

# Generación solar fotovoltaica residencial: análisis de viabilidad financiera con diferentes configuraciones de la solución solar para el caso Colombia

Lorena Cadavid, PhDC en Ingeniería de Sistemas - Universidad Nacional de Colombia, dlcadavi@unal.edu.co

Maritza Jiménez, Ingeniera Administradora - Universidad Nacional de Colombia, mjimenez@unal.edu.co

Carlos Jaime Franco Cardona, PhD en Ingeniería de Sistemas Energéticos - Universidad Nacional de Colombia, cjfranco@unal.edu.co

## 1 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 (Bazilian et al., 2013; Bhandari & Stadler, 2009; Christian Breyer & Gerlach, 2013). A pesar de los precios altos que inicialmente volvieron 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 (Bazilian et al., 2013). En Colombia, el uso de los sistemas de GSV 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 el 29.8% entre los años 2000 y 2012, y las actividades de Distribución, Transmisión y Comercialización de electricidad representan el 62% del precio de la electricidad para el usuario final (cálculos propios, con datos de “Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG,” 2013, “Sistema Único de Información de Servicios Públicos - SUI,” 2013). Sin embargo, el uso de esta tecnología en el país es mínimo.

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).

## 2 Metodología

Con el fin de lograr el objetivo planteado, los autores desarrollaron un modelo de evaluación siguiendo los lineamientos de la metodología Costo de Energía Nivelado (LCOE, por sus siglas en inglés) (Bazilian et al., 2013; Bhandari & Stadler, 2009; Blum, Wakeling, & Schmidt, 2013; Ch Breyer, Gerlach, Mueller, Behacker, & Milner, 2009; Christian Breyer & Gerlach, 2013; Peters, Schmidt, Wiederkehr, & Schneider, 2011), 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 tres casos de intensidad de brillo solar, que corresponden a 3 de las ciudades más grandes del país (Bogotá, Medellín y Barranquilla) que, además, exhiben diferentes intensidades de brillo (baja, media y alta, respectivamente).

El modelo desarrollado abarca un horizonte temporal de 20 años, y considera 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 *blakouts* (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. El resultado final del modelo es 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.

### 3 Resultados y conclusiones

En términos generales, los resultados indican que, sin considerar posibles ventas a la red, los resultados son más favorables para aquellas configuraciones que hacen uso de baterías para el almacenamiento de la carga eléctrica generada y no usada en un momento específico, de manera independiente a la conexión al SIN. El análisis es positivo para estas configuraciones en todas las ciudades en las cuales la capacidad de generación solar instalada es suficiente para suplir la demanda del hogar, y negativo para las ciudades en las cuales la capacidad es insuficiente y no hay conexión al SIN.

En términos específicos, los ahorros de la solución solar considerando una capacidad de 1.2kW y teniendo en cuenta las condiciones de brillo en el territorio, son de 8.6%, 22.3% y 24% respecto al precio de la electricidad local para Medellín, Bogotá y Barranquilla, respectivamente, para una configuración con baterías y conexión al SIN. Los resultados dependen de manera importante de la demanda de electricidad de cada ciudad, que hará que la solución solar se explote en mayor o menor medida.

El análisis sin conexión a la red resulta positivo para Medellín y Barranquilla en el año 2014 generando los mismos ahorros frente a su respectiva tarifa actual del SIN, pero negativo para Bogotá debido a que la experimentaría *blackouts* gracias a su mayor demanda. Los resultados mejoran al considerar posibles ventas de los excedentes a la red, dependiendo del precio de venta. Se realiza un análisis de sensibilidad en este aspecto.

### Referencias

- Bazilian, M., Onyeji, I., Liebreich, M., MacGill, I., Chase, J., Shah, J., ... Zhengrong, S. (2013). Re-considering the economics of photovoltaic power. *Renewable Energy*, 53, 329–338. doi:10.1016/j.renene.2012.11.029
- Bhandari, R., & Stadler, I. (2009). Grid parity analysis of solar photovoltaic systems in Germany using experience curves. *Solar Energy*, 83(9), 1634–1644. doi:10.1016/j.solener.2009.06.001
- Blum, N. U., Wakeling, R. S., & Schmidt, T. S. (2013). Rural electrification through village grids—Assessing the cost competitiveness of isolated renewable energy technologies in Indonesia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 22, 482–496.
- Breyer, C., & Gerlach, A. (2013). Global overview on grid-parity. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 21(1), 121–136. doi:10.1002/pip.1254
- Breyer, C., Gerlach, A., Mueller, J., Behacker, H., & Milner, A. (2009). Grid-Parity Analysis for EU and US regions and market segments—Dynamics of Grid-Parity and Dependence on Solar Irradiance, local Electricity Prices and PV Progress Ratio (pp. 21–25). Retrieved from [http://www.q-cells.com/uploads/tx\\_abdownloads/files/36\\_GRID-PARITY\\_ANALYSIS\\_Paper.pdf](http://www.q-cells.com/uploads/tx_abdownloads/files/36_GRID-PARITY_ANALYSIS_Paper.pdf)
- Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. (2013). Retrieved November 19, 2013, from [http://www.creg.gov.co/html/i\\_portals/index.php](http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php)
- Peters, M., Schmidt, T. S., Wiederkehr, D., & Schneider, M. (2011). Shedding light on solar technologies—A techno-economic assessment and its policy implications. *Energy Policy*, 39(10), 6422–6439. doi:10.1016/j.enpol.2011.07.045
- Sistema Único de Información de Servicios Públicos - SUI. (2013). Retrieved November 19, 2013, from <http://www.sui.gov.co/SUIAuth/logon.jsp>