

PARIDAD DE RED SOLAR: IMPLICACIONES DEL INDICADOR DE EVALUACIÓN

Lorena Cadavid, PhD en Ingeniería de Sistemas - Universidad Nacional de Colombia – sede Medellín. Instituto Tecnológico Metropolitano - ITM, +573218111010, dlcadavi@unal.edu.co

Kathleen Salazar, MSc en Ciencias Administrativas - Universidad Javeriana de Cali. kathleen.salazar@javerianacali.edu.co

Alejandro Valencia. Instituto Tecnológico Metropolitano – ITM. javalenca@unal.edu.co

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

Visión general

Los sistemas solares fotovoltaicos para generación de electricidad (PVS) han sido reconocidos como una tecnología con un gran potencial [1]–[3]. La paridad de red para uso residencial se ha logrado en varios países [4], y se espera que se logre en adelante para otra cantidad importante de ellos; esto significa que, según las evaluaciones financieras, el costo de la electricidad proveniente de PVS residenciales es similar al precio minorista de la electricidad en muchas regiones, y que las personas pueden realizar sus propios análisis financieros y llegar a esta conclusión.

Sin embargo, las evaluaciones financieras pueden llevarse a cabo a través de varias metodologías, y los resultados pueden resumirse utilizando varios indicadores. Es posible calcular un costo promedio por kWh generado o alguna de sus variaciones, como el LCOE [5]–[11], un valor presente neto de los flujos de efectivo – NPV [5], [7], [9], [10], [12]–[16], una tasa interna de retorno de proyecto – IRR [5], [7], [15], [17], un período de recuperación – PBP o DPBP si los flujos son descontados [5], [7], [9], [10], [17], [18], o el costo anual equivalente – EAC [19] para evaluar si se ha alcanzado la paridad de red o no.

Adicionalmente, para el análisis residencial no existe un consenso sobre qué considerar "electricidad generada" por la tecnología para calcular los indicadores y, específicamente, no es claro si la electricidad generada y no utilizada por el hogar, pero vendida a la red, o aquella compra a la red para satisfacer la demanda que el PVS no logra satisfacer, se debería considerar dentro del análisis [20], [21].

La elección sobre qué indicador utilizar y la energía generada no es trivial y hace surgir algunas preguntas. ¿Son los indicadores equivalentes a la hora de tomar una decisión sobre la generación solar residencial? ¿Cambian las conclusiones del análisis cuando se cambia el indicador? ¿Es posible que algunos indicadores sean más favorecedores con el caso solar que otros? ¿Cambiarían las conclusiones si se cambia el análisis de considerar la electricidad generada y utilizada por el PVS (electricidad servida), a considerar también, por ejemplo, las compras de electricidad de la red para satisfacer la demanda del hogar (electricidad demandada)? Con esta investigación se pretende dar algunas respuestas a esas preguntas.

Métodos

Con el fin de lograr el objetivo planteado, se desarrolló un modelo financiero que pronostica los flujos de efectivo para un PVS (considerando baterías) en un hogar típico, y los compara con los flujos de efectivo resultantes de la compra de electricidad a la red nacional en ausencia de instalación solar.

El modelo es agregado a nivel mensual y tiene un horizonte de 20 años. Durante el horizonte, los flujos de efectivo del escenario solar incluyen la inversión inicial en paneles, baterías e inversor, el reemplazo del inversor, el reemplazo de las baterías, el mantenimiento del sistema, y las compras y ventas de electricidad a la red.

El modelo fue parametrizado para el caso colombiano con cifras reales de mercado, y la paridad fue evaluada haciendo uso de los siguientes indicadores financieros: NPV, LCOE, EAC, PBP, DPBP y IRR. Para cada indicador se consideraron dos casos: (1) análisis con electricidad servida y (2) análisis con electricidad demandada. A fin de considerar los efectos en la escala de los resultados, los indicadores en cada caso se compararon tomando tres años diferentes de inicio: 2017, 2025 y 2031. El tamaño de la instalación se varió tanto en número de paneles como número de baterías, con el fin de seleccionar la configuración solar económicamente más efectiva para diferentes niveles de satisfacción de la demanda (entre el 20% y el 100%), y evaluar así la sensibilidad de los indicadores al variar la satisfacción de la solución solar.

Resultados y conclusiones

El análisis muestra que la elección de considerar la electricidad servida o la electricidad demandada es relevante en la decisión de instalar o no un PVS residencial si se usan los indicadores NPV, el LCOE o EAC. Este grupo de indicadores amplifican los ahorros y las pérdidas para el análisis de la electricidad servida cuando la demanda satisfecha con el PVS es inferior al 80%, de manera que puede llevar a concluir que los ahorros (o las pérdidas) con el PVS son mayores a los realmente obtenidos cuando se consideran las compras a la red necesarias para abastecer la demanda del hogar. En cambio, si se usan los indicadores IRR, PBP o DPBP, la distinción entre electricidad servida y demandada no es relevante, ya que los resultados y las decisiones serán las mismas para ambos casos.

Una vez se toma la decisión de considerar la electricidad comprada o la electricidad demandada en el análisis, los indicadores NPV, el LCOE y el EAC proporcionan la misma información respecto al ahorro porcentual generado.

A pesar de que puede ser valioso para medir el nivel de paridad de la tecnología solar, el análisis con electricidad servida muestra resultados parciales para la implementación práctica de un PVS a nivel residencial. Un hogar necesita satisfacer su demanda total de electricidad, pero si la configuración del PVS no satisface el 100% de esta, el hogar debe comprar la brecha de la red, y este dinero debe considerarse en el flujo de efectivo del proyecto solar. Por lo tanto, recomendamos enérgicamente que el análisis de PVS residencial se realice mediante el uso de alguno de los indicadores PBP, DPBP o IRR o, alternativamente, que el nivel de cumplimiento de la demanda del PVS se adjunte a los resultados financieros que utilizan indicadores como VPN, LCOE o EAC que consideren sólo electricidad servida.

Referencias

- [1] M. Bazilian *et al.*, “Re-considering the economics of photovoltaic power,” *Renew. Energy*, vol. 53, pp. 329–338, May 2013.
- [2] 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.
- [3] C. Breyer and A. Gerlach, “Global overview on grid-parity,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 21, no. 1, pp. 121–136, Jan. 2013.
- [4] World Energy Council, “World Energy Resources 2016,” 2016.
- [5] M. N. Akter, M. A. Mahmud, and A. M. T. Oo, “Comprehensive economic evaluations of a residential building with solar photovoltaic and battery energy storage systems: An Australian case study,” *Energy Build.*, vol. 138, pp. 332–346, Mar. 2017.
- [6] L. Cadavid, M. Jimenez, and C. J. Franco, “Financial analysis of photovoltaic configurations for Colombian households,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 12, pp. 3832–3837, Dec. 2015.
- [7] P. K. Halder, “Potential and economic feasibility of solar home systems implementation in Bangladesh,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 65, pp. 568–576, Nov. 2016.
- [8] M. Jiménez, L. Cadavid, and C. Franco, “Scenarios of photovoltaic grid parity in Colombia,” *Dyna*, vol. 188, no. 81, pp. 237–245, 2014.
- [9] A. Razmjoo, M. Qolipour, R. Shirmohammadi, S. M. Heibati, and I. Faraji, “Techno-economic evaluation of standalone hybrid solar-wind systems for small residential districts in the central desert of Iran,” *Environ. Prog. Sustain. Energy*, vol. 36, no. 4, pp. 1194–1207, Jul. 2017.
- [10] M. K. Shahzad, A. Zahid, T. ur Rashid, M. A. Rehan, M. Ali, and M. Ahmad, “Techno-economic feasibility analysis of a solar-biomass off grid system for the electrification of remote rural areas in Pakistan using HOMER software,” *Renew. Energy*, vol. 106, pp. 264–273, Jun. 2017.
- [11] V. Tomar and G.N. Tiwari, “Techno-economic evaluation of grid connected PV system for households with feed in tariff and time of day tariff regulation in New Delhi – A sustainable approach,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 70, pp. 822–835, Apr. 2017.
- [12] M. H. Alsharif, “Optimization design and economic analysis of energy management strategy based on photovoltaic/energy storage for heterogeneous cellular networks using the HOMER model,” *Sol. Energy*, vol. 147, pp. 133–150, May 2017.
- [13] A. Assunção, P. S. Moura, and A. T. de Almeida, “Technical and economic assessment of the secondary use of repurposed electric vehicle batteries in the residential sector to support solar energy,” *Appl. Energy*, vol. 181, pp. 120–131, Nov. 2016.
- [14] F. Cucchiella, I. D’Adamo, and M. Gastaldi, “Photovoltaic energy systems with battery storage for residential areas: an economic analysis,” *J. Clean. Prod.*, vol. 131, pp. 460–474, Sep. 2016.
- [15] S. Rodrigues, X. Chen, and F. Morgado-Dias, “Economic analysis of photovoltaic systems for the residential market under China’s new regulation,” *Energy Policy*, vol. 101, pp. 467–472, Feb. 2017.

- [16] G. Zubi, R. Dufo-López, N. Pardo, and G. Pasaoglu, "Concept development and techno-economic assessment for a solar home system using lithium-ion battery for developing regions to provide electricity for lighting and electronic devices," *Energy Convers. Manag.*, vol. 122, pp. 439–448, Aug. 2016.
- [17] M. Zandi *et al.*, "Evaluation and comparison of economic policies to increase distributed generation capacity in the Iranian household consumption sector using photovoltaic systems and RETScreen software," *Renew. Energy*, vol. 107, pp. 215–222, Jul. 2017.
- [18] M. Hazami, F. Mehdaoui, N. Naili, M. Noro, R. Lazzarin, and A. Guizani, "Energetic, exergetic and economic analysis of an innovative Solar CombiSystem (SCS) producing thermal and electric energies: Application in residential and tertiary households," *Energy Convers. Manag.*, vol. 140, pp. 36–50, May 2017.
- [19] E. Nyholm, M. Odenberger, and F. Johnsson, "An economic assessment of distributed solar PV generation in Sweden from a consumer perspective – The impact of demand response," *Renew. Energy*, vol. 108, pp. 169–178, Aug. 2017.
- [20] HOMER Energy, "Levelized Cost of Energy," 2018. [Online]. Available: https://www.homerenergy.com/support/docs/3.11/total_electrical_load_served.html. [Accessed: 09-Jan-2018].
- [21] National Renewable Energy Laboratory - NREL, "System Advisor Model (SAM) |," 2017. [Online]. Available: <https://sam.nrel.gov/>. [Accessed: 18-Jan-2018].