

Análisis de factibilidad técnico-económico de microrredes que integran celdas de combustible en zonas no interconectadas de Colombia

González-Montoya, Daniel; Ramos-Paja, Carlos A.; Potosí-Guerrero, Bernardo A.; Henao-Bravo, Elkin E.; Saavedra-Montes, Andrés Julián

Análisis de factibilidad técnico-económico de microrredes que integran celdas de combustible en zonas no interconectadas de Colombia

Tecnológicas, vol. 21, núm. 43, 2018

Instituto Tecnológico Metropolitano, Colombia

Disponible en: <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=344256704005>

DOI: <https://doi.org/10.22430/22565337.1057>

Los artículos publicados por la revista Tecnológicas son obras literarias y científicas protegidas por las leyes de Derecho de Autor. Con la firma de la Declaración de Originalidad, así como con la entrega de la obra para su consideración o posible publicación, los autor autorizan de forma gratuita, al INSTITUTO TECNOLÓGICO METROPOLITANO –ITM– para la publicación, reproducción, comunicación, distribución y transformación de la obra e igualmente declaran bajo la gravedad del juramento que la obra es original e inédita de exclusiva autoría de los remitentes.



Esta obra está bajo una Licencia Creative Commons Atribución-NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional.

Análisis de factibilidad técnico-económico de microrredes que integran celdas de combustible en zonas no interconectadas de Colombia

Technical-economic feasibility analysis of micro grids integrating fuel cells in non-interconnected zones in Colombia

Daniel González-Montoya
Instituto Tecnológico Metropolitano, Colombia
danielgonzalez@itm.edu.co

DOI: <https://doi.org/10.22430/22565337.1057>
Redalyc: <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=344256704005>

Carlos A. Ramos-Paja
Universidad Nacional de Colombia, Colombia
caramosp@unal.edu.co

Bernardo A. Potosí-Guerrero
Universidad Nacional de Colombia, Colombia
bapotosig@unal.edu.co

Elkin E. Henao-Bravo
Instituto Tecnológico Metropolitano, Colombia
elkinhenao@itm.edu.co

Andrés Julián Saavedra-Montes
Universidad Nacional de Colombia, Colombia
ajsaaved@unal.edu.co

Recepción: 11 Mayo 2017
Aprobación: 10 Mayo 2018

RESUMEN:

La necesidad de proveer soluciones energéticas sostenibles para las zonas no interconectadas de Colombia, dependiendo de los recursos renovables disponibles en cada zona, supone un desafío respecto al análisis de viabilidad técnico-económica de las alternativas de solución a través de las microrredes. Este documento tiene como objetivo analizar el impacto técnico-económico de introducir celdas de combustible en la reducción de costos a lo largo del tiempo de vida de una microrred para zonas no interconectadas, empleando el software HOMER. Dicho impacto se evalúa tanto en el diseño técnico de la microrred como en el Valor Presente Neto y en el Costo nivelado de Energía (\$/kWh). El análisis se realiza a partir de la cuantificación de la demanda de un poblado prototipo, el dimensionamiento y costo de las tecnologías que conforman la microrred para atender la demanda, y la disponibilidad de los recursos renovables solar y eólico de dos zonas localizadas en diferentes latitudes no interconectadas de Colombia. Adicionalmente, se analiza el efecto de introducir las celdas de combustible en el mix energético, resaltando las ventajas obtenidas al comparar cada caso frente a una generación tradicional basada en consumo de Diésel.

PALABRAS CLAVE: Celdas de combustible, microrredes, software HOMER, zonas no interconectadas, emisiones de CO₂.

ABSTRACT:

The sustainable power solutions provided to non-interconnected zones should be based on the renewable energy resources available in each area. This presents a challenge for the techno-economic feasibility of alternative solutions through micro grids. The objective of this work is to analyze, using HOMER software, the techno-economic impact of introducing fuel cells on cost reduction during the lifetime of micro grids in non-interconnected zones. Such impact is evaluated in the technical design of the micro grid as Present Value and Levelized Cost of Electricity (\$/kWh). The analysis considers the calculation of the demand of a generic village, the size and cost of the technologies that constitute the micro grid to satisfy the demand, and the availability of solar and wind power in two areas located at different latitudes in Colombia. In addition, the effect of introducing fuel cells into the energy mix was examined. Finally, the advantages were highlighted by comparing each case with traditional generation alternatives based on diesel consumption.

KEYWORDS: Fuel cells, micro grids, HOMER software, non-interconnected zones, CO2 emissions.

Cómo citar / How to cite

D. González-Montoya, C. A. Ramos-Paja, B. A. Potosí-Guerrero, E. E. Henao-Bravo y A. J. Saavedra-Montes, Análisis de factibilidad técnico-económico de microrredes que integran celdas de combustible en zonas no interconectadas de Colombia. *TecnoLógicas*, vol. 21, no. 43, pp. 71-89, 2018.

1. INTRODUCTION

La necesidad actual de desarrollar estrategias sostenibles para suplir los requerimientos energéticos de las Zonas No Interconectadas en Colombia (ZNI), ha supuesto un desafío tanto para investigadores como para entidades gubernamentales, en el sentido de ofrecer a estas comunidades un servicio eléctrico asequible, de calidad, económicamente viable, confiable y sobre todo amigable con el medio ambiente. En este sentido, políticas como las establecidas en el plan de desarrollo de las Fuentes de Energía No Convencionales (FENC), que sugieren como estrategia central el uso de estas para asegurar una generación eléctrica confiable en las ZNI [1], dan cabida a las microrredes que permiten aprovechar los recursos renovables de tales zonas. Además de esta, la Ley 1715 de 2014 [2] y la Resolución 0186 de 2012 [3] fomentan el uso de FENC para las ZNI. A pesar de estas políticas, el principal inconveniente es el alto costo de inversión y mantenimiento para proyectos de este tipo, que llevan a concluir su baja viabilidad económica [1], [4], [5]. Este hecho puede ser constatado al emplear un software como HOMER (“Hybrid Optimization for Multiple Energy Resources” por sus siglas en inglés) para realizar el análisis técnico-económico de una implementación de la microrred, conformada por fuentes renovables y no renovables para un cierto poblado en Colombia, al tener en cuenta tanto los costos de cada tecnología, como los de importación, transporte y combustibles, los cuales dependen en determinada medida del lugar donde se planea instalar la microrred. Otra variable que también afecta la viabilidad de aplicar este tipo de soluciones es la intermitencia de los recursos renovables [6], ya que cada zona posee su propio patrón de radiación solar y perfil de viento, que puede llegar a ser insuficiente en algunas zonas, afectando la confiabilidad del sistema o incluso restringiendo las alternativas energéticas de generación aplicables al lugar en cuestión [7], [8]. Por lo anterior, se requiere un correcto estudio de pre-factibilidad de una instalación basada en este tipo de tecnologías, lo que permitirá determinar si la solución es válida no solo técnicamente, es decir, en cuanto al suministro de la energía eléctrica, sino viable económicamente en comparación con soluciones energéticas tradicionales, como la generación a partir de combustible fósiles [5], [8].

Una alternativa de generación eléctrica que permite reducir estos inconvenientes, debido a su estabilidad, son las celdas de combustible (CC), que, a pesar de ser una tecnología relativamente costosa, su alta eficiencia energética (40-50 %) [9] permite una generación eléctrica más económica [7], [8], [10]–[13]. Asimismo, las CC introducen beneficios ambientales debido a la reducción de emisiones de CO₂, además de la posibilidad de cogeneración que ofrecen (CHP “Combined Heat and Power”) [14], [15], incrementando la eficiencia energética global del sistema en un 80-90 % [9], [11], [14] siendo así, otra alternativa a tener en cuenta para suplir las necesidades energéticas en las ZNI a través de las microrredes [10], [12], [13].

Múltiples trabajos reportados en la literatura se centran en realizar estudios técnico-económicos de la viabilidad de este tipo de sistemas en microrredes, determinando así su utilidad para la reducción de costos y disminución de la liberación de gases contaminantes a la atmósfera. Por ejemplo, en [7] los autores proponen un estudio para la integración de CC en microrredes aisladas, donde el componente técnico es validado mediante el uso de dicha tecnología, dando como resultado que el remplazo de los generadores diésel por CC permiten implementar microrredes eléctricamente viables. Por el contrario, el estudio afirma que la utilidad de los sistemas basados en CC son económicamente inviables debido a los altos costos de instalación

y mantenimiento para el año en el cual se realizó el estudio (2006), sin embargo, remarca que, con el decrecimiento de los costos de los componentes de las CC, en los años siguientes la tecnología podría ser viable económicamente.

Otro estudio, presentado en [13], realiza un análisis de la integración de CC con diferentes alternativas renovables para suplir una demanda energética en una comunidad apartada del norte de Italia. Ese análisis concluye que la viabilidad técnico-económica de la integración de CC a microrredes depende estrictamente de los recursos meteorológicos y del perfil de carga que presente la región donde se desee realizar la instalación. Por tanto, sus conclusiones no pueden aplicarse al contexto colombiano.

El trabajo presentado en [4] realiza un análisis detallado del dimensionamiento óptimo de una microrred que se compone de diferentes tecnologías renovables y CC. Ese estudio determina el procedimiento estándar que se debe realizar para diseñar una microrred óptima, tanto para el abastecimiento eléctrico constante de una carga particular, como para garantizar una viabilidad económica en una región apartada. El trabajo presenta además el procedimiento que se debe seguir para llevar a cabo una instalación real de una microrred en un determinado lugar, donde se indican los siguientes pasos:

- Recolección de datos necesarios para cuantificar el recurso renovable de una región (velocidad de viento, radiación solar, etc) y caracterización energética de la instalación (perfil de carga, especificaciones técnicas, etc).
- Selección de tecnologías a implementar dependiendo de los recursos renovables de la región.
- Dimensionamiento de los componentes a partir de técnicas de optimización o software especializado, como HOMER, para determinar una instalación técnico-económica óptima.
- Analizar los resultados obtenidos para determinar la mejor solución que pueda ser llevada a una implementación real.

Por lo tanto, este documento presenta un análisis de la viabilidad técnica y económica, realizado a través del software HOMER, de una microrred conformada por fuentes renovables y no renovables, dimensionada para las características de poblados prototipos ubicados en dos latitudes de Colombia que pertenecen a las ZNI [16]. Igualmente, se evalúan y contrastan las distintas configuraciones viables de acuerdo con los recursos renovables solar y eólico presentes en cada zona, para luego incluir la CC en el mix energético y analizar así su impacto técnico en el dimensionamiento óptimo de los elementos, así como su viabilidad económica en la reducción de costos mediante los indicadores de valor presente neto y costo nivelado de la energía (\$/kWh).

2. CUANTIFICACIÓN Y DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA DE UN POBLADO PROTOTIPO

Para la realización del estudio, se establece la demanda de un poblado hipotético para ser ubicado en dos latitudes diferentes del territorio colombiano, con el objetivo de contrastar la disponibilidad de los recursos renovables frente a la misma demanda. El poblado consta de 50 viviendas con alumbrado público, al cual se establece un perfil de carga de 24 horas.

2.1 Cuantificación de la demanda de potencia

Para la cuantificación de la demanda, reportada en la Tabla 1, se realiza una estimación de las diferentes cargas que una vivienda puede poseer, las unidades y su consumo, de manera similar a como se describe en [17]. Se contempla el uso de un Plan URE (Uso Racional y Eficiente de la energía) con el uso de bombillas ahorradoras de 15 W para cada vivienda.

TABLA 1.
Cuantificación de la demanda de potencia del poblado.

	Potencia Unitaria (W)	Unidades	Potencia instalada (kW)
Bombillas	15	4	0.06
Radio	20	1	0.02
Refrigerador	140	1	0.14
Ventilador	70	2	0.14
TV	120	1	0.12
Otros	200	1	0.2
Total Vivienda			0.68
Total 50 Viviendas			34.0
Alumbrado			
Público (6 pm a 6 am)	80	15	1.2

Fuente: autores.

2.2 Determinación de la demanda – Perfil de carga

Para la obtención del perfil de carga del poblado, que se presenta en la Fig. 1, se aplica la curva de carga en porcentaje para un servicio de 24 horas, establecida por la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) para las ZNI [18], sobre la demanda total cuantificada en el paso anterior.

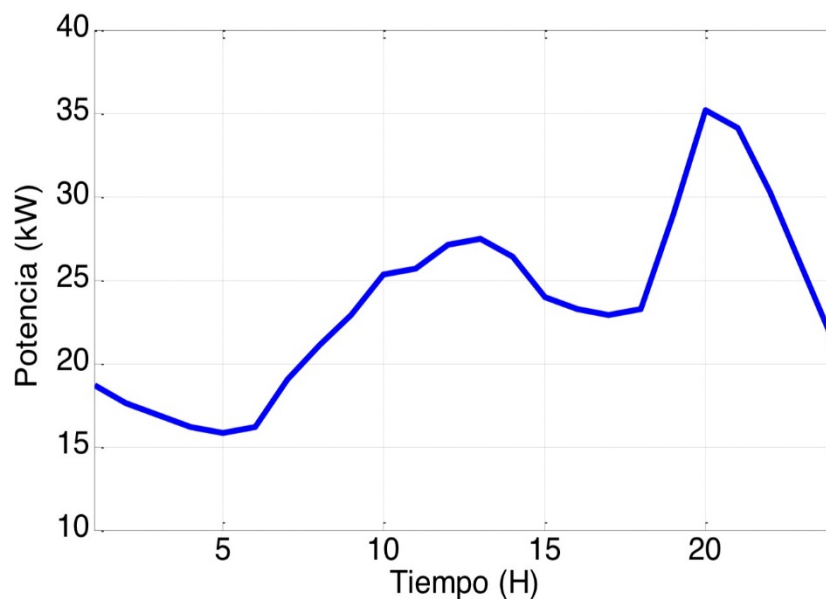


FIG. 1.
Perfil de carga de 24 h para el poblado genérico.
 Fuente: autores.

3. CARACTERIZACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO RENOVABLE DE LAS ZONAS DE UBICACIÓN DEL POBLADO

Teniendo en cuenta que el objetivo es contrastar las configuraciones viables de la microrred, de acuerdo con la disponibilidad de los recursos renovables presentes en cada zona a través de HOMER, el poblado se ubica en dos regiones con condiciones ambientales opuestas.

Para este estudio, se establece como primera ubicación la localidad de Puerto Bolívar, departamento de La Guajira, la cual posee un potencial solar y eólico alto, debido a que se encuentra en una región árida de alta radiación solar y es barrida por los vientos alisios fuertes, provenientes del mar Caribe. Los potenciales de esta región se reportan en la Fig. 2 y Fig.3. En contraste, la segunda ubicación se establece en la localidad de La Pedrera, departamento del Amazonas, la cual posee un potencial solar y eólico menor, debido a que al estar en la región selvática tropical del Amazonas, y es una zona de convergencia intertropical de los vientos alisios del norte y del sur, la cual presenta mayor temperatura, humedad, con corrientes de aire ascendente que incrementan la nubosidad y por ende las lluvias, reduciendo la disponibilidad de la radiación solar y de vientos para la generación eólica. Estas condiciones se aprecian en la Fig. 4 y Fig. 5. Los datos mostrados en la Fig. 2 a 5 son tomados del software HOMER, el cual a su vez la descarga de la base de datos presentada en [19].

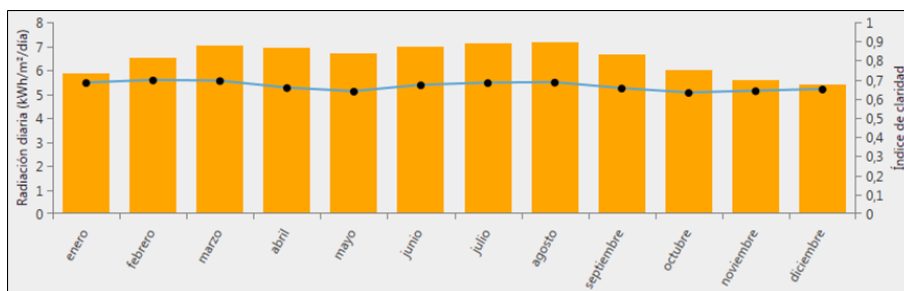


FIG. 2.
Recurso solar en HOMER de Puerto Bolívar, La Guajira.
Promedio anual: 6,50 kWh/m²/día.
Fuente: autores.

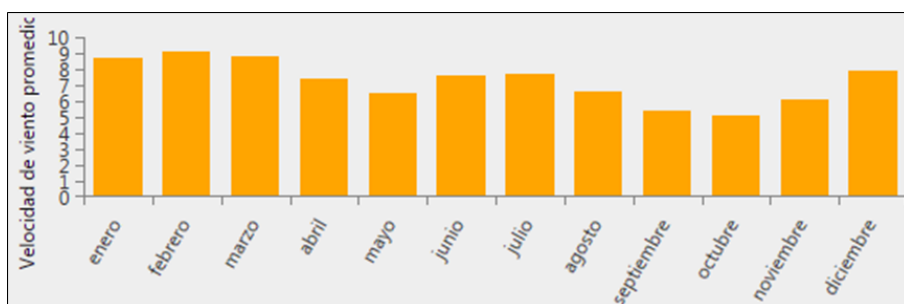


FIG. 3.
Recurso eólico en HOMER de Puerto Bolívar, La Guajira.
Promedio anual: 7.26 m/s.
Fuente: autores.

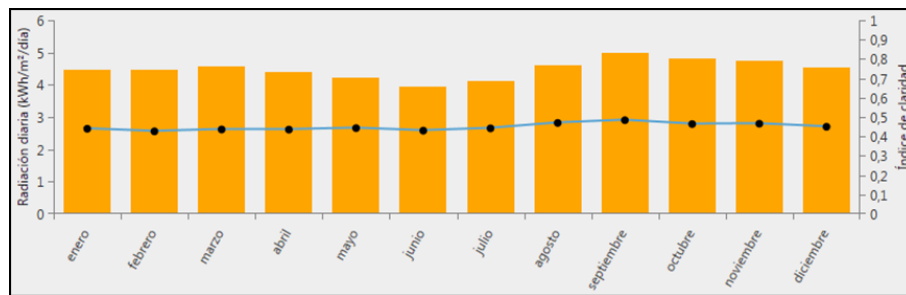


FIG. 4.
Recurso solar en HOMER de La Pedrera, Amazonas.

Promedio anual: 4.49 kWh/m²/día.

Fuente: autores.

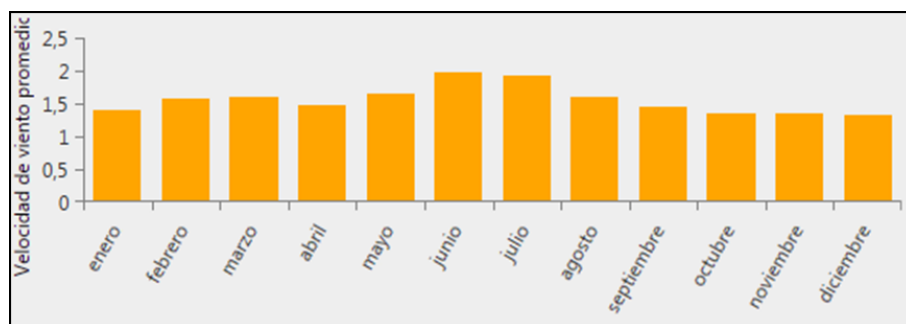


FIG. 5.
Recurso eólico en HOMER de La Pedrera, Amazonas.

Promedio anual: 1.56 m/s.

Fuente: autores.

4. SELECCIÓN Y DIMENSIONAMIENTO DE COMPONENTES

Con base en la demanda energética y perfil de carga del poblado, se realiza el dimensionamiento de las tecnologías renovables y no renovables que integran el mix energético de la microrred, el cual se evalúa según su disponibilidad y sus costos. El proceso de dimensionamiento se basa en un procedimiento similar documentado en [20].

4.1 Generador Diésel

Esta fuente es comúnmente usada en los poblados de las ZNI para proveer el suministro energético. Se caracteriza por ser una fuente confiable y constante, sin embargo, los costos por transporte de combustible diésel y mantenimiento en las ZNI, hacen de esta fuente una opción costosa, además de ser contaminante. Se establece este generador para operar en el horario nocturno, de 6 p.m. a 12 a.m., con una capacidad de 55 kW. El exceso de energía generada en su operación será empleado para cargar las baterías.

4.2 Generador fotovoltaico e inversores

Los generadores fotovoltaicos se encargan de transformar la energía proveniente del sol en energía eléctrica. Su principal ventaja es el uso de la energía renovable e inagotable del sol, además de ser una fuente no contaminante (en CO₂) y silenciosa. Como desventajas, depende en gran medida de la disponibilidad de la

radiación solar, además del impacto paisajístico y uso de grandes extensiones de suelo para su instalación, dependiendo de la capacidad a instalar.

Para el estudio, la capacidad de este generador se dimensiona con el objetivo de cubrir la demanda diaria. Se establece que el generador solar posee un factor de reducción de 90 % para tener en cuenta las variaciones en los módulos debido a la temperatura. De acuerdo con el perfil de carga (Fig. 1), se tiene que el pico máximo se encuentra en 35.2 kW, por tanto, un generador solar de 40 kW es el indicado para atender la demanda, teniendo en cuenta el factor de reducción. El generador se organiza en 8 arreglos, cada uno con 20 paneles de 250 W en serie para obtener una capacidad por arreglo de 5 kW, de los cuales, cada uno posee un inversor de la misma capacidad con una eficiencia del 96.9 % [21].

4.3 Baterías

El sistema de almacenamiento se conforma por un banco de baterías, el cual atiende la demanda energética en el día conjuntamente con el generador fotovoltaico. El estado de carga de las baterías o SOC (“State of Charge” por sus siglas en inglés) se establece en 90 %, el cual debe ser alcanzado nuevamente con los excedentes producidos por el generador diésel cuando este se encarga de la demanda nocturna [20].

La capacidad de las baterías se diseña bajo los supuestos de atender la demanda diaria de 6 a.m. a 6 p.m., con 2 días de autonomía, 80 % de profundidad de descarga y eficiencia “roundtrip” del 86 % [20]. Con base a la información que suministra el perfil de carga (Fig. 1), la energía a suplir en ese lapso es de aproximadamente 281.25 kWh. Empleando la expresión (1) se calcula la cantidad total de energía a contener en el banco de baterías, la cual relaciona matemáticamente los días de autonomía del banco (D_a), la energía a suplir (E_s) y el porcentaje de profundidad de descarga expresado en unidades decimales (P_d) [20].

$$E_{acum} = \frac{(D_a)(E_s)}{P_d} \quad (1)$$

Realizando los cálculos para el caso de estudio, se obtiene un valor de $E_{acum} = 703.13$ kWh. Se elige una batería comercial (2V-600Ah) de 1.2 kWh de capacidad y se divide la E_{acum} entre esta capacidad para obtener el número aproximado de baterías que conformarán el banco. Realizado este cálculo, se tiene un valor aproximado de 586 baterías. Debido a que la configuración de la microrred se diseña trifásica, se distribuye de manera uniforme el número óptimo de baterías, el cual corresponde a 576, para ser organizadas en 192 baterías por fase y cada fase por 8 series de 24 baterías (48V por fase).

4.4 Inversor-Cargador

Este dispositivo se encarga de realizar la carga de las baterías con los excedentes provenientes de los generadores y la descarga de las mismas en el horario diurno, cuando el banco de baterías soporta al generador fotovoltaico en la atención de la demanda. Se dimensiona para cubrir el pico de demanda diaria, entre las 6 a.m. y 6 p.m., con un factor de seguridad de 1.2 [20]. Este factor se tiene en cuenta para prever cualquier exceso que supere el pico de demanda diaria. A partir de la información suministrada por el perfil (Fig. 1), el pico de demanda se encuentra en $27.46 \text{ kW} \times 1.2 = 32.95 \approx 33 \text{ kW}$. Por capacidades comerciales, se establece la implementación de 6 convertidores de 5 kW, los cuales se conectarán por parejas en paralelo por cada fase de la microrred.

4.5 Celda de Combustible

La CC es una fuente generadora que emplea el hidrógeno como combustible y el oxígeno del aire como oxidante, sin el empleo de la combustión para la generación eléctrica, con la ventaja de que su único subproducto del proceso es agua y calor, es decir libre de emisiones contaminantes.

Se integra al mix energético una celda de combustible con capacidad de 33 kW como unidad de respaldo. La capacidad máxima se diseña de acuerdo con el pico máximo de consumo según el perfil (Fig. 1), entre las 12 a.m. y las 6 p.m. que es de 27.46 kW. Debido a que su energía es entregada en DC y con el propósito de integrarla al bus AC por cuestiones técnicas del seguimiento de carga y eficiencia, se contempla un inversor dedicado de la misma capacidad (33 kW) para la conexión al bus AC.

4.6 Aerogeneradores

Estos equipos se encargan de transformar la energía cinética del viento en energía eléctrica a través de un alternador accionado por una turbina. Es una tecnología que utiliza una fuente renovable de energía, libre de contaminación, pues no produce emisiones. Esta fuente es altamente dependiente del recurso eólico en la zona donde se instale para ser viable su instalación.

Para el estudio se integran dos tipos de aerogeneradores: 2 kW y 20 kW de capacidad. Estas capacidades se eligen con el propósito de contrastar la viabilidad económica de las dos opciones, de acuerdo con la disponibilidad del recurso eólico en las dos ubicaciones del poblado, ya que con base en la información suministrada por las Fig. 3 y 5, con promedios de viento anuales de 7.26 m/s y 1.56 m/s para las ubicaciones de La Guajira y Amazonas respectivamente, existen niveles de velocidad que son insuficientes para un solo tipo de generador. Por ejemplo, según la curva de potencia del aerogenerador de 20 kW elegido, genera una potencia aproximada de 1.25 kW a partir de una velocidad de viento de 5 m/s [22], lo cual no es posible con velocidades inferiores a esta, como se presenta en el recurso eólico de la Fig. 5 (promedio eólico anual de 1.56 m/s).

5. ESTIMACIÓN DE COSTOS DE LAS TECNOLOGÍAS DE LA MICRORRED

Para la obtención de los costos asociados a las tecnologías y al dimensionamiento propuesto, se presentan los valores individuales en dólares de acuerdo con la información suministrada por los fabricantes, distribuidores nacionales y extranjeros. Con respecto a la información suministrada por los proveedores internacionales, se incluye el sobrecosto de importación aproximado de 40 %. Cabe resaltar que la Ley 1715 de 2014 [2] contempla una exclusión del gravamen arancelario previo estudio y recomendación de la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética) y la ANLA (Autoridad Nacional de Licencias Ambientales). En este estudio se considera el peor escenario, correspondiente a la no aprobación de la exclusión del gravamen, esto con el fin de hacer una comparación justa, ya que el combustible usado para el generador diésel no tiene ningún tipo de beneficio arancelario.

En los costos de cada tecnología se incluyen, además, los costos asociados al transporte por tonelada dentro del territorio nacional, tomando como base el establecido en [20], con un incremento gradual desde el año 2010 hasta el 2017 según el IPC (Índice de Precios al Consumidor) se tiene como resultado 521.94 US\$/ton. A pesar de que los medios de transporte de carga y las tarifas están determinados por la ubicación de los dos poblados, para este análisis se estableció emplear una sola tarifa de transporte, como estimativo general debido a la variedad de medios y costos.

Respecto a los costos de combustible, en este caso Diésel e hidrógeno, se incluye el costo aproximado del transporte de cada litro y kilogramo, al costo de cada combustible respectivamente, con base a valores

establecidos en [23], con un incremento gradual desde el año 2013 hasta el 2017 según el IPC. Debido a que los costos de transporte de combustible varían tanto del lugar de destino, medio de transporte utilizado y tipo de combustible, en este estudio, se emplea una sola tarifa para cada uno, en ambas ubicaciones del poblado. La tarifa de cada combustible se basa en el valor de la máxima tarifa correspondiente existente en el país, basado en la información suministrada en [23], con el propósito de cubrir la mayor cantidad de posibilidades. El costo correspondiente del diésel a noviembre de 2017 está establecido en 0.71 US\$/L, con un costo de transporte aproximado de 0.99 US\$/L, que da como resultado un costo total de 1.7 US\$/L. A partir de este valor, se determina una variación de sensibilidad en HOMER de 0.5 desde 1.7 US\$/L hasta 2.7 US\$/L para el diésel. Para el costo del hidrógeno, se establece el precio de 1.74 US\$/kg, al cual se le adiciona el costo de transporte, que se toma como base el costo de transporte del Gas Licuado de Petróleo (GLP), con un incremento gradual desde el año 2013 hasta el 2017 según el IPC para el kg de hidrógeno, el cual fue de aproximadamente 1.22 US\$/kg, obteniéndose un costo total de 3 US\$/kg. A partir de este valor, se determina una variación de sensibilidad en HOMER de 0.5 desde 3 US\$/kg hasta 4 US\$/kg para el hidrógeno. El valor del incremento en la variación de sensibilidad es un parámetro de libre elección. En el estudio se escogió un valor de 0.5, con el objetivo de centrarse en valores relevantes de los costos de combustible, minimizando además el número de combinaciones posibles entre las dos variables de sensibilidad que incrementarían los cálculos para casos de optimización no relevantes en el análisis.

En la estimación de costos se incluyen los costos fijos de capital, que corresponden a obras civiles, cableado y demás costos relacionados con la instalación, como permisos o licencias. Se toma como base el costo establecido en [20], con un incremento gradual desde el año 2010 hasta el 2017 según el IPC. Para incluir estos costos en HOMER, se dividen en un 70% para el generador solar, 15% para las baterías y el 15% restante para los costos de la CC, la distribución de costos se realiza acorde a las obras civiles necesarias estimadas para cada componente, tales como estructuras metálicas, canalizaciones, compra y adecuación de terrenos para el generador solar, fundamentos de concreto y caseta para el banco de baterías y CC, similar a como se describe en [20].

Luego de realizar los respectivos cálculos de costos, y adecuarlos acorde a cómo deben ser ingresados en HOMER, se muestra en la Tabla 2 los resultados correspondientes, de manera similar a [20], referenciando el equipo comercial tenido en cuenta para el análisis.

TABLA 2.
Costos y Parámetros de entrada en HOMER.

Componente	Parámetros Entrada	
Generador Diésel KOHLER 55kW 55EOZCJ	Tamaño (kW)	55
	Inversión (US\$/55 kW)	\$ 46.755
	Reemplazos (US\$/55 kW)	\$ 46.755
	O&M (US\$/hr)	\$ 0,5
	Vida útil (hr)	15000
	Tamaño (kWp)	40
	Módulos: Costos de Capital(US\$/kWp)	\$ 1.622
	Inversores: Costos de Capital(US\$/kW)	\$ 503
	Reemplazos: Módulos + Inversores (US\$/1 kWp)	\$ 1.931
	Módulos: Vida útil (yr)	25
Módulos PV YINGLI SOLAR YGE 60CELL 250 W + Inversores FRONIUS PRIMO 5.0-1 5 kW	Inversores: Vida útil (yr)	15
	O&M (US\$/yr)	\$ 35
	Derating factor (%)	90
	Inclinación (°)	6
	Cantidad (Baterías)	576
	Inversión (US\$/bat 1.2kWh)	\$ 260
	Reemplazos (US\$/bat 1.2kWh)	\$ 211
	O&M (US\$/yr)	0
	Eficiencia carga/descarga (%)	86
	Tamaño (kW)	30
Baterías MTEK MT26000 2V600Ah	Inversión (US\$/kW)	\$ 901
	Reemplazos (US\$/kW)	\$ 901
	O&M (US\$/yr)	0
	Vida útil (yr)	15
	Eficiencia inversor (%)	95
	Capacidad relativa al Inversor (%)	100
	Eficiencia rectificador (%)	95
	Precio Diésel (US\$/lt)	\$ 1,7
	Sensibilidad incrementos de 0,5 hasta	\$ 2,7
	Precio hidrógeno (US\$/kg)	\$ 3,0
Inversor - cargador VICTRON QUATTRO 48V 5kW	Sensibilidad incrementos de 0,5 hasta	\$ 4,0
	Tamaño (kW)	33
	Inversión (US\$/1 kW)	\$ 1274
	Reemplazos (US\$/1 kW)	\$ 1274
	O&M (US\$/hr)	\$ 0,05
	Vida útil (hr)	10000
	Cantidad (Aerogeneradores)	1
	Inversión (US\$/aerogen)	\$ 9.093
	Reemplazos (US\$/aerogen)	\$ 9.093
	O&M (US\$/yr)	\$ 50
Diésel	Vida útil (yr)	25
	Cantidad (Aerogeneradores)	1
	Inversión (US\$/aerogen)	\$ 77.082
	Reemplazos (US\$/aerogen)	\$ 77.082
	O&M (US\$/yr)	\$ 50
	Vida útil (yr)	\$ 20
	Tasa de descuento (%/yr)	12
	Tasa esperada de inflación (%)	2
	Ciclo de vida del proyecto (yr)	20
	Costos Fijos de O&M (US\$/yr)	\$ 1.992,48
Hidrógeno	Costos fijos de Capital (US\$)	211.730
Celda de Combustible HYDROGENICS HyPMTM HD30 33 kW + Inversor		
WINDSUN GC-238 33 kW		
Aerogenerador AEOLOS WIND TURBINE H- 2 kW		
Aerogenerador AEOLOS WIND TURBINE H- 20 kW		
Parámetros Económicos		

Fuente: autores.

6. ESTIMACIÓN DE COSTOS DE LAS TECNOLOGÍAS DE LA MICRORRED

Luego de implementar los distintos componentes en HOMER, se presenta en la Fig. 6 el esquema de la microrred a evaluar en el análisis económico.

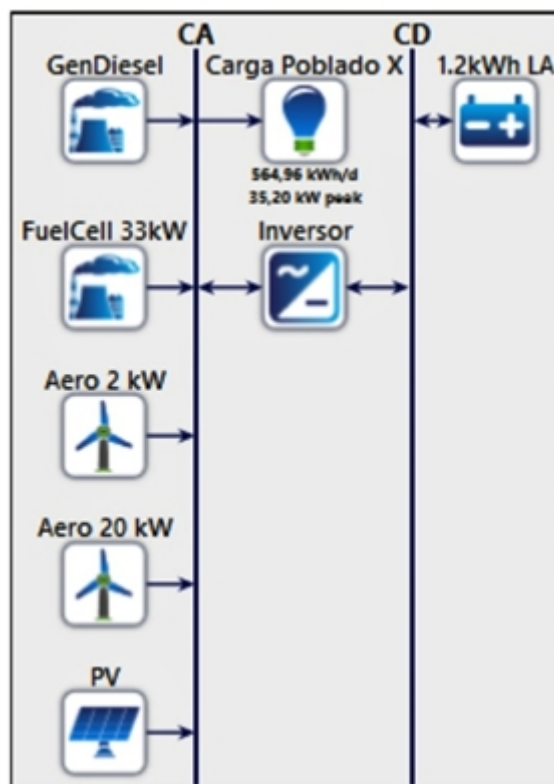


FIG. 6.
Esquema de la microrred en HOMER.

Fuente: autores.

A manera de resumen, la Fig. 7 presenta el procedimiento general de implementación del modelo de la microrred en HOMER, luego de dimensionar y calcular los costos respectivos de los componentes. Aunque el orden en que se implementan los pasos es libre, se propone dicho esquema que ordena en secuencia los principales parámetros a tener en cuenta. Como primer paso se establece la ubicación geográfica del proyecto a través de la ventana principal del software, para luego proceder a descargar la información relacionada con los recursos renovables desde la base de datos de HOMER, los cuales quedan completamente determinados por la localización del proyecto. Como siguiente paso, se procede a implementar el perfil de carga a satisfacer mediante la microrred. En este apartado, HOMER ofrece distintas plantillas para la configuración del perfil, tales como perfil residencial, comercial, industrial y comunidad, que se escalan a las necesidades requeridas. Para este estudio, se implementa un perfil de carga propio a partir de la plantilla en blanco que ofrece el software, con el fin de evaluar los componentes de la microrred ante una demanda específica del caso de estudio, perfil que se replica para todos los meses del año dentro de HOMER.

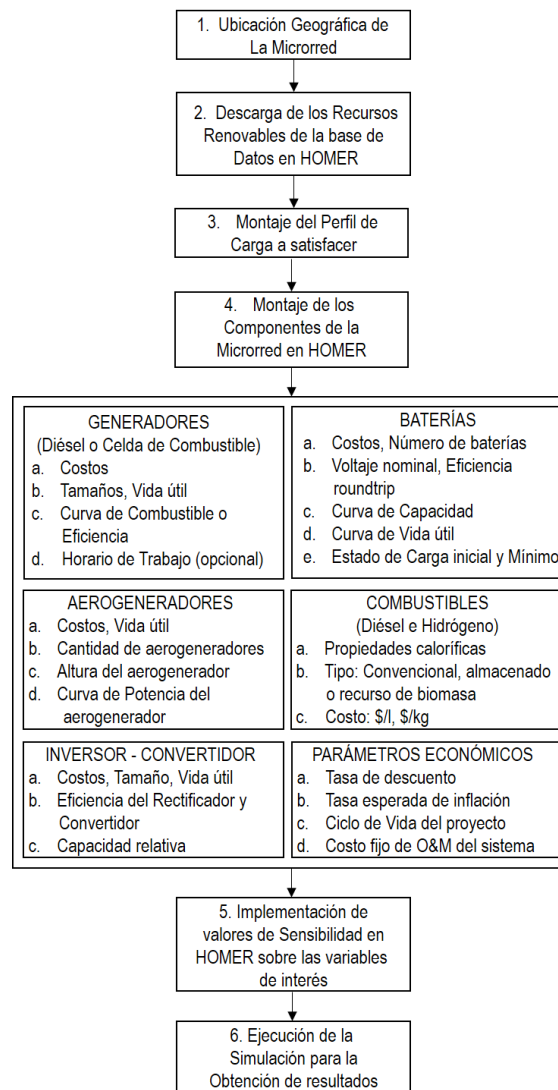


FIG. 7.
Procedimiento general de implementación de la microrred en HOMER.

Fuente: autores.

Seguidamente, se procede a la implementación de cada componente de la microrred y los aspectos económicos del proyecto. En la Fig. 7, se enumera cada parámetro necesario a configurar en los componentes, empleando la información calculada en la Tabla II y la información técnica proporcionada por los fabricantes. Como penúltimo paso, se implementa las variables de sensibilidad que se requiere evaluar en HOMER, como las variaciones sobre los costos de combustible, los recursos renovables, costos en los componentes, entre otros.

Finalmente, se lleva a cabo la ejecución de la simulación, la cual presenta como resultado, las distintas configuraciones viables de los componentes de la microrred frente a cada variable de sensibilidad. Esta información es presentada de acuerdo con los siguientes parámetros: VPN, \$/kWh, costos de inversión inicial, horas de operación de los componentes, entre otros, además de presentar por cada configuración óptima de la microrred, toda la información detallada por componente, producción eléctrica, consumo de combustible, emisiones y otros parámetros importantes a lo largo de la evaluación del proyecto.

7. ANÁLISIS DE RESULTADOS – IMPACTO DE LAS CELDAS DE COMBUSTIBLE EN LAS MICRORRED

Esta sección presenta los resultados de simulación obtenidos para el sistema de la microrred con y sin el efecto de las CC, a lo largo del ciclo de vida del proyecto. En los resultados, se presenta el comparativo de las configuraciones técnicamente óptimas frente a cada valor de la variable de sensibilidad, donde además se ilustran las variables relacionadas con el VPN (“Net Present Cost” – NPC por sus siglas en inglés), el costo nivelado de la energía (\$/kWh) (“Cost Of Energy” – COE por sus siglas en inglés), los costos de operación, inversión inicial y las variables relacionadas con el uso del generador diésel o la CC: horas de operación, consumo de combustible y costo del combustible.

7.1 Resultados sin Celda de Combustible

En la Fig. 8 se presentan los resultados de simulación en el poblado de Puerto Bolívar sin considerar la CC en el mix energético, donde se refleja una demanda del generador diésel de 2166 horas para suplir la carga eléctrica determinada ante un costo de combustible de 1.7\$/L. Adicionalmente, se evidencia un COE de \$0.717 y un NPC de \$1.27M para la solución con menor costo de combustible, debido a la integración de diferentes tecnologías renovables que incrementan las inversiones de la solución. Así mismo, la Fig. 9 presenta la distribución porcentual de la generación eléctrica donde se evidencia que el 36 % de la energía producida proviene de los paneles fotovoltaicos y el 36.9 % proviene del generador diésel, lo que ocasiona un consumo de combustible fósil que se refleja en la liberación de 69.6 toneladas de dióxido de carbono a la atmósfera por año, por lo tanto, dicha solución presenta una alta dependencia de combustibles fósiles para garantizar su viabilidad técnica al igual que incrementa los costos de mantenimiento debido al alto consumo de diésel.

Sensitivity	Architecture										Cost				GenDiesel		
Diesel Fuel Price (\$/L)	☰	☰	☰	☰	PV (kW)	Aero 2 kW	Aero 20 kW	GenDiesel (kW)	1.2kWh LA	Inversor (kW)	COE (\$)	NPC (\$)	Operating cost (\$)	Initial capital (\$)	Hours	Fuel (L)	Fuel Cost (\$)
1.70	☰	☰	☰	☰	40.0	1	1	55.0	576	30.0	\$ 0.717	\$ 1.27M	\$ 78.371	\$ 598.690	2166	26.413	44.902
2.20	☰	☰	☰	☰	40.0	1	1	55.0	576	30.0	\$ 0.787	\$ 1.40M	\$ 92.964	\$ 598.690	2.085	26.091	57.400
2.70	☰	☰	☰	☰	40.0	1	1	55.0	576	30.0	\$ 0.851	\$ 1.51M	\$ 106.020	\$ 598.690	2.085	26.094	70.454

FIG. 8.
Resultados óptimos Puerto Bolívar, La Guajira sin CC.
Fuente: autores.

Production	kWh/yr	%
PV	86.433	36,0
GenDies	88.741	36,9
Aero 2 kW	5.682	2,36
Aero 20 kW	59.452	24,7
Total	240.308	100

Quantity	Value	Units
Carbon Dioxide	69.554	kg/yr
Carbon Monoxide	172	kg/yr
Unburned Hydrocarbons	19,0	kg/yr
Particulate Matter	12,9	kg/yr
Sulfur Dioxide	140	kg/yr
Nitrogen Oxides	1.532	kg/yr

FIG. 9.
Generación de energía y emisión de gases contaminantes - Puerto Bolívar, La Guajira sin CC.
Fuente: autores.

El análisis del poblado La Pedrera se presenta en la Fig. 10, donde se evidencian las soluciones óptimas de acuerdo con los diferentes valores de costo de combustible y los costos asociados a la instalación. Se observa

que las soluciones óptimas reportadas presentan nula dependencia de las tecnologías eólicas, acorde a la poca disponibilidad de los recursos, como lo presenta la Fig. 5. Estos resultados sugieren el uso principal del Diésel como alternativa para el suministro eléctrico de la población en particular, este análisis se presenta en la Fig. 11 donde se evidencia una alta dependencia de este tipo de tecnología (73.5 %), que igualmente se refleja en una alta liberación de dióxido de carbono a la atmósfera (131.5 toneladas por año).

Sensitivity	Architecture							Cost				GenDiesel		
Diesel Fuel Price (\$/L)				PV (kW)	GenDiesel (kW)	1.2KWh LA	Inversor (kW)	COE (\$)	NPC (\$)	Operating cost (\$)	Initial capital (\$)	Hours	Fuel (L)	Fuel Cost (\$)
1,70				40,0	55,0	576	30,0	\$ 0,928	\$ 1,65M	\$ 131.099	\$ 520.275	4.198	49.939	84.896
2,20				40,0	55,0	576	30,0	\$ 1,05	\$ 1,87M	\$ 156.669	\$ 520.275	3.734	47.272	103.999
2,70				40,0	55,0	576	30,0	\$ 1,17	\$ 2,08M	\$ 180.971	\$ 520.275	3.586	46.444	125.399

FIG. 10.
Resultados óptimos La Pedrera, Amazonas sin CC.

Fuente: autores.

Production	kWh/yr	%
PV	58.663	26,5
GenDies	162.615	73,5
Total	221.278	100

Quantity	Value	Units
Carbon Dioxide	131.506	kg/yr
Carbon Monoxide	325	kg/yr
Unburned Hydrocarbons	36,0	kg/yr
Particulate Matter	24,5	kg/yr
Sulfur Dioxide	264	kg/yr
Nitrogen Oxides	2.896	kg/yr

FIG. 11.
Generación de energía y emisión de gases contaminantes - La Pedrera, Amazonas sin CC.

Fuente: autores.

7.2 Resultados con Celda de Combustible

De manera similar a la anterior, en la Fig. 12 y Fig. 13 se presentan los resultados incluyendo la CC como una nueva fuente energética dentro de la microrred, para el poblado de Puerto Bolívar. La Fig. 12 evidencia el análisis de la microrred ante diferentes valores de sensibilidad de combustible y costo del kg de hidrógeno. Se observa en los resultados que la CC se convierte en una alternativa viable frente a la dependencia del generador diésel, al remplazar el porcentaje de generación de dicha tecnología por energía generada por la CC (37.5 %). Igualmente, como se presenta en la Fig. 13, la reducción en horas de operación del generador diésel, se traduce en una disminución de emisiones de CO₂ en la generación eléctrica de 0 kg por año, lo que reafirma el uso de este tipo de tecnologías para el cuidado del medio ambiente.










































Sensitivity		Architecture									Cost				CC		
Diesel Fuel Price (\$/L)	Stored Hydrogen Fuel Price (\$/kg)						PV (kW)	Aero 2 kW	Aero 20 kW	CC (kW)	COE (\$)	NPC (\$)	Operating cost (\$)	Initial capital (\$)	Hours	Fuel (kg)	Fuel Cost (\$)
1.70	3.50						40.0	1	1	33.0	\$ 0.568	\$ 1.01M	\$ 47.323	\$ 601.737	4.507	5.466	19.130
1.70	3.00						40.0	1	1	33.0	\$ 0.555	\$ 987.566	\$ 44.714	\$ 601.737	4.526	5.468	16.404
1.70	4.00						40.0	1	1	33.0	\$ 0.580	\$ 1.03M	\$ 49.889	\$ 601.737	4.483	5.460	21.840
2.20	3.50						40.0	1	1	33.0	\$ 0.568	\$ 1.01M	\$ 47.323	\$ 601.737	4.507	5.466	19.130
2.20	3.00						40.0	1	1	33.0	\$ 0.555	\$ 987.566	\$ 44.714	\$ 601.737	4.526	5.468	16.404
2.20	4.00						40.0	1	1	33.0	\$ 0.580	\$ 1.03M	\$ 49.889	\$ 601.737	4.483	5.460	21.840
2.70	3.50						40.0	1	1	33.0	\$ 0.568	\$ 1.01M	\$ 47.323	\$ 601.737	4.507	5.466	19.130
2.70	3.00						40.0	1	1	33.0	\$ 0.555	\$ 987.566	\$ 44.714	\$ 601.737	4.526	5.468	16.404
2.70	4.00						40.0	1	1	33.0	\$ 0.580	\$ 1.03M	\$ 49.889	\$ 601.737	4.483	5.460	21.840

FIG. 12.

Resultados óptimos Puerto Bolívar, La Guajira con CC.

Fuente: autores.

Production	kWh/yr	%
PV	86.433	35,6
CC 33 kW	91.094	37,5
Aero 2 kW	5.682	2,34
Aero 20 kW	59.452	24,5
Total	242.661	100

Quantity	Value	Units
Carbon Dioxide	0	kg/yr
Carbon Monoxide	0	kg/yr
Unburned Hydrocarbons	0	kg/yr
Particulate Matter	0	kg/yr
Sulfur Dioxide	0	kg/yr
Nitrogen Oxides	0	kg/yr

FIG. 13.

Generación de energía y emisión de gases contaminantes - Puerto Bolívar, La Guajira con CC.

Fuente: autores.

En el caso de La Pedrera (Fig. 14), los resultados obtenidos con el sistema sin considerar la CC (Fig. 10) son consecuentes con la adición de esta tecnología al mix energético. La disponibilidad de recursos ambientales limita la instalación a una generación a base de sistemas fotovoltaicos y CC para garantizar una viabilidad técnica. A pesar de la limitante, la solución reduce considerablemente el COE y el NPC en comparación con la microrred sin CC, ya que los costos de generación a base de hidrógeno son inferiores a los dependientes de combustibles fósiles. Así mismo, la Fig. 15 presenta la distribución porcentual de la generación eléctrica donde en comparación del porcentaje de generación de la solución sin considerar CC (73.5 %) se reemplaza por 72.1 % al considerar una tecnología basada en hidrogeno, lo que genera una reducción a cero emisiones de gases contaminantes a la atmosfera.

Sensitivity		Architecture							Cost				FuelCell		
Diesel Fuel Price (\$/L)	Stored Hydrogen Fuel Price (\$/kg)						PV (kW)	FuelCell (kW)	COE (\$)	NPC (\$)	Operating cost (\$)	Initial capital (\$)	Hours	Fuel (kg)	Fuel Cost (\$)
1.70	3.50						40.0	33.0	\$ 0.540	\$ 959.970	\$ 76.041	\$ 303.832	7.161	9.102	31.857
1.70	3.00						40.0	33.0	\$ 0.517	\$ 920.553	\$ 71.473	\$ 303.832	7.158	9.102	27.307
1.70	4.00						40.0	33.0	\$ 0.562	\$ 999.429	\$ 80.614	\$ 303.832	7.165	9.101	36.405
2.20	3.50						40.0	33.0	\$ 0.540	\$ 959.970	\$ 76.041	\$ 303.832	7.161	9.102	31.857
2.20	3.00						40.0	33.0	\$ 0.517	\$ 920.553	\$ 71.473	\$ 303.832	7.158	9.102	27.307
2.20	4.00						40.0	33.0	\$ 0.562	\$ 999.429	\$ 80.614	\$ 303.832	7.165	9.101	36.405
2.70	3.50						40.0	33.0	\$ 0.540	\$ 959.970	\$ 76.041	\$ 303.832	7.161	9.102	31.857
2.70	3.00						40.0	33.0	\$ 0.517	\$ 920.553	\$ 71.473	\$ 303.832	7.158	9.102	27.307
2.70	4.00						40.0	33.0	\$ 0.562	\$ 999.429	\$ 80.614	\$ 303.832	7.165	9.101	36.405

FIG. 14.

Resultados óptimos La Pedrera, Amazonas con CC.

Fuente: autores.

Production	kWh/yr	%
PV	58.663	27,9
CC 33KW	151.699	72,1
Total	210.362	100

Quantity	Value	Units
Carbon Dioxide	0	kg/yr
Carbon Monoxide	0	kg/yr
Unburned Hydrocarbons	0	kg/yr
Particulate Matter	0	kg/yr
Sulfur Dioxide	0	kg/yr
Nitrogen Oxides	0	kg/yr

FIG. 15.

Generación de energía y emisión de gases contaminantes - La Pedrera, Amazonas con CC.

Fuente: autores

Finalmente, la Tabla 3 presenta un paralelo del estudio realizado para ambas poblaciones, donde se comparan los COE, NPC, costos de operación y emisión de CO₂ de las soluciones con mayor costo de combustible de diésel e hidrógeno, con el fin de analizar los peores casos de viabilidad económica. Es de notar, que las instalaciones basadas en CC presentan mejores resultados económicos en comparación con las que dependen de generadores diésel, con el agregado de una reducción a cero emisiones de CO₂ a la atmosfera. Dicha comparación evidencia la pertinencia del uso de las CC en microrredes para zonas no interconectadas como una solución técnico-económica viable para el suministro de una demanda energética en dos poblaciones con diferentes recursos ambientales.

TABLA 3.

Síntesis de la comparación entre las soluciones óptimas de acuerdo con la tecnología y ubicación.

Caso	COE (\$/kWh)	NPC (\$)	Costo de Operación (\$/yr)	Emisión de CO ₂ (kg/yr)
Puerto Bolívar sin CC	0,85	1,51M	78.371	69.554
Puerto Bolívar con CC	0,58	1,03M	49.889	0
La Pedrera sin CC	1,17	2,08M	180.971	131.506
La Pedrera con CC	0,58	1,03M	49.889	0

Fuente: autores.

8. CONCLUSIONES

En el documento se presentó un análisis del impacto que las CC poseen sobre los costos de las microrredes a través del software HOMER, además de los beneficios relacionados con la reducción de las emisiones contaminantes.

Los resultados presentados ilustran que las CC a pesar de ser aún una tecnología costosa, compiten como una alternativa técnico-económica viable frente a las demás tecnologías renovables y no renovables en este tipo de aplicaciones, al reducir tanto los costos de las microrredes respecto al VPN y al costo nivelado de la energía. Igualmente, una solución basada en CC reduce la dependencia del generador diésel, que como se presenta en los casos de estudio lo reemplaza, eliminando las emisiones de CO₂ por las actividades de generación eléctrica.

Adicionalmente, los resultados del trabajo permiten evidenciar que el COE de los sistemas que incluyen CC se ubica en promedio en 0,57 US\$/kWh, que, a pesar de ser un costo relativamente alto, permite reducir la dependencia de la generación diésel para las ZNI. Así mismo, este tipo de estudios fomenta la implementación de fuentes no convencionales como las CC y demás generadoras renovables, que cumplen con los objetivos trazados en el Plan de Desarrollo de las Fuentes de Energía No Convencionales, la Ley 1715 de 2014 y la Resolución 0186 de 2012 en lo que respecta a las ZNI. Es de notar, que dicho costo

puede reducirse a través de incentivos tributarios o subsidios económicos sobre los consumidores basados en reglamentaciones futuras que planea el Gobierno Nacional para el 2018, para hacer este tipo de generación eléctrica más accesible a la población de estas zonas.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo fue financiado por la Universidad Nacional de Colombia, la Universidad Industrial de Santander, el Instituto Tecnológico Metropolitano y Colciencias (Fondo Nacional de Financiamiento para Ciencia, la Tecnología y la Innovación Francisco José de Caldas) dentro de los proyectos MicroRENIZ-25439 (Code 1118-669-46197) y el proyecto P17211 financiado por el Instituto Tecnológico Metropolitano.

9. REFERENCIAS

- [1] Unidad de Planeación Minero Energética and Consorcio Energético CORPOEMA, “Plan de Desarrollo para las Fuentes no Convencionales de Energía en Colombia (PDFNCE),” 2010.
- [2] Congreso de la República de Colombia, Ley 1715 del 13 de Mayo de 2014 Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. Colombia, 2014, pp. 1–20.
- [3] Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, *Resolución 0186 de 2012*, no. Marzo 13. Colombia, 2012, pp. 1–8.
- [4] A. M. Eltamaly, M. A. Mohamed, M. S. Al-Saud, and A. I. Alolah, “Load management as a smart grid concept for sizing and designing of hybrid renewable energy systems,” *Eng. Optim.*, vol. 49, no. 10, pp. 1813–1828, Oct. 2017.
- [5] E. I. Zoulias et al., “Integration of hydrogen energy technologies in stand-alone power systems analysis of the current potential for applications,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 10, no. 5, pp. 432–462, 2006.
- [6] L. Valverde, C. Bordons, and F. Rosa, “Integration of Fuel Cell Technologies in Renewable-Energy-Based Microgrids Optimizing Operational Costs and Durability,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 63, no. 1, pp. 167–177, 2016.
- [7] E. I. Zoulias and N. Lymberopoulos, “Techno-economic analysis of the integration of hydrogen energy technologies in renewable energy-based stand-alone power systems,” *Renew. Energy*, vol. 32, no. 4, pp. 680–696, 2007.
- [8] G. J. Dalton, D. A. Lockington, and T. E. Baldock, “Feasibility analysis of stand-alone renewable energy supply options for a large hotel,” *Renew. Energy*, vol. 33, no. 7, pp. 1475–1490, 2008.
- [9] R. H. Wolk, “Fuel cells for homes and hospitals,” *IEEE Spectr.*, vol. 36, no. 5, pp. 45–52, 1999.
- [10] D. Audring and G. Balzer, “Operating stationary fuel cells on power system and microgrids,” in *2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings*, 2003, vol. 4, p. 6 pp. Vol.4.
- [11] A. K. Basu, A. Bhattacharya, S.P. Chowdhury, S. Chowdhury, and P. A. Crossley, “Reliability study of a micro grid system with optimal sizing and placement of DER,” in *CIREN Seminar 2008: SmartGrids for Distribution*, 2008, p. 84–84(1).
- [12] C. Wallmark and P. Alvfors, “Technical design and economic evaluation of a stand-alone PEFC system for buildings in Sweden,” *J. Power Sources*, vol. 118, no. 1, pp. 358–366, 2003.
- [13] M. Santarelli, M. Cali#, and S. Macagno, “Design and analysis of stand-alone hydrogen energy systems with different renewable sources,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 29, no. 15, pp. 1571–1586, 2004.
- [14] FuelCell Energy, “Combined Heat & Power (CHP) | FuelCell Energy.” [Online]. Available: <https://www.fuelcellenergy.com/why-fuelcell-energy/benefits/combined-heat-power-chp/>. [Accessed: 04-Dec-2017].
- [15] T. Bayar, “Fuel cell CHP goes MW-scale in Germany - Decentralized Energy,” 2015. [Online]. Available: <http://www.decentralized-energy.com/articles/2015/08/fuel-cell-chp-goes-mw-scale-in-germany.html>. [Accessed: 04-Dec-2017].

- [16] Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas -IPSE, “Oportunidades actuales en el campo de las energías renovables en Colombia,” Bogotá, 2015.
- [17] Y. A. Muñoz-Maldonado, “Optimización de recursos energéticos en zonas aisladas mediante estrategias de suministro y consumo,” Universitat Politècnica de València, Valencia (Spain), 2012.
- [18] Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, “Propuesta para remunerar la generación, distribución y comercialización de Energía Eléctrica en las ZNI,” Bogotá, 2014.
- [19] NASA, “NASA Surface meteorology and Solar Energy: HOMER Data,” 2018. [Online]. Available: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/homer.cgi?email=skip@larc.nasa.gov>. [Accessed: 05-Apr-2018].
- [20] Consorcio Energético CORPOEMA, “Formulacion de un plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia (PNFNCE),” Bogotá, 2010.
- [21] FRONIUS, “Technical Data Fronius Primo 5.0-1,” 2017. [Online]. Available: https://www3.fronius.com/cps/rde/xbcr/SID-A1216390-3B26DC08/fronius_usa/42_0410_2116_396914_snapshot.pdf. [Accessed: 04-Dec-2017].
- [22] AEOLUS Wind Turbine, “Datasheet Aeolos-H 20kW,” windturbinestar.com. [Online]. Available: [http://www.nexosonline.com/web/categorias/Energia Renovable/Aeolos - Wind Turbine/Aeolos-H-20kw-Brochure.pdf](http://www.nexosonline.com/web/categorias/Energia%20Renovable/Aeolos%20-%20Wind%20Turbine/Aeolos-H-20kw-Brochure.pdf). [Accessed: 04-Dec-2017].
- [23] USAENE LLC, “Determinación de Inversiones y Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento para la actividad de Generación en Zonas No Interconectadas con Plantas Térmicas,” 2013.