

## Análisis de viabilidad técnico-económica de sistemas fotovoltaicos a pequeña escala con distintas tecnologías de almacenamiento

*Jorge L. Ordóñez<sup>1,2</sup>, Nuno J. Gil<sup>1</sup>, Juan L. Espinoza<sup>2</sup>*

<sup>1</sup> Higher School of Technology and Management, Polytechnic Institute of Leiria, R. Gen. Norton de Matos, 2411-901, Leiria, Portugal.

<sup>2</sup> Faculty of Engineering, DEET, University of Cuenca, Av. 12 de Abril and Loja, Cuenca, Ecuador.

Autor para correspondencia: 2152198@my.ipleiria.pt

Fecha de recepción: 25 de agosto de 2017 - Fecha de aceptación: 29 de septiembre de 2017

### ABSTRACT

On a global scale, the use of renewable sources to produce electricity is increasing because of increased energy needs, volatility of prices of fossil fuels and environmental problems caused by them. This study performs a technical-economic analysis of small renewable systems with different storage technologies (lead, lithium and flow batteries) to determine the option to supply residential demand in the best operating conditions. The analysis is done to a photovoltaic (SFV) system that works both as island and connected to the grid and which supplies the energy demand to a type of housing in the city of Cuenca (Ecuador). The software used in this analysis is HOMER (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources), that facilitates obtaining an optimal configuration of an SFV, taking advantage of the existing solar resources in the area. From the analysis it is concluded that given its technical characteristics, a flow battery would be the one that best suits this type of systems. However, its cost (and size) is still an important barrier, favoring the use of lead batteries.

Keywords: Photovoltaic systems, storage, HOMER.

### RESUMEN

A escala global, el uso de las fuentes renovables para la producción de energía eléctrica viene aumentando debido al incremento de las necesidades energéticas, la volatilidad de precios de los combustibles fósiles y los problemas ambientales ocasionados por los mismos. En este estudio se realiza un análisis técnico-económico de pequeños sistemas renovables con distintas tecnologías de almacenamiento (Baterías de Plomo, Litio y Flujo), con el fin de determinar la opción para abastecer una demanda residencial en las mejores condiciones de operación. El análisis se realiza a un Sistema Fotovoltaico (SFV) que funciona tanto aislado como conectado a la red, y que abastece la demanda de energía de una vivienda tipo en la ciudad de Cuenca (Ecuador). El software utilizado en este análisis es HOMER (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources), el cual facilita la obtención de una configuración óptima de un SFV, aprovechando el recurso solar existente en la zona. Del análisis se concluye que, dadas sus características técnicas, la batería de flujo sería la que mejor se adapte a este tipo de sistemas, sin embargo, su costo (y tamaño) es aún una barrera importante, lo cual favorece al uso de las baterías de Plomo.

Palabras clave: Sistemas fotovoltaicos, almacenamiento, HOMER.

## 1. INTRODUCCIÓN

A escala global, el uso de las fuentes renovables para la producción de energía eléctrica viene aumentando debido al incremento de las necesidades energéticas, la volatilidad de precios de los combustibles fósiles y los problemas ambientales ocasionados por los mismos. Las energías

renovables son inagotables, limpias y se pueden utilizar de forma descentralizada. Por ejemplo, la energía solar fotovoltaica permite suministrar energía tanto en sistemas aislados como conectados a la red. Si el sistema sufre un corte de energía debido a la variación de la radiación solar, se lo puede respaldar con un conjunto de baterías, que, al tener energía almacenada, proporciona mayor confiabilidad y equilibrio en el suministro (Ponce, García, Ñeco, & Valenzuela, 2014).

El presente trabajo analiza la viabilidad técnico-económica de incorporar nuevas tecnologías de almacenamiento en pequeños sistemas renovables. Para ello, se realiza la simulación, mediante software, de un sistema renovable compuesto por paneles fotovoltaicos, con su respectivo almacenamiento (baterías de Plomo, Litio y Flujo) e inversor. Se realiza el análisis para cuando el sistema funciona en isla y cuando está conectado a la red. Las correspondientes simulaciones se efectuaron a un caso de consumo de una vivienda tipo en la ciudad de Cuenca-Ecuador.

## 2. MÉTODOS Y MATERIALES

Como primera parte de este trabajo se recopilieron datos del consumo de una vivienda tipo (perfil de carga), recurso solar, además de costos de equipos e implementación. Luego se realizó las correspondientes simulaciones para seleccionar la mejor solución para una vivienda que está localizada en la ciudad andina de Cuenca, al sur del Ecuador (Latitud: 2°53'57.83"S, Longitud: 79°0'26.56"O).

Para la simulación del sistema propuesto se utilizó el software HOMER, que permite realizar un análisis económico comparativo de los sistemas de energía híbridos. Las entradas asignadas a HOMER permiten obtener una simulación por hora de todas las combinaciones posibles de los componentes introducidos y clasificar los sistemas de acuerdo con criterios específicos, como el costo de la energía, costo de los equipos, etc. La metodología en su mayoría se basa en el modelo BaPSi (Battery-Photovoltaic-Simulation), que es una herramienta para el modelado técnico-económico y el análisis de sistemas fotovoltaicos que incorporan baterías. Con el modelo de simulación es posible calcular una configuración fija del sistema con el tamaño del sistema fotovoltaico definido y la capacidad de la batería, o realizar una variación iterativa de parámetros para determinar la combinación óptima de costo del sistema fotovoltaico, la capacidad nominal de la batería, etc. Como se explica en la Figura 1, el modelo BaPSi integra la batería en el balance energético de una vivienda teniendo en cuenta la generación (producción fotovoltaica) y el perfil de consumo (Stenzel, Linsen, Fler, & Busch, 2016).

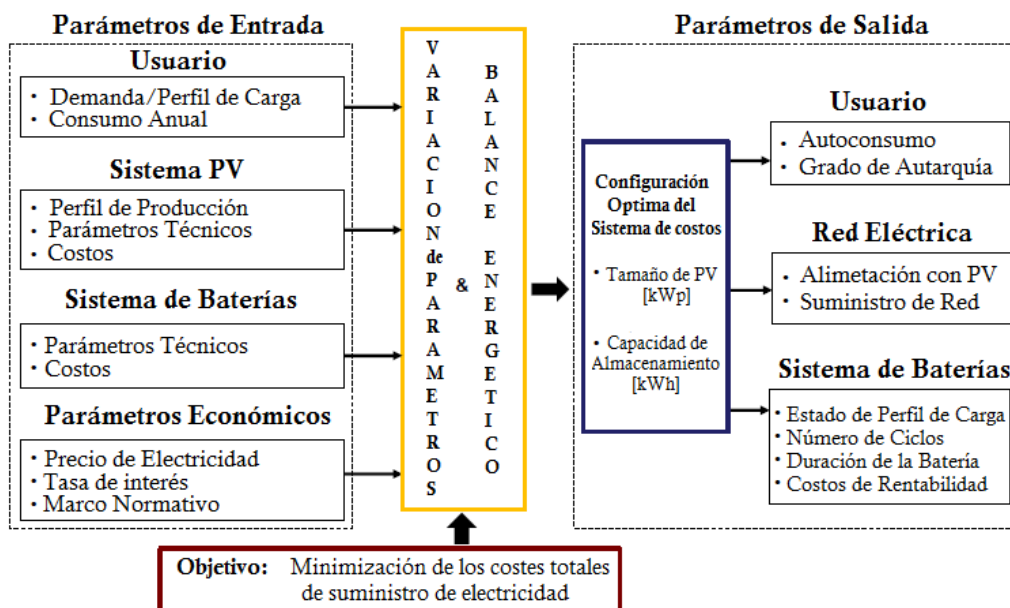


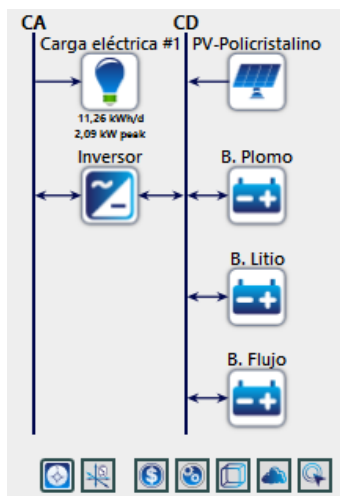
Figura 1. Estructura del modelo BaPSi.

El análisis del caso planteado, su potencial solución e implementación, se obtiene con ayuda de los programas Excel y HOMER. El primero permite almacenar/ordenar la información del consumo de energía (8,760 datos de carga durante un año), acorde al requerimiento del segundo. HOMER, por su parte, simplifica la tarea de evaluar diseños de sistemas con energías renovables aislados y conectados a la red para una variedad de aplicaciones. Este software determina el tamaño óptimo y la estrategia operacional para un sistema híbrido residencial, basado en tres tareas principales: simulación, optimización y análisis de sensibilidad (Nurul Arina bte Abdull Razak, Muhammad Murtadha bin Othman, & Ismail Musirin, 2010; Romero & Ecoturismo y Nuevas Tecnologías, 2003).

En las siguientes secciones se presentan las configuraciones (Sistema de Generación con energía renovables sin conexión a la red y conectado a la red) para los casos de estudio propuestos.

○ *Sistema de generación con energías renovables sin conexión a la red*

El sistema híbrido en este caso (Fig. 2) comprende un sistema fotovoltaico (SFV) con su respectiva carga eléctrica en CA, a este se lo adiciona un inversor de potencia y tres tipos de baterías como sistema de almacenamiento.

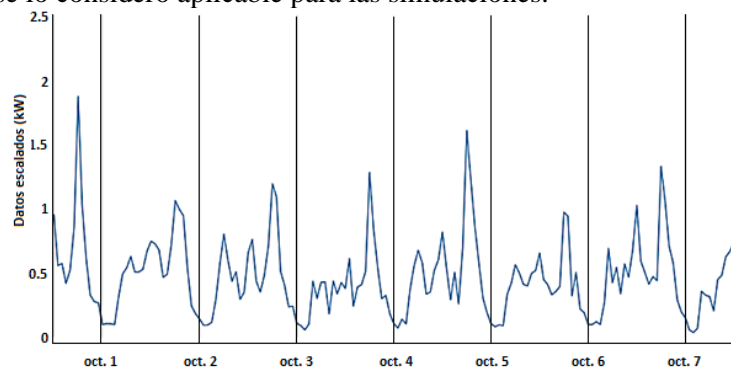


**Figura 2.** Diseño del sistema con energías renovables aislado.

Los datos de búsqueda (técnicos y costos) de cada componente utilizado en la configuración se presentan en las siguientes ventanas que tiene HOMER.

○ *Carga*

La carga que abastecer por el SFV propuesto es de una vivienda tipo, con un consumo energético de 11.26 kWh/día y una demanda pico de 2.05 kW (Fig. 3). El perfil de carga utilizado corresponde para un consumo residencial tomado de la base de datos de HOMER, que al ser coincidente con un consumo referencial del sitio de estudio (aproximadamente 11 kWh/día (Ulloa, 2015)) se lo consideró aplicable para las simulaciones.



**Figura 3.** Perfil de carga de consumo de una semana, vivienda (Fuente: HOMER).

○ *Paneles fotovoltaicos (FV)*

Los datos principales de configuración de los paneles FV como: la vida útil en años, el factor de reducción, el costo de inversión por cada kW, el costo de reemplazo, el costo por operación y mantenimiento anual, y los valores de combinaciones, sirven para la optimización del sistema. La capacidad y el costo de inversión por kW están en función de cada panel, por lo que estos valores pueden estar constituidos por dos o más paneles (en este caso cada kW está compuesto por 4 paneles de 250 W (Tabla 1)). Para la búsqueda se colocan valores en kW que estén muy próximos a una primera solución dada, puesto que una variación inadecuada puede dar resultados que no permitan tener una combinación óptima entre elementos del sistema.

○ *Radiación solar*

También en lo que concierne a la configuración de los paneles FV, un factor importante es la radiación solar, que es medida desde el sitio de estudio, estos datos pueden ser recopilados en tablas de excel, o ser importados directamente de la base de datos de páginas web (ejemplo: NASA Surface meteorology and Solar Energy).

○ *Inversor*

Los datos de configuración del inversor, tales como: su eficiencia, capacidad, el costo de inversión por cada kW, el costo de reemplazo, el costo por operación y mantenimiento anual, y los valores de combinaciones sirven para la optimización del sistema. Los valores en kW de las combinaciones se asignan en función del valor máximo en kW de la carga demandada (valores próximos a 2 kW).

○ *Baterías*

La Figura 4 indica un cuadro estándar en el que se introducen los datos principales de configuración de las baterías (Plomo, Litio y Flujo), tales como: el costo de inversión por cada batería (según el tipo de batería seleccionada), el costo de reemplazo, el costo por operación y mantenimiento anual, y los valores de búsqueda (número de baterías), que sirven para la optimización del sistema. El número de baterías de búsqueda, se introducen en primera instancia hasta conseguir un primer resultado para el sistema. Luego de tener un valor referencial, se colocan valores cercanos de forma que se obtenga una combinación más óptima (menor costo) entre FV y baterías.

The image shows a software interface for configuring a lead-acid battery. It consists of two main sections: 'Costos' and 'Entrada de sitio específico'.

**Costos Section:** Contains a table with the following data:

Cantidad	Inversión (\$)	Reemplazo (\$)	O&M (\$/año)
1	724,00 \$	700,00 \$	7,24 \$

Below the table is a 'Búsqueda' dropdown menu with the following options: 0, 2, 3, 14, 15, 16, 17. There are also three 'Multiplicador' buttons with minus signs.

**Entrada de sitio específico Section:** Contains several input fields:

- Baterías por serie:  (2 V bus)
- Estado de carga inicial (%):
- Estado de carga mínimo (%):
- Rendimiento de la vida útil (kWh):

Figura 4. Cuadro de configuración de la batería de Plomo.

En la Tabla 1 se presenta un resumen de los costos y datos técnicos de los componentes utilizados para la simulación (Hernández, 2016; Monfared, Heydary, Saeedi, & Wu, 2016; SOLARIS, 2017; ATERSA, 2017; FRONIUS, 2017; SAMSUNG SDI, 2016).

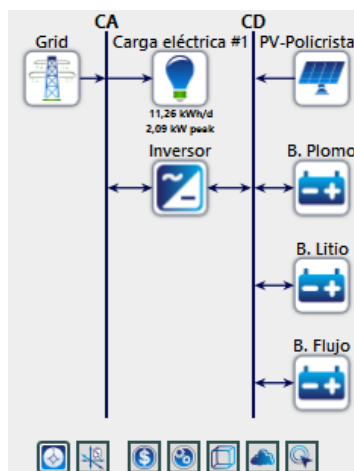
**Tabla 1.** Características y costos de equipos.

Equipos	Capacidad (kW)	Tiempo de vida (años)	Costo (\$)	Eficiencia	
Panel fotovoltaico (kW)	0.25	25	291.25	15%	
Inversor	1	10	304.3	96%	
Sistema de Baterías					
Tipo de batería	Capacidad (kWh)	Tiempo de vida (años)	Profundidad de descarga (%)	Costo (\$)	Eficiencia
Plomo-acido	2.262	15	60	724	80%
Ion-Litio	3.97	17.5	80	4680	95%
Flujo	40	>25*	100	28000	80%

\*La vida útil del electrolito es prácticamente infinita (CENER, 2017).

○ *Sistema de generación con energía renovable conectado a la red*

El sistema de energía renovable, híbrido en este caso (Fig. 5), comprende un sistema fotovoltaico (FV) con su respectiva carga eléctrica en CA, se lo adiciona un inversor de potencia y tres tipos de baterías como sistema de almacenamiento. Sin embargo, a este sistema se le integra una conexión a la red, esto, con el fin de analizar qué tan beneficioso resulta integrar tecnologías renovables combinadas con la red eléctrica, y así determinar su factibilidad en función de resultados técnicos y económicos.



**Figura 5.** Diseño un sistema con energías renovables conectado a la red.

Este sistema posee las mismas configuraciones (inversor, panel FV, carga, baterías) que el sistema anterior (Fig. 2), a diferencia que ahora se adiciona las características y costos que posee el servicio de la red eléctrica.

○ *Costo de energía de la red eléctrica*

En el cuadro presentado en la Figura 6, también se puede incluir una variación de costos de energía eléctrica, con el objetivo de tener un análisis de sensibilidad que permita obtener más resultados con los cuales se puede observar que tanto influye en la optimización, el subir o bajar dichos costos. Una vez configurado todos los valores de costos y datos técnicos, HOMER simula el sistema basándose en los costos de equipos, el costo de reposición, operación y mantenimiento,

combustible, interés, etc.; con lo cual finalmente determina la mejor configuración del sistema que puede suministrar adecuadamente la demanda eléctrica.

Figura 6. Cuadro de configuración de la red eléctrica.

### 3. RESULTADOS

Cada sistema propuesto (con conexión y sin conexión a la red) puede contar con uno de los tres tipos de baterías (Plomo, Litio y Flujo) que se consideraron para el análisis. En cada sistema, HOMER se encarga de identificar la mejor configuración posible, en que la mejor solución puede o no considerar todos los equipos. El análisis económico se realizó para un periodo de 25 años, valor que representa la vida útil de un panel FV (Vázquez, Díaz, Rodríguez, & Espino, 2012). A continuación, se presentan los resultados obtenidos por HOMER, para los dos sistemas propuestos.

#### 3.1. Sistema de generación con energías renovables sin conexión a la red

El cuadro de resultados emitido por HOMER (Fig. 7), se detalla en la Tabla 2. Cabe señalar que las cantidades de los equipos (baterías, paneles FV, e inversor) se seleccionan después de realizar una serie de simulaciones de prueba (modificación de los datos de entrada). Por lo general, estas variaciones se las realizan con el objetivo de obtener una combinación de equipos que represente el menor costo posible para la instalación del sistema.

Arquitectura								Costo					
				PV-Policristalino (kW)	B. Plomo	B. Litio	B. Flujo	Inversor (kW)	Despacho	CDE (\$)	CAN (\$)	Costo de operación (\$)	Inversión inicial (\$)
				7,00	17			3,00	LF	0,542 \$	28.784 \$	573,05 \$	21.376 \$
				4,25			1	2,00	LF	0,655 \$	34.781 \$	94,45 \$	33.560 \$
				7,00		6		3,00	LF	0,851 \$	45.183 \$	621,57 \$	37.148 \$

Figura 7. Cuadro de resultados de las mejores opciones para un sistema sin conexión a la red.

En la Tabla 2 se observa que el costo más bajo de CAN (Costo Actual Neto) corresponde a la configuración que utiliza las baterías de Plomo, la misma que se convertiría económicamente en la mejor opción, seguida por la opción que emplea las baterías de Flujo, y finalmente la opción más costosa es la que utiliza las baterías de Litio. Para los tres casos el valor más determinante del CAN total es el costo de las baterías durante el tiempo en que se evalúa la funcionalidad del sistema (25 años), durante este periodo, los costos por operación y mantenimiento de los tres tipos de baterías no representan mayor influencia en el costo del CAN total (Fig. 7). Al considerar que el número de años de vida útil de las baterías de Plomo (15 años) y Litio (17.5 años) no alcanza el periodo de 25 años para el que está desarrollado el cálculo, por lo que el CAN total incluye también el costo que representa el reemplazo de estas. En el caso de las baterías de Flujo, su tiempo de vida útil está estimado en (mínimo) 25 años, sin embargo, el costo alto debido a su capacidad (en el mercado no existen actualmente baterías de flujo con pequeñas capacidades similares a las baterías de Plomo y Litio) hace que tenga también gran influencia en el costo total del sistema. Al comparar el costo de

energía (CDE), indicado en la Tabla 2, se puede observar que los valores resultantes (\$/kWh) de la configuración con cada tipo de batería son altos comparados con el costo de energía de una distribuidora eléctrica en Ecuador (ej. Centrosur), que es del orden de 0.09 \$/kWh.

**Tabla 2.** Resumen de resultados de la simulación con HOMER para un sistema sin conexión a la red.

Descripción	Batería de Plomo	Batería de Litio	Batería de Flujo	Convertidor
CAN Total (\$)	28784	45183	34781	-
Costo nivelado CDE (\$/kWh)	0.5422	0.8511	0.6548	-
Costo de operación (\$)	573.1	621.5	94.5	-
Producción FV (kWh/año)	9805	9805	5953	-
Exceso de electricidad (kWh/año)	4986 (50.9%)	5416.7 (55.2%)	1105.3 (18.6%)	-
Carga eléctrica insatisfecha (kWh/año)	2.7	3.1	0.9	-
Pérdidas (kWh/año)	534.24	105.74	552.08	171.19
Energía adentro (kWh/año)	2733	2302.3	2908.6	4279.9
Energía afuera (kWh/año)	2192.2	2191.8	2340.9	4108.7
Reducción de almacenamiento (kWh/año)	6.52	4.75	15.65	-
Rendimiento anual (kWh/año)	2451	2248.8	2617.2	-

Otra variante que considerar de la Tabla 2, es la cantidad de pérdidas en kWh/año, las cuales en gran parte están relacionadas a la autodescarga (Plomo: 0.6%, Litio: 0.2%, Flujo: 0.1%) y eficiencia (Plomo: 80%, Litio: 95%, Flujo: 80%, valores referenciales de catálogo) que tienen cada tipo de batería. Se puede considerar que también estas pérdidas se relacionan al nivel de tensión (Plomo: 2V, Litio: 58.4V, Flujo: 48V) y capacidades de almacenamiento (Plomo: 2.262 kWh, Litio: 3.97 kWh, Flujo: 40 kWh) de cada batería. Por otro lado, las cantidades de emisión de gases de efecto invernadero - GEI son valoradas sólo durante la generación de energía, y no durante la fase de fabricación de los elementos que componen al sistema, por lo que dichas emisiones resultan en cero.

### 3.2. Sistema de generación con energía renovable conectado a la red

En este sistema se considera hacer uso de los elementos de forma que el abastecimiento de energía sea compartido tanto con energía renovable y la red eléctrica. En la Tabla 3 se detallan los valores del cuadro de resultados emitidos por HOMER (Fig. 8), en la cual se puede observar que el CAN total más bajo es de la configuración que combina la red eléctrica, paneles FV e inversor. Cabe mencionar que el diseño en este caso está calibrado para que el abastecimiento de energía requerido sea compartido de forma equilibrada, de manera que la energía de la red y la producción FV cubra un aproximado de 50% cada uno. La calibración se la realizó variando los datos de entrada de la capacidad de los paneles fotovoltaicos (kW), hasta conseguir que en el resultado de las simulaciones presente una producción equilibrada entre la red eléctrica y los paneles FV.

Arquitectura										Costo			
							CDE (\$)	CAN (\$)	Costo de operación (\$)	Inversión inicial (\$)			
Policristalino (kW)	B. Plomo	B. Litio	B. Flujo	Grid (kW)	Inversor (kW)	Despacho							
2,00				999.999	1,00	CC	\$ 0,0880	\$ 5.594	\$ 228,92	\$ 2.634			
2,00	4			999.999	1,00	CC	\$ 0,155	\$ 9.828	\$ 332,48	\$ 5.530			
2,00		2		999.999	1,00	CC	\$ 0,268	\$ 17.059	\$ 391,80	\$ 11.994			
2,00			1	999.999	1,00	LF	\$ 0,531	\$ 33.724	\$ 239,01	\$ 30.634			

**Figura 8.** Cuadro de resultados de las mejores opciones para un sistema conectado a la red.

En caso de implementar cualquier tipo de batería a esta configuración, lo que tendrá mayor influencia será el costo adicional que representan, ya que técnicamente no existirá mayor variación en el funcionamiento del sistema, debido a que para este caso HOMER considera que, al no existir

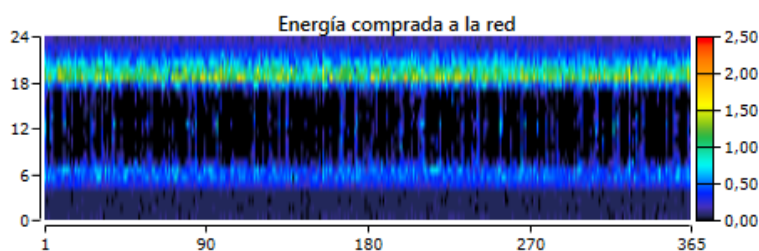


producción FV, la red eléctrica abastecerá de energía para el consumo en todo momento. Por lo tanto, la funcionalidad de las baterías no sería tan importante. Sin embargo, en caso de que no exista producción FV y disponibilidad de la red, las baterías, que solo estarían como un respaldo, entrarían en funcionamiento para abastecer de energía al sistema.

**Tabla 3.** Resumen de resultados de la simulación con HOMER para un sistema conectado a la red.

Descripción	Batería de Plomo	Batería de Litio	Batería de Flujo	Sin baterías	Convertidor
CAN Total (\$)	9828.4	17059	33724	5593.6	-
Costo nivelado CDE (\$/kWh)	0.1546	0.2683	0.531	0.08797	-
Costo de operación (\$)	\$332.48	\$391.79	\$239.01	228.92	-
Producción FV - Compra a red (kWh/año)	2801 (52.5%) (47.5%)	2801 (52.5%) (47.5%)	2801 (52.5%) (47.5%)	2801 (52.5%) (47.5%)	2535 (47.5%)
Exceso de electricidad (kWh/año)	318.4	318,4	319	318,4	-
Carga eléctrica insatisfecha (kWh/año)	0	0	0	0	-
Pérdidas (kWh/año)	0	0	1.5	-	99.32
Energía Adentro (kWh/año)	0	0	7.51	-	2483
Energía Afuera (kWh/año)	0	0	6.01	-	2383.7
Reducción de almacenamiento (kWh/año)	0	0	0	-	-
Rendimiento anual (kWh/año)	0	0	6.72	-	-
Energía comprada (kWh/año)	2535	2535	2535	2535	-
Energía vendida (kWh/año)	809	809	807	809	-
Energía neta comprada (kWh/año)	1726	1726	1728	1726	-

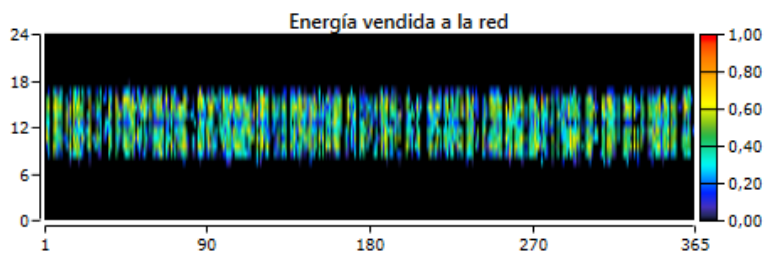
La Figura 9 indica la entrada de energía de la red eléctrica que es comprada por el sistema, misma que está representada para los 365 días del año (eje horizontal), durante las 24 horas del día (eje vertical izquierdo), en la que se indica la cantidad de energía (eje vertical derecho) tomada de la red. Se puede notar que, el sistema en su mayoría toma la energía de la red en momentos que no existe producción FV suficiente (0H00 a 6H00 y 18H00 a 24H00). En este caso se puede decir que la red eléctrica tiene un comportamiento similar que una batería.



**Figura 9.** Energía comprada a la red eléctrica y que ingresa al sistema.

La energía generada en exceso por los paneles FV puede ser aprovechada al permitir su venta a la red eléctrica. Tomando esta idea, HOMER también considera la potencial venta de esta energía, para lo cual da resultados de cómo se daría el ingreso de dicha energía a la red eléctrica (ver Fig. 10). La energía que podría ser vendida es producida al medio día y en sus horarios próximos, cuando mayor es la radiación solar.





**Figura 10.** Potencial venta de energía a la red eléctrica.

Cabe indicar que, durante el proceso de conversión de CD a CA, se producen pérdidas, las que están relacionadas con la eficiencia o rendimiento del inversor (convertidor). Por lo tanto, según la Tabla 3, la cantidad de entrada y salida de energía del inversor tiene un valor de pérdidas que no es muy considerable ya que su eficiencia es de aproximadamente 96%.

Por último, HOMER también da resultados de la generación de elementos contaminantes, al consumir energía tomada de la red. Es de suma importancia mencionar que ciertos elementos contaminantes están directamente relacionados al tipo de fuente de generación eléctrica (térmica, nuclear, hidráulica, etc.), la cual es distribuida a los usuarios a través de la red eléctrica. Como referencia en la Tabla 4 se indican los valores en kg/año de los contaminantes generados para este tipo de sistemas.

**Tabla 4.** Gases de efecto invernadero (GEI) generados para un sistema conectado a la red eléctrica.

Cantidad	Valor (kg/año)
Dióxido de Carbono	1090.8
Monóxido de Carbono	0
Hidrocarburos Incombustos	0
Material Particulado	0
Dióxido de Azufre	4.73
Óxidos de Nitrógeno	2.31

Sin embargo, para el caso de Ecuador, donde la mayoría de energía entregada a la red es generada mediante centrales hidroeléctricas, habría que estimar con mayor precisión la generación de GEI del sistema propuesto, lo cual está más allá del alcance del presente trabajo.

#### 4. DISCUSIÓN

Si se analiza los costos de CAN para los dos casos, se nota que son cantidades muy representativas económicamente, pero al considerar un sistema aislado que no se puede alimentar mediante la red eléctrica, es posible que estos valores sean similares o incluso menores a lo que significaría realizar la cobertura o extensión de red, pues esta depende de muchos factores como: la distancia (km), la geografía del lugar, posible repotenciación de la red, daños medioambientales, etc. En general se ha comprobado que la producción y el consumo total de electricidad, incluyendo todas las pérdidas, está adecuadamente en equilibrio para el sistema que combina la generación FV con la red eléctrica. En cambio, sí evaluamos el sistema autónomo, solo con paneles, notaremos que es algo más complicado manejarlo tanto en el aspecto técnico y económico, dado sus altos costos de implementación e inconvenientes al momento de generar y abastecer la energía requerida por el sistema. Pero si se realiza el análisis considerando el tema ambiental, se puede decir que la mejor opción será optar por un sistema con energías renovables (FV) autónomo.

En cuanto al análisis de los tipos de baterías que se utilizaron dentro del sistema, se puede decir que, en cuestión de costos, las baterías de Plomo son las que mayor aceptación tendrían, seguidas por

las baterías de Litio y las de Flujo. Pero al tratar las prestaciones técnicas de cada una, en cuanto a la vida útil, aprovechamiento de energía y capacidad de almacenamiento, las baterías de flujo podrían ser la mejor opción, seguidas por las baterías de Litio y de Plomo. Sin embargo, en la actualidad las baterías de Flujo tienen el inconveniente de que aún no poseen una tecnología madura dentro del mercado, y su uso principal está diseñado para aplicaciones en las que se requiere mayor capacidad de potencia y energía. Las baterías de litio en este caso serían las que darían una mejor solución, debido a su mayor densidad energética, a sus avances y proyecciones a futuro, con lo cual será posible adquirirlas a costos más bajos.

Se debe tomar en cuenta también que el desarrollo futuro de los costes eléctricos de la red es bastante incierto y no puede predecirse con precisión. Al tener que el costo en \$/kWh resultante de la inversión en un sistema FV no compite con la tarifa establecida por la red eléctrica, la introducción de tarifas de tiempo de uso puede afectar positivamente o negativamente la rentabilidad, dependiendo de sus características (uso comercial, domiciliario, industrial, etc.).

Dentro de los resultados obtenidos en las simulaciones, dado el número de parámetros económicos de entrada que no se pueden proyectar exactamente, la evaluación económica tiende a ser un tanto incierta. Teniendo en cuenta estos hechos, la evaluación económica de un sistema FV con baterías es menos confiable, en comparación con la evaluación obtenida para un sistema fotovoltaico conectado a la red. Pero es de suma importancia mencionar que, aparte de los costos de inversión de los SFV, con y sin conexión a la red, hay varias razones para que las personas estén cada vez más interesadas en instalar sistemas FV. Por ejemplo, el hecho de ser autosuficiente y utilizar la electricidad autogenerada, incluso para vender sus excedentes a la red, es uno de los principales factores que hacen que estos sistemas de generación sean más atractivos, por lo tanto, es de esperarse que algunos propietarios de viviendas invertirán en sistemas FV autónomos en los próximos años.

## **5. CONCLUSIONES**

La generación de energía a través de fuentes renovables, como el caso de la fotovoltaica tiene un gran potencial para ser aplicada en Ecuador, pero el costo bajo que representa la producción de energía con otras fuentes (hidroeléctricas) comparado con el costo de producción fotovoltaica (con almacenamiento) es uno de los principales factores que influye a que no se incremente la instalación de SFV en el país, dado que aún no se puede almacenar la energía a precios y rendimientos razonables.

De los resultados obtenidos en la exploración de soluciones de sistemas aislados con energías renovables a través de HOMER, se concluye que el costo más bajo de CAN corresponde a la configuración que utiliza las baterías de Plomo-ácido, que económicamente se convertiría en la mejor opción, seguida por la opción que emplea las baterías de Flujo, y finalmente la tercera opción estaría representada por las baterías de litio. En las configuraciones evaluadas tiene gran influencia el costo y número de años de vida útil de los tres tipos de baterías puesto que el cálculo está desarrollado para 25 años, y por lo tanto en el CAN total se incluye también el costo que representa el reemplazo de estas. Sin embargo, al tratar las prestaciones técnicas de cada una, en cuanto a la vida útil, aprovechamiento de energía y capacidad de almacenamiento, las baterías de flujo podrían ser la mejor opción, seguidas por las baterías de Litio y Plomo.

El exceso de electricidad es un factor importante a considerar puesto que depende fundamentalmente de la sobreproducción de los paneles fotovoltaicos, que ocurre debido a que el dimensionamiento (kW requerido en FV) se lo realiza para suplir el consumo total de carga en cualquier horario, pues en caso de que al medio día se tenga poca radiación solar, el sistema tiene que ser capaz de abastecer la carga demandada en ese momento, por lo tanto, considerando la variabilidad de la carga y lo intermitente que es la radiación solar, existirá momentos que la producción sobrepasará las necesidades de consumo de energía.

La energía solar (o eólica) está limitada por el tiempo y condiciones meteorológicas, por lo que cualquier excedente de energía será desperdiciado si nadie la demanda. Por ello, es necesario definir qué se debe hacer con la energía sobrante (almacenarla o inyectarla a la red). Para ello se requiere la

aplicación de técnicas (autoconsumo) de gestión de la demanda eléctrica y de predicción de generación renovable a corto plazo. Entre tanto el autoconsumo daría a los usuarios una mayor independencia de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, haciendo que el consumidor puede adaptar su curva de generación y demanda lo máximo posible para autoconsumir la energía que está produciendo, y gracias a este tipo de aplicaciones se elevaría la participación de las energías renovables y se reduciría la dependencia energética de la red y del uso de combustibles fósiles para generación de electricidad.

Finalmente, es importante destacar las bajas emisiones de GEI de los sistemas basados en energías renovables, comparados con el sistema que solo integra la red eléctrica. Sin duda, mientras el mundo siga evolucionando, es necesario buscar nuevas alternativas que permitan promover el desarrollo sostenible, por lo tanto, como alternativa, se debería aprovechar la generación mediante energías renovables (almacenamiento de excesos de energía). Con el permanente avance tecnológico se pueden disminuir las barreras actuales (principalmente económicas) que representan la implementación de estos sistemas renovables, consiguiendo así abastecer una demanda residencial en las mejores condiciones de operación.

## AGRADECIMIENTOS

El primer autor agradece a la SENESCYT, Instituto Politécnico de Leiria (IPL) y la Universidad de Cuenca por brindar la oportunidad de continuar con los estudios de postgrado mediante el programa de becas. Los autores agradecen también el apoyo de la Dirección de Investigación de la Universidad de Cuenca.

## REFERENCIAS

- ATERSA. (2017). *Atersa Grupo Elecnor*. Disponible en <http://atersa.eu/descargas.asp>
- CENER. (2017). *Baterías de Flujo*. Disponible en: <http://www.cener.com/documentacion/microrred-ficha-407.pdf>
- FRONIUS. (2017). *FRONIUS SYMO 10.0-3 208-240*. Disponible en: [http://www.fronius.com/cps/rde/xchg/SID-23C07776-285BF52A/fronius\\_usa/hs.xsl/2714\\_11144.htm#.WN2epPk1\\_IU](http://www.fronius.com/cps/rde/xchg/SID-23C07776-285BF52A/fronius_usa/hs.xsl/2714_11144.htm#.WN2epPk1_IU)
- Hernández, A. (2016). *Análisis económico de un sistema de almacenamiento para la disminución de desvíos de producción en un parque eólico*. Trabajo fin de master inédito, 58 p. Universidad de Sevilla, Sevilla. Disponible en <https://idus.us.es/xmlui/handle/11441/49572>
- Monfared, M., Heydary, H., Saeedi, A., Wu, G. (2016). *Techno economic assessment of different electrochemical energy storage systems for use in Khorasan, Iran*. IEEE International Telecommunications Energy Conference (INTELEC). <https://doi.org/10.1109/INTLEC.2015.7572387>
- Nurul Arina bte Abdull Razak, Muhammad Murtadha bin Othman, Ismail Musirin (2010). *Optimal sizing and operational strategy of hybrid renewable energy system using HOMER*. 4th International Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO). <https://doi.org/10.1109/PEOCO.2010.5559240>
- Ponce, C., García, L., Ñeco, R., Valenzuela, R. (2014). *Diseño de un sistema híbrido eólico solar para suministro de energía eléctrica a zona rural en el estado de Chihuahua*. CULCyT, 49 p. Disponible en <http://erevistas.uacj.mx/ojs/index.php/culcyt/article/viewFile/865/817>
- Romero, A., Ecoturismo y Nuevas Tecnologías. (2003). *Guía de inicio HOMER VERSIÓN 2.0*, pp. 4-5. Disponible en <https://www.yumpu.com/es/document/view/14339409/guia-de-inicio-homer-energy>

- SAMSUNG SDI. (2016). *Energy storage solution*. Disponible en <http://www.samsungsdi.com/ess/index.html>
- SOLARIS. (2017). *Batterie solaire gel SONNENSCHHEIN A602/1130 SOLAR (2V 1131Ah (C120))*. Disponible en <https://www.solaris-store.com/394-batterie-solaire-gel-sonnenschein-a602-1130-solar.html>
- Stenzel, P., Linssen, J., Fleer, J., Busch, F. (2016). *Impact of temporal resolution of supply and demand profiles on the design of photovoltaic battery systems for increased self-consumption*. IEEE International Energy Conference (ENERGYCON). <https://doi.org/10.1109/ENERGYCON.2016.7514010>
- Ulloa, E. (2015). *Eficiencia del consumo eléctrico en el sector residencial urbano de Cuenca*. Tesis Previa a la Obtención del Título de Magister, 150 p. Universidad de Cuenca, Cuenca. Disponible en <http://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/22992/3/Tesis.pdf>
- Vázquez, A., Díaz, R., Rodríguez, M., Espino, R. (2012). *Normas técnicas y sistemas fotovoltaicos conectados a red*. 2 p. Disponible en: [https://www.researchgate.net/publication/317098018\\_Normas\\_tecnicas\\_y\\_sistemas\\_fotovoltaicos\\_conectados\\_a\\_red](https://www.researchgate.net/publication/317098018_Normas_tecnicas_y_sistemas_fotovoltaicos_conectados_a_red)