltaica*. Madrid: CIEMAT, 2004. Disponible en: <http://www.ujaen.es/dep/ingeauto/PgPersonal/PPLHontoria/PPLHontoriaInvestigacion/CapLibros/LHontoriaCiemat2004.pdf>
3. IDAE. *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red. Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica*. Madrid: CIEMAT, 2009. Disponible en: http://www.idae.es/index.php/mod=documentos/mem.descarga_file=documentos/5654_FV_Pliego_aisladas_de_red_09_bec59187.
4. NIEZ, A., *Comparative Study on Rural Electrification Policies in Emerging Economies. Keys to success full policies*. 1era Edición. Francia: International Energy Agency, 2010. 118 p. Disponible en internet: <http://www.oecd-ilibrary.org/docserver/download/fulltext/5kmh3ni5rzs4.pdf?expires=1283027271&id=0000&accname=quest&checksum=C55C7D3112EFD146328D653AE57B90BD>
5. ALARCON, R. "Sistema Híbrido Eólico-Diesel para el Abastecimiento de Energía Eléctrica de 20 Cabañas Turísticas en Cayo Caguamas". *Ingeniería Mecánica*. 2001, nº 4, p. 33-37. ISSN 1815-5944. Disponible en: http://www.cujae.edu.cu/ediciones/Revistas/Mecanica/Vol-4/4-2001/09_Sistema%20Híbrido_Alarcón_pag.pdf
6. LAMBERT, T.; GILMAN, P y LILIENTHA, P. "Micropower System Modeling With Homer". En: *Integration of Alternative Sources of Energy*. 2006. Disponible en: <http://www.pspb.org/e21/media/HOMERModelingInformation.pdf>
7. HOMER. *Hybrid Optimisation Models for Electric Renewables*. Disponible en: <http://www.nrel.gov/homer>
8. OPSIS, *Informe Anual 2006*. Oficina de Operación de Sistemas Interconectados. 2006, Ministerio del Poder popular para la Energía y Petróleo: Caracas. Venezuela. p. 56.

Ciaddy Gina Rodríguez-Borges^I, Antonio Sarmiento-Sera^{II}

I. Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC) Venezuela. CP 4013

Teléfono: +53 7 266 3629. E-mail: ciaddy@tesla.cujae.edu.cu

II. Centro de Estudios de Tecnologías Energéticas Renovables. CETER.

Facultad de Ingeniería Mecánica. Instituto Superior Politécnico "José Antonio Echeverría".

Calle 114 #11901, entre 119 y 127. Marianao. Ciudad de La Habana. CP 19390. Cuba.

Teléfono: +53 7 266 3629. E-mail: sarmiento@ceter.cujae.edu.cu