

# Financial Analysis of Photovoltaic Configurations for Colombian Households

L. Cadavid, M. Jiménez and C. J. Franco

**Abstract**— In this paper we analyze the financial feasibility of different solar configurations as alternatives of microgeneration at Colombian homes. We designed five solar solution configurations considering the connection availability to national grid, batteries as a storage option, and the possibility to sell the surplus to the national electricity system. Then we developed a financial model to determine microgeneration cost of each configuration and we compared those costs with the electricity tariff offered by local electricity companies. We found that all the configurations (ie, with or without batteries and grid connection) represent saving money for residential users along several cities, which sets the solar technology as a real solution for electricity micro generation in Colombia.

**Keywords**— Energy Microgeneration; Grid Parity; Photovoltaic System

## I. INTRODUCCIÓN

LA GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA (en adelante, GSFV) se ha reconocido por mucho tiempo como una fuente de generación limpia de energía con un vasto potencial [1]–[3]. A pesar de los precios altos que inicialmente hicieron inviable esta tecnología para el uso doméstico, recientemente las economías experimentan un cambio que favorece el uso de los sistemas de GSFV debido, principalmente, a la rápida reducción en los costos de la tecnología solar [1].

En Colombia, el uso de los sistemas de GSFV para el auto abastecimiento a nivel residencial proporcionaría ventajas a los usuarios dado el contexto nacional, un contexto en el cual el precio de electricidad a nivel residencial incrementó alrededor del 30% entre los años 2000 y 2012, y las actividades de Distribución, Transmisión y Comercialización de electricidad representaron aproximadamente el 62% del precio de la electricidad para el usuario final [4]. Sin embargo, el uso de esta tecnología en el país es mínimo [5].

Este artículo analiza la viabilidad financiera de la implementación de una solución de GSFV a nivel residencial para el caso colombiano, considerando las características del territorio relativas al brillo solar y las tarifas de electricidad vigentes, y diferentes opciones de configuración de dicho sistema (asociadas con el uso de baterías, la conexión al Sistema Interconectado Nacional – SIN, y la posible venta de los excedentes generados).

## II. PARIDAD DE RED

La paridad de red, referida a la competitividad financiera de la tecnología de generación fotovoltaica respecto a la compra tradicional de energía a la red [6], se ha evaluado en múltiples países y se ha encontrado que cada vez son más aquellas regiones que la han alcanzado o que podrían alcanzarla en los próximos años [2].

Dicho análisis suele realizarse utilizando el indicador del costo nivelado de energía o LCOE que relaciona, en valor presente, los costos totales del sistema fotovoltaico durante su vida útil y la energía total generada por el sistema, mostrando el costo por unidad de energía generada [7], como se muestra en la Ecuación 1. También se encuentran en la literatura, otros mecanismos de evaluación económica, como el ELCOE (*Effective Levelized Cost of Energy*), el cual, diseñado para la evaluación de plantas de gran tamaño, introduce en el indicador LCOE la disponibilidad de la planta fotovoltaica para la evaluación económica [8].

El LCOE, se calcula de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \left[ \frac{C_t}{(1+r)^t} \right]}{\sum_{t=0}^n \left[ \frac{E_t}{(1+r)^t} \right]} \quad (1)$$

Donde  $C_t$  representa los costos totales del sistema durante su vida útil (considerando inversión inicial, mantenimiento y reemplazo de baterías - si las incluye),  $E_t$  la energía generada en el año  $t$ ,  $r$  la tasa de descuento de los flujos de caja y  $n$  la vida útil del sistema.

El análisis de paridad de red en la literatura, no se ha limitado a evaluaciones del estado actual de la misma, sino que se han ampliado las fronteras hacia la determinación de combinaciones óptimas de los sistemas fotovoltaicos (con o sin baterías) que permitan alcanzar mejores beneficios económicos de la instalación de las plantas fotovoltaicas; ejemplo de estos es el trabajo de Theristis & Papazoglou [9] que proponen un algoritmo para calcular el número de paneles y baterías óptimo para una serie de datos sobre el clima, la demanda de carga y un parámetro de probabilidad de pérdida de carga deseada; y el trabajo de Khalilpour & Vassallo [10] que evalúa el beneficio económico de desconectarse de la red con diferentes combinaciones de módulos y baterías para Australia.

Otros trabajos sobre el análisis de paridad de red se presentan en la Tabla I, donde se resaltan los autores, el año de publicación de su trabajo, la región sujeta al análisis, la consideración o no del respaldo de la red y los sistemas con soporte de baterías y, finalmente, las principales conclusiones sobre la paridad.

L. Cadavid, Instituto Tecnológico Metropolitano, Medellín, Colombia, dcadavid@unal.edu.co

M. Jiménez, Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia, mjimenez@unal.edu.co

C. J. Franco, Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia, cjfranco@unal.edu.co

TABLA I. REVISIÓN DE LITERATURA.

Autores	Respaldo		Baterías	
	sí	no	sí	no
[10] Khalilpour & Vassallo Australia	x	x	x	x
	Abandonar la red no es en todos los casos la mejor opción desde el punto de vista económico. Es preferible mantenerse conectado pero disminuir la electricidad comprada a la red a través de la optimización del tamaño de un sistema con baterías.			
[4] Jiménez, Cadavid, & Franco Colombia	x	x	x	x
	La paridad fotovoltaica se alcanzará en el 2021 para todo el territorio colombiano			
[2] Breyer & Gerlach 151 países		x	x	
	La paridad de red se alcanzará entre el 2010 y el 2020 para la mayoría de segmentos de mercado en el mundo, comenzando con los lugares con mejor radiación solar y altas tarifas de red.			
[11] Blum, Wakeling, & Schmid Indonesia		x	x	x
	El análisis para zonas aisladas muestra que a futuro se espera su competitividad respecto a las mini-hidro y la alternativa diésel.			
[12] Bustos, Watts, & Ren Chile		x	x	
	Para Micro-redes en zonas aisladas de Chile, se considera competitivo el LCOE respecto a las tarifas residenciales al combinar alternativa diésel, eólica, fotovoltaica y baterías.			
[13] Ramadhan & Naseeb Kuwait		x		x
	Es recomendable su implementación bajo adecuadas condiciones de brillo solar.			
[14] Peters, Schmidt, Wiederkehr, & Schneider EEUU, Alemania, España, China, Egipto		x	x	x
	Al año 2010 la tecnología solar no mostró ser competitiva frente a otras fuentes de generación, pero se prevé que lo será para el año 2020 en algunas regiones.			
[15] Field & McNamara Jamaica		x		x
	La generación fotovoltaica con cierto tipo de celdas es comparable con el precio que se paga a la red.			
[3] Bhandari & Stadler Alemania	x			x
	El año 2023 será el año de paridad de red para el mercado mayorista, y los años 2013 y 2014 lo serán para el usuario final.			
[16] Fadl, Botros, & Youssef Egipto		x	x	
	Los sistemas autónomos PV son mucho mejores en términos de costo que la ampliación de la red a las zonas rurales.			

Fuente: los autores, con base en los estudios citados.

### III. ELECTRICIDAD EN COLOMBIA

El mercado eléctrico colombiano es un mercado liberalizado desde el año 1994 [17], [18], cuya demanda de energía es de 63.57 GWh [19] y capacidad efectiva neta instalada es de 15.49 MW [19].

Cerca del 70% de la electricidad es producida gracias a las fuentes hídricas, y el restante es producido casi en su totalidad por fuentes térmicas [20]. A pesar del gran potencial del país para la generación de electricidad mediante el uso de fuentes renovables de energía (principalmente las fuentes de mini-hidráulica, eólica, solar y biomasa), la generación alternativa no ha sido explorada adecuadamente en Colombia, y las grandes centrales hidroeléctricas y sus planes de expansión actuales dominan térmicas.

El sector residencial es el principal consumidor de la electricidad en Colombia, dando cuenta de alrededor del 40% de la demanda total de energía [21].

Los usuarios del sector residencial perciben una tarifa mensual de energía, la cual corresponde a la suma de los costos en los que se incurre en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización (incluyendo pérdidas y restricciones) [22]. Dicha tarifa es diferente según el estrato socioeconómico [23].

El análisis de los precios promedios en el país (sin considerar subsidios ni contribuciones), revela que el precio de la electricidad para el usuario residencial aumentó aproximadamente un 30% entre 2000 y 2012 [4].

Este hecho representa oportunidades para la micro generación en los hogares a través de fuentes alternativas, como los sistemas fotovoltaicos.

Con la promulgación de la ley 1715 en el año 2014 [24], se establece la posibilidad de que los usuarios del sector residencial puedan realizar actividades de microgeneración para el autoconsumo (o auto-generación en términos de la ley). De esta manera, los sistemas de generación solar fotovoltaicos se convierten en una posible opción para la microgeneración de energía en los hogares colombianos.

### IV. METODOLOGÍA

Esta sección explica el modelo desarrollado con el fin de analizar la viabilidad financiera de la implementación de una solución de GSFV a nivel residencial para el caso colombiano.

Con el fin de lograr el objetivo planteado, los autores desarrollaron un modelo de evaluación siguiendo los lineamientos de la metodología LCOE, para evaluar la viabilidad financiera de la implementación de un sistema de GSFV bajo 6 configuraciones posibles. Estas configuraciones están relacionadas con la posibilidad de conexión o no al SIN, el uso o no de baterías de la solución solar para almacenar los excedentes generados en un momento específico, y la posibilidad o no de vender dichos excedentes a la red nacional (como un posible curso de la regulación a futuro).

Cada configuración se analizó bajo diferentes casos de intensidad de brillo solar, que corresponden a algunas de las ciudades más grandes del país: Bogotá, Manizales, Medellín y Santa Marta. Estas ciudades, además, exhiben diferentes

intensidades de brillo: las dos primeras baja, la segunda media y la tercera alta intensidad.

#### *Especificaciones del modelo*

El modelo desarrollado proyecta en un horizonte temporal de 20 años (período que corresponde con el ciclo de vida de un sistema de generación solar fotovoltaico y que se sugiere para este tipo de análisis en los trabajos de [7], [13], [25]) los flujos de caja en los que se incurre en el proyecto. Estos flujos de caja abarcan los costos de instalación de la solución solar, los costos de reemplazo de baterías y posibles costos adicionales relacionados con la necesidad de hacer compras a la red para cubrir la demanda del hogar o la posibilidad de racionamiento (dependiendo de las configuraciones de la solución). Aunque el paso del modelo financiero es de 1 año, el análisis de la capacidad de la solución solar para abastecer la demanda del hogar tiene una resolución horaria, en la que se considera la curva de carga residencial característica para cada ciudad que participa en el análisis.

Como resultado final el modelo arroja el costo de cubrir la demanda total del hogar con la solución específica frente al costo de cubrirla haciendo uso de la electricidad proporcionada por el SIN a la tarifa local de cada respectiva ciudad. Ambos resultados se expresan en términos de valor presente neto (VPN), a una tasa anual del 1.4% que corresponde con la tasa de interés real promedio de un Certificado de Depósito a Término fijo (CDT) de 360 días en Colombia para el año 2014 [26]

El modelo considera las siguientes variables:

- **Inversión inicial:** considera el sistema de generación fotovoltaico a instalar, incluyendo entre otros paneles fotovoltaicos poli-cristalinos, inversores y baterías (en los casos que se considera su compra). Este tipo de tecnología, no requiere mantenimiento significativo en términos de costo durante su ciclo de vida [3].
- **Reemplazo de baterías:** en las configuraciones en las cuales se hace uso de baterías, se consideró una pérdida de capacidad de almacenamiento lineal en el tiempo (llegando al cabo de 5 años al 60% de su capacidad inicial de manera lineal). El reemplazo de las baterías sucede, en los casos que incluyen baterías, cada 5 años. Para este reemplazo se tuvieron en cuenta las proyecciones de la curva de aprendizaje que disminuirían el precio de las baterías en el futuro, de acuerdo con [27].
- **Generación solar:** las diferentes configuraciones del sistema requerirán diferentes capacidades de generación. La energía generada en cada año ( $t$ ) se calculó de acuerdo con la Ecuación 2, que especifica la energía eléctrica generada como una función de la capacidad del sistema instalado, la disponibilidad de brillo solar en el área y la tasa de degradación del sistema solar.

$$E_t = C \times (1 - d_t)^t \times fc \times \text{horas por año} \quad (2)$$

Donde,

$E_t$  = electricidad producida por el sistema solar en el momento  $t$ .

$C$ : capacidad inicial que puede ser producida por el sistema solar [7]

$fc$ : factor de carga

$d_t$ : tasa de degradación en el momento  $t$

Para realizar los cálculos se asumió una tasa de degradación de un 1% anual, que implica que cada año la energía que genera el sistema fotovoltaico decrece en un 1% respecto a lo generado en el año inmediatamente anterior. Este es un escenario conservador si se tiene en cuenta trabajos como el de [7], que consideran un valor de entre 0.2% y 0.5% como razonable.

Para el cálculo del factor de carga fue considerado el brillo solar en cada ciudad. Los estudios sobre brillo solar en Colombia reportan las horas de brillo solar promedio para las diferentes ciudades en un día típico [28]. Sin embargo, debido a las diferentes configuraciones del sistema solar que se analizaron en esta investigación (algunas sin baterías), dicho valor promedio se ajustó para reflejar sus variaciones a lo largo del día con el fin de reflejar las horas sin sol y las horas con sol; para ello se usaron las mediciones de radiación directa a lo largo de un día típico para la línea ecuatorial [29].

#### *Configuraciones de la solución solar*

Se diseñaron diferentes posibles configuraciones de la solución solar para considerar el amplio espectro de situaciones en las que puede encontrarse un usuario de la electricidad. Las configuraciones responden a la existencia o no del respaldo proporcionado por la red, la presencia o no de baterías y la posibilidad de vender los excedentes generados al SIN. La Tabla II presenta los diferentes casos.

TABLA II. CONFIGURACIÓN DE LA SOLUCIÓN SOLAR.

Conf.	Id Conf.	Respaldo		Baterías		Venta excedentes	
		sí	no	sí	no	sí	No
1	RB~V	x		x			X
2	R~BV	x			x	x	
3	R~B~V	x			x		X
4	~RB~V		x	x			X
5	~R~B~V		x		x		X

Fuente: los autores.

Las configuraciones tienen en cuenta 3 escenarios con respaldo de la red y 2 sin respaldo de la red; 3 escenarios sin baterías y 2 con baterías, y un único escenario con venta de excedentes.

En los escenarios con respaldo de la red, en caso de que la solución solar no sea suficiente para atender la demanda del hogar se realizan compras de electricidad a la red (conf. 1, 2 y 3), mientras que en los escenarios sin éste respaldo se recurre a la electricidad almacenada en las baterías (conf. 4) o al racionamiento (conf. 5). En las configuraciones con baterías (conf. 1 y 4), cuando la generación instantánea de la solución solar no es suficiente para satisfacer la demanda instantánea del hogar, se recurre a la electricidad almacenada en las baterías, hasta que la misma se agote, después de lo cual se

recurrirá a las compras al SIN (conf. 1) o al racionamiento (conf. 4). En las configuraciones sin baterías, en cambio, si la generación instantánea de la solución solar no es suficiente para cubrir la demanda, se recurre a las compras al SIN (conf. 2 y 3) o al racionamiento (conf. 5).

Salvo en el caso en el que se considera ventas de excedentes (conf. 2), los excedentes producidos por la solución solar se pierden (conf. 1, 3, 4 y 5).

Se supuso que las ventas de excedentes (de haberlas) se harían por un precio igual a la tarifa del SIN al usuario final en cada ciudad, suponiendo el funcionamiento del sistema conocido mundialmente como *net metering*, implementada en países como Chile, México, Brasil, Japón, Italia, Dinamarca, y algunos estados de Estados Unidos, entre otros [30], [31], [32]. Por ello, una configuración con venta de excedentes, respaldo y baterías no tiene sentido bajo esta lógica y fue excluida del análisis, dado que el respaldo SIN reemplazaría las baterías sin incurrir en ningún costo adicional.

El modelo permitió para cada una de las configuraciones encontrar la cantidad óptima de paneles solares requeridos según las especificaciones de brillo solar de cada ciudad y la configuración del sistema solar, calculando la tarifa equivalente y buscando el máximo ahorro respecto a la tarifa actual del SIN para la ciudad especificada. Asimismo, para las configuraciones con batería el modelo permitió encontrar la cantidad óptima de baterías dadas las condiciones mencionadas.

#### Parametrización

El modelo fue parametrizado para considerar los casos de las ciudades Bogotá, Medellín, Santa Marta y Manizales. Las dos primeras de ellas son las dos principales ciudades del país; la tercera fue elegida por ser una de las de mayor intensidad de brillo solar, y la cuarta por ser una ciudad principal con un reporte de pocas horas de brillo solar.

La tabla III presenta las características de las ciudades relativas al brillo solar, la tarifa de electricidad proporcionada por el SIN y la demanda mensual promedio residencial.

TABLA III. CARACTERÍSTICAS DE LAS CIUDADES.

Ciudad	Horas de brillo al mes	Tarifa electricidad red (\$USD/kWh)	Demanda mensual (kWh/mes)
Bogotá	131.0	0.142	176.20
Medellín	152.4	0.146	111.00
Santa Marta	230.7	0.125	153.90
Manizales	125.6	0.151	111.00

Fuente: los autores, con datos de [28], [33] y asumiendo una TRM de \$Col 2500.

## V. RESULTADOS

Las siguientes tablas resumen los resultados arrojados por el modelo para cada una de las configuraciones.

TABLA IV. RESULTADOS.

	Caso	Ahorro	P	B	Déficit*	Dda cub.
Bogotá	1. RB~V	49%	5	1	805	62%
	2. R~BV	216%	15	0	1,037	51%
	2. D=E	98%	7	0	1,145	37%
	3. R~B~V	36%	4		1,191	44%
	4. ~RB~V	73%	8	3	59	97%
Medellín	5. ~R~B~V	0%	14	0	1,047	50%
	1. RB~V	56%	3	1	364	73%
	2. R~BV	405%	15	0	649	51%
	2. D=E	103%	4		718	31%
	3. R~B~V	34%	3		734	45%
Santa Marta	4. ~RB~V	72%	5	2	21	98%
	5. ~R~B~V	2%	8	0	655	51%
	1. RB~V	51%	3	1	644	65%
	2. R~BV	449%	15		900	51%
	2. D=E	115%	4		987	21%
Manizales	3. R~B~V	37%	7		914	51%
	4. ~RB~V	73%	4	3	24	99%
	5. ~R~B~V	-8%	8	0	901	51%
	1. RB~V	56%	4	1	358	73%
	2. R~BV	330%	15		649	51%
	2. D=E	105%	5		716	27%
	3. R~B~V	34%	3		743	44%
	4. ~RB~V	71%	5	2	35	97%
	5. ~R~B~V	3%	9	0	662	50%

\* [kWh/año]

Fuente: los autores, con base en resultados del modelo.

La tabla presenta la cantidad de paneles (columna “P”) y baterías (columna “B”) óptima para maximizar el ahorro obtenido con el sistema solar (columna “Ahorro”). Dicho ahorro compara el valor presente neto de los flujos de caja obtenidos con la solución solar frente al valor presente neto de los mismos flujos obtenidos realizando compras de la red.

Debido a que la segunda configuración considera ventas a la red, la optimización sugiere tener una solución solar tan grande como sea posible (las ventas a la red harían más rentable la solución solar). Por ello, se presentan los resultados de este mismo caso pero teniendo en cuenta un tamaño de solución solar tal que haga que los déficits que se presentan en la solución solar sean equivalentes a los excesos generados en otras horas del día (configuración 2. D=E); de ahí que la demanda cubierta para esta configuración sea inferior que para la configuración 2.

Adicionalmente, la tabla presenta, para cada caso, el déficit o demanda no cubierta por la solución solar (que debe compensarse con compras a la red o racionamiento, según el caso), y el porcentaje de demanda cubierta por la solución solar (que depende del consumo promedio de cada hogar en cada ciudad)

Los resultados indican que la configuración de mayor beneficio para los usuarios es aquella que involucra la figura del *net metering* (conf. 2), es decir, cuando el usuario pueden

vender sus excedentes a la tarifa de la red y comprar sus faltantes a esa misma tarifa; en este caso el sistema se convierte en el respaldo del usuario, por lo cual resulta innecesario instalar un conjunto de baterías (que encarece los costos de producción de la solución solar). Debido al *net metering*, los usuarios pueden estar tentados a instalar más capacidad de la que requieren para su propio consumo, dado que su costo de producción es inferior a la tarifa de la red (téngase presente que el proceso de optimización del modelo consideró un límite superior de 15 paneles posibles para instalación, el cual es alcanzado para esta configuración para todas las ciudades). A pesar de ello, cuando a los usuarios se les restringe la posibilidad de tener una generación solar que supere su propia demanda, esta configuración continúa representando los mayores beneficios (conf 2.  $D=E$ ).

Cuando a los usuarios no se les permite la venta de sus excedentes al sistema, su mejor opción es desconectarse de la red e instalar un conjunto de baterías (conf. 4), pues aunque con ello se encarece la energía autogenerada, esta alternativa siendo más barata que comprarle a la red. Con la energía autogenerada se atendería alrededor del 97% de la propia demanda propia demanda, y se presentan ahorros de alrededor del 72% de la taifa actual. La demanda no es atendida al 100% dado que garantizar ese 3% adicional tiene un costo marginal mayor al costo de racionamiento utilizado (para costos de racionamientos mayores el porcentaje atendido sería mayor y menor en caso contrario).

Esta configuración indica que un sistema que permita la microgeneración pero no permita el *net metering* verá, en el largo plazo, una reducción significativa de la demanda al sistema de electricidad nacional.

Estar conectado a la red y disponer de un conjunto de baterías sin la posibilidad de vender los excedentes generados (conf. 1) representa un ahorro de entre 49% y 56% respecto a la tarifa de la red nacional. Con esta configuración se atiende entre el 60% y el 70% de la demanda con la electricidad autogenerada, momento a partir del cual el usuario vería la necesidad de comprar el déficit a la red. Esto implica que un sistema que no permita el *net metering* verá, en el largo plazo, una reducción significativa de la demanda durante el día y un gran aumento en horas de la noche, cuando la energía almacenada en las baterías de los usuarios comience a agotarse. Nótese que esta opción es redundante en materia de respaldo al disponer en simultánea de la red y de las baterías, y por ello es superada por la configuración sin respaldo de la red (conf 4.), en la cual se incrementa tanto el número de paneles necesarios como el número de baterías.

Para los casos en los que no se está conectado a la red, la opción de no tener baterías (conf. 5) llevaría a tener una atención de la demanda de alrededor del 50%. Sin embargo, los ahorros son mínimos e incluso inexistentes bajo esta configuración para ciudades como Santa Marta, pues el costo del racionamiento penaliza con severidad esta alternativa. En este caso, podría resultar conveniente instalar un conjunto de baterías que dependen del número de paneles instalados dada la demanda del usuario y el brillo solar de la ciudad analizada (conf. 4), como se analizó previamente.

En cuanto a las ciudades analizadas, los mayores beneficios se alcanzan en Santa Marta debido a que tiene más horas de sol que las demás ciudades, mientras que los beneficios son menores en Manizales por su poca intensidad de brillo solar. Sin embargo vale la pena resaltar que en todos los casos (salvo Sata Marta en la configuración 5, que se explica por su elevada demanda) los resultados fueron positivos para todas las configuraciones, indicando que la generación solar es una solución actualmente viable en Colombia para las configuraciones analizadas.

## VI. CONCLUSIONES

La configuración solar que mayores ahorros representa para los hogares es aquella con conexión a la red, sin baterías de respaldo y posibilidad de vender excedentes al SIN. Esta configuración corresponde a una forma de regulación semejante al *net metering*, y su implementación en Colombia requiere la definición del precio que la red nacional pagaría a los hogares microgeneradores por sus excedentes. Si bien los análisis presentados consideran una tarifa de compra de estos excedentes igual a la tarifa de venta de la electricidad nacional, debe tenerse presente que en la medida en el precio de compra sea inferior desmejoran los resultados para este caso, llegando a parecerse al caso en el cual los excedentes no pueden venderse. Por ende, una de las políticas a tener en cuenta para favorecer o no la penetración de la GSFV son los precios a las cuales la red compraría los excedentes de generación.

En cualquier caso, de implementarse, una configuración que permita la venta introduciría una complejidad adicional a la operación del sistema eléctrico nacional, dado que áreas de altos consumos podrían volverse productoras a ciertas horas del día, cambiando los flujos de energía en el sistema. Estudios encaminados en el análisis de esta situación serían convenientes para el avance en esta materia.

Para el caso de la atención de zonas no interconectadas, la solución solar es una alternativa conveniente frente a la conexión a la red nacional. En el caso de contar con baterías, tener un resultado costo efectivo con respecto a la tarifa a la cual se pagaría en la red implica que no se podría alcanzar una atención de la demanda del 100%, pero sí cercana a esta. Sin embargo, para usos críticos en los cuales el costo de racionamiento podría considerarse mayor, podría resultar económicamente viable la atención total de la demanda. En el caso sin baterías, debe tenerse presente que la demanda cubierta es de alrededor del 50% (el restante implicaría racionamiento).

Finalmente, debe tenerse presente que tanto la tecnología de los paneles solares como la de las baterías están mejorando continuamente, lo que vendrá traducido en un mejoramiento en los resultados futuros al considerar el avance de estas dos tecnologías.

## AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a la Universidad Nacional de Colombia y Colciencias por el soporte financiero a través del programa Jóvenes Investigadores, convocatoria 645 de 2014.



## REFERENCIAS

- [1] M. Bazilian, I. Onyeji, M. Liebreich, I. MacGill, J. Chase, J. Shah, D. Gielen, D. Arent, D. Landfear, and S. Zhengrong, "Re-considering the economics of photovoltaic power," *Renew. Energy*, vol. 53, pp. 329–338, May 2013.
- [2] C. Breyer and A. Gerlach, "Global overview on grid-parity," *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 21, no. 1, pp. 121–136, Jan. 2013.
- [3] R. Bhandari and I. Stadler, "Grid parity analysis of solar photovoltaic systems in Germany using experience curves," *Sol. Energy*, vol. 83, no. 9, pp. 1634–1644, Sep. 2009.
- [4] M. Jiménez, L. Cadavid, and C. Franco, "Scenarios of photovoltaic grid parity in Colombia," *Dyna*, vol. 188, no. 81, pp. 237–245, 2014.
- [5] UPME, "Plan Energético Nacional Colombia: Ideario Energético 2015." Bogotá, p. 184, 2015.
- [6] L. A. Hurtado Munoz, J. C. C. M. Huijben, B. Verhees, and G. P. J. Verbong, "The power of grid parity: A discursive approach," *Technol. Forecast. Soc. Change*, vol. 87, pp. 179–190, 2014.
- [7] K. Branker, M. J. M. Pathak, and J. M. Pearce, "A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 9, pp. 4470–4482, Dec. 2011.
- [8] Z. Moradi-Shahrabak, A. Tabesh, and G. Yousefi, "Economical Design of Utility-Scale Photovoltaic Power Plants with Optimum Availability," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 61, no. 7, pp. 3399–3406, Jul. 2014.
- [9] M. Theristis and I. Papazoglou, "Markovian Reliability Analysis of Standalone Photovoltaic Systems Incorporating Repairs," *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 4, no. 1, pp. 414–422, Jan. 2014.
- [10] R. Khalilpour and A. Vassallo, "Leaving the grid: An ambition or a real choice?," *Energy Policy*, vol. 82, pp. 207–221, Jul. 2015.
- [11] N. U. Blum, R. S. Wakeling, and T. S. Schmidt, "Rural electrification through village grids—Assessing the cost competitiveness of isolated renewable energy technologies in Indonesia," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 22, pp. 482–496, 2013.
- [12] C. Bustos, D. Watts, and H. Ren, "Microgrid operation and design optimization with synthetic wins and solar resources," *Lat. Am. Trans. IEEE*, vol. 10, no. 2, pp. 1550–1562, 2012.
- [13] M. Ramadhan and A. Naseeb, "The cost benefit analysis of implementing photovoltaic solar system in the state of Kuwait," *Renew. Energy*, vol. 36, no. 4, pp. 1272–1276, 2011.
- [14] M. Peters, T. S. Schmidt, D. Wiederkehr, and M. Schneider, "Shedding light on solar technologies—A techno-economic assessment and its policy implications," *Energy Policy*, vol. 39, no. 10, pp. 6422–6439, Oct. 2011.
- [15] D. A. Field and C. McNamara, "A cost analysis of photovoltaic technologies under Jamaica's climatic conditions," in *2010 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2010, pp. 002358–002362.
- [16] E. El Fadl, R. Botros, and R. Youssef, "Cost analysis comparison between photovoltaic solar and conventional power for supplying electricity in a remote village in Egypt," *14th Int. Conf. Exhib. Electr. Distrib. (CIRED 1997 - Distrib. Power Millen.*, vol. 1997, no. 438, pp. v5–35–v5–35, 1997.
- [17] Congreso de Colombia, *Ley 142 de 1994 - ley de Servicios Públicos Domiciliarios*. 1994.
- [18] Congreso de Colombia, *Ley 143 de 1994 - ley eléctrica*. 1994.
- [19] Xm, "Descripción del Sistema Eléctrico Colombiano," 2015. [Online]. Available: <http://www.xm.com.co/>.
- [20] UPME, "Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2014-2028." Bogotá, p. 765, 2015.
- [21] SUI, "Sistema Único de Información de Servicios Públicos (SUI)," *Consolidado Energía por empresa Departamento y Municipio-Consumo Promedio*, 2014. [Online]. Available: [http://reportes.sui.gov.co/fabricaReportes/frameSet.jsp?idreporte=el\\_e\\_com\\_096](http://reportes.sui.gov.co/fabricaReportes/frameSet.jsp?idreporte=el_e_com_096).
- [22] CREG, *Resolución 056 de 2007*. Colombia, 2007.
- [23] S. Arango, C. Franco, Y. Olaya, M. Naranjo, S. Alcaráz, and F. Gutiérrez, *Análisis de diseño de esquemas de subsidios en los servicios públicos colombianos por medio de economía experimental y simulación*, 1st ed. Medellín: Universidad Nacional de Colombia (Medellín), 2012.
- [24] Congreso de la República de Colombia, *Ley 1715. Por la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional*. Colombia, 2014, pp. 1–26.
- [25] P. A. Lynn, "Solar Cells," in *Electricity from Sunlight : An Introduction to Photovoltaics*, Chichester, U.K.: John Wiley & Sons, Ltd., 2010, pp. 25–72.
- [26] Banco de la República, "Tasas de captación semanales y mensuales," 2015. [Online]. Available: <http://www.banrep.gov.co/tasas-captacion-semanales>. [Accessed: 22-Sep-2015].
- [27] Energy Information Administration - EIA, "Analysis of breakthroughs in vehicle battery technology," 2012. [Online]. Available: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=6930>. [Accessed: 03-Jun-2015].
- [28] IDEAM, "Promedios Climatológicos 1981-2010," *Características Climatológicas de Colombia*. [Online]. Available: <http://institucional.ideam.gov.co/jsp/812>. [Accessed: 14-Feb-2014].
- [29] C. Honsberg and S. Bowden, "Calculation of Solar Insolation," *Photovoltaic Education Network*, 2014. [Online]. Available: <http://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/calculation-of-solar-insolation>. [Accessed: 03-Jun-2015].
- [30] IEA, *Medium-Term Renewable Energy Market Report 2014*, 2014th ed. Paris: International Energy Agency, 2014.
- [31] C. Eid, J. Reneses Guillén, P. Frias Marin, and R. Hakvoort, "The economic effect of electricity net-metering with solar PV: Consequences for network cost recovery, cross subsidies and policy objectives," *Energy Policy*, vol. 75, pp. 244–254, 2014.
- [32] EPIA, "Global Market Outlook for Photovoltaics," Brussels, Belgium, 2014.
- [33] SUI, "Sistema único de Información de Servicios Públicos (SUI)," *Consolidado Energía por empresa Departamento y Municipio-Factura Promedio*, 2014. [Online]. Available: [http://reportes.sui.gov.co/fabricaReportes/frameSet.jsp?idreporte=el\\_e\\_com\\_096](http://reportes.sui.gov.co/fabricaReportes/frameSet.jsp?idreporte=el_e_com_096). [Accessed: 31-Jul-2015].



**Lorena Cadavid** es Doctora en Ingeniería de Sistemas de la Universidad Nacional de Colombia – sede Medellín, Magister en Ingeniería de Sistemas desde el año 2010 e Ingeniera administradora desde el año 2006. Actualmente es docente del Instituto Tecnológico Metropolitano (ITM), y sus áreas de investigación incluyen difusión de innovaciones, modelado y simulación basada en agentes y tecnologías limpias.



**Maritza Jiménez Zapata** es Ingeniera Administradora de la Universidad Nacional de Colombia – sede Medellín, y actualmente es estudiante del programa de Maestría en Sistemas Energéticos de la misma institución. Trabaja en diferentes proyectos relacionados con el Mercado de electricidad en Colombia, con énfasis en sistemas de microgeneración fotovoltaicos desde el año 2012.



**Carlos J. Franco** es Doctor en Ingeniería de Sistemas de la Universidad Nacional de Colombia – sede Medellín, Magister en Administración de Recursos Hídricos e Ingeniero Civil. Actualmente, se desempeña como profesor titular del departamento de Ciencias de la Computación y Administración de la Universidad Nacional de Colombia – sede Medellín. Sus áreas de investigación incluyen sistemas complejos, modelado y simulación de mercados de energía, y evaluación de políticas y formulación de estrategias para el sector eléctrico. Su trabajo reciente incluye análisis de economías bajas en carbono, respuesta de la demanda, integración de mercados eléctricos y biocombustibles, entre otros.